



Ministerio
**de Industria,
Energía y Minería**

Dirección Nacional
de Energía

Plan Indicativo de Expansión del Parque de Generación Eléctrica

Período 2024 a 2043

Diciembre 2024

Autoridades

Presidente de la República

Dr. Luis Lacalle Pou

Ministra de Industria, Energía y Minería

Ing. Elisa Facio

Subsecretario de Industria, Energía y Minería

Walter Verri

Director Nacional de Energía

Lic. Christian Nieves Lauz



Dirección Nacional de Energía

Rincón 719, Montevideo, Uruguay

Tel +(598) 2840 1234 Internos 8851 y 8828

Prólogo

El sector eléctrico uruguayo ha sido un ejemplo a nivel global en la incorporación de energías renovables y en la consolidación de un sistema confiable, resiliente y ambientalmente sostenible. En el marco de esta transformación, la planificación estratégica de la expansión de la generación resulta clave para garantizar el abastecimiento seguro y eficiente de la demanda creciente de energía, al tiempo que se optimizan costos y se maximizan los beneficios del aprovechamiento de fuentes renovables.

Este Plan Indicativo de Expansión del Parque de Generación Eléctrica para el período 2024-2043 constituye un insumo fundamental para orientar el desarrollo del sistema eléctrico del país. Elaborado con un enfoque técnico riguroso y una visión de largo plazo, el documento analiza diversos escenarios de evolución de la demanda, las capacidades actuales del parque generador y las alternativas de incorporación de nueva capacidad en función de criterios de mínimo costo y seguridad de suministro.

El estudio aborda en detalle los desafíos que enfrentará el sector en las próximas décadas, incluyendo el impacto del crecimiento de la demanda eléctrica, la necesidad de reforzar la infraestructura de respaldo y almacenamiento, y la relevancia del comercio internacional de electricidad. Asimismo, incorpora un análisis sobre la competitividad de las tecnologías disponibles, la integración de nuevas fuentes de generación y las oportunidades que surgen del avance tecnológico y las tendencias globales en materia de transición energética.

Uruguay se encuentra en una posición privilegiada para consolidar su liderazgo en energías renovables, mejorar su competitividad y fortalecer la sostenibilidad de su matriz energética. Este plan es una herramienta esencial para guiar la toma de decisiones en el sector, promoviendo inversiones eficientes y asegurando que el sistema eléctrico continúe evolucionando de manera armónica con las necesidades del país y los compromisos internacionales en materia de descarbonización.

Invitamos a todos los actores del sector energético, tanto públicos como privados, a utilizar este documento como base para la planificación y el desarrollo de proyectos que contribuyan a la seguridad, accesibilidad y sostenibilidad del suministro eléctrico en Uruguay.



Lic. Christian Nieves Lauz
Director Nacional de Energía

Contenido

0. Resumen Ejecutivo.....	3
1. Metodología.....	12
1.1 Consideraciones generales.	12
2. Criterios de Planificación.	14
3. Hipótesis.....	16
3.1 Demanda y Falla.....	16
3.2 Generación fósil.	19
3.3 Generación renovable.....	22
3.4 Generación hidroeléctrica.....	27
3.5 Baterías	29
3.6 Comercio internacional.....	29
4. Centrales candidatas de expansión.	30
5. Casos a Analizar.....	32
6. Resultados de la expansión óptima.	33
6.1 Despacho previsto, potencia disponible y falla.	33
6.2 Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD).	47
6.3 Evolución del costo marginal del sistema y Precio Spot previsto.....	59
6.4 Evolución prevista para la cota de Bonete	75
6.5 Consumo estimado de combustibles.	79
7. Análisis con baterías.....	85
8. Análisis con la demanda del Distribuidor.....	100
Anexos.....	107
Anexo 1. Proyecciones Internacionales	107
Anexo 2. Resultados de la aplicación de los distintos criterios de planificación.	119
Análisis con SimSEE.	119

0. Resumen Ejecutivo.

Este informe presenta las propuestas para la expansión del parque generador del sistema eléctrico de Uruguay para el **período 2024 – 2043**, considerando las alternativas de mínimo costo compatibles con las hipótesis adoptadas y consistentes con los criterios establecidos para el adecuado suministro de la demanda de energía eléctrica del país.

La adecuada cobertura de la demanda de energía eléctrica del sistema dependerá del escenario proyectado para el crecimiento de la misma y del desarrollo de algunos grandes proyectos demandantes de energía considerados. Por lo que es importante interpretar los resultados obtenidos, no exclusivamente en base a un año determinado, sino teniendo en cuenta los GWh de demanda considerados para dicho año en cada escenario, ya que los resultados dependen del crecimiento supuesto para la misma, y/o la entrada puntual de determinado proyecto.

Por tratarse de un estudio de expansión del parque generador que busca el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del País, el mismo se realiza sin considerar la posibilidad que el sistema uruguayo disponga de importación de los países vecinos, Argentina y Brasil, a través de las interconexiones internacionales (lo que se denomina “**a sistema cerrado**”); se simuló adicionalmente un caso habilitando los intercambios internacionales habitualmente modelados en la Programación Estacional, a efectos de constatar el efecto que produce habilitar dichos intercambios (aunque muy limitados) en la expansión propuesta.

Los resultados obtenidos muestran que, en lo que hace a la posible manifestación de niveles de **energía no suministrada (falla energética)** superiores a los límites considerados en el presente estudio, para el escenario denominado “**Incondicional**” (**caso A**), la demanda se encontrará adecuadamente cubierta hasta el año **2034 inclusive**, comenzando a manifestarse falla por fuera de los límites tolerados **en el año 2035, al alcanzarse los 14.000 GWh de demanda anual**¹. Este escenario tiene incluidas las políticas y medidas a las que el país se comprometió a dar cumplimiento mediante recursos y financiamiento propios en un horizonte hasta 2030 en la última NDC (Nationally Determined Contribution) acordada. Asimismo, si se considera la incorporación de una **demanda adicional plana de 50 MW a partir del año 2027**, que reflejaría la posible concreción del proyecto de Google o algún otro alternativo de no llegar a concretarse éste², para el escenario denominado “**Incondicional+50MW**” (**caso B**), se observa que la demanda de energía se encontrará adecuadamente cubierta hasta el año **2033 inclusive**, comenzando a manifestarse niveles de falla energética superiores a los límites considerados **en el año 2034, al alcanzarse los 14.400 GWh de demanda anual**. Se analizaron **tres variantes para el caso B**: el **caso C** que es igual al caso B, pero considera la posibilidad de incorporar generación SFV a un menor costo, el **caso D** que es igual al caso B, que considera la posibilidad de tener intercambios internacionales (aunque muy limitados) y el **caso B_Distr** que es igual al caso B, a excepción de la demanda proyectada, para la cual se consideró la proporcionada por el Distribuidor para los primeros 5 años del estudio (2024-2028) y fue la utilizada por ADME para

¹ Ver análisis realizado en la Sección “Escenario sin expansiones” en el Anexo 2.

² El escenario que incorpora una demanda plan a adicional de 50 MW (caso B) se considera el más representativo de la realidad (y se tomó como caso base), a raíz de la concreción de la firma de un contrato de abastecimiento que realizara UTE para una demanda plana, que se supusiera como hipotético en el presente estudio, y fuera comunicado a DNE en abr/2024 cuando el presente estudio ya se encontraba avanzado.

la confección de su estudio de Programación Estacional nov/2023-abr/2024 cuyas hipótesis se tomaron como base para el presente estudio³, con el agregado de una demanda plana de 50 MW a partir del año 2027 (al igual que en el caso B). El **caso C** no presenta diferencias en lo que hace al año de aparición de falla energética respecto del caso B, dado que consideran la misma demanda, el **caso D**, si bien considera asimismo igual demanda que el caso B, al habilitar la posibilidad de utilizar las interconexiones internacionales, se observa que comienzan a manifestarse niveles de falla energética superiores a los límites considerados **en el año 2035, al alcanzarse los 14.616 GWh de demanda anual**, un año más tarde que para el caso B, mientras que para el **caso B_Distr** de mayor demanda, se observa que comienzan a manifestarse niveles de falla energética superiores a los límites considerados ya para una semana del invierno **del año 2032, al alcanzarse los 14.771 GWh de demanda anual**. Asimismo se ensayó la posibilidad de incorporar respaldo al sistema mediante módulos de baterías, ensayando una variante adicional para el caso base B: **caso B_Bat**, incluido en la sección “Análisis con baterías”.

Adicionalmente a los criterios de falla energética, se incorporó en este estudio un **criterio de equilibrio económico**, que busca determinar la conveniencia económica de la incorporación de nueva generación renovable, comparando la proyección de sus precios en el horizonte analizado, con el valor esperado de la energía que se prevé generarán estas plantas, valorada al costo marginal que perciben las mismas. Dicho análisis arroja la conveniencia económica de incorporar **generación SFV** al sistema **a partir del año 2025** para casi todos los escenarios (2024 para el caso D y B_Distr), mientras que la **generación eólica** se incorporaría algo más tarde, **a partir del año 2030** para los casos A-C, **2028** para el caso D y **2027** para el caso B_Distr, siempre y cuando esta generación de fuente ERNC pueda adquirirse a los precios proyectados en este estudio, o menores.

Se incorporó asimismo en este estudio el ensayo de un **criterio** que busca **limitar las fallas de potencia**, al que se denominó “**LOLE2**” (propuesto por UTE) el cual consiste en limitar las horas anuales de ocurrencia de falla 2 o superior a un máximo de 15 horas⁴ en valor esperado (para lo cual es suficiente identificar las horas de ocurrencia de falla 2), incorporando para ello generación térmica fósil de respaldo. La elevada incorporación de ERNC en el sistema, vuelve necesario definir e incorporar algún criterio que limite la posible falla en potencia, dada la alta variabilidad intrínseca que presentan estas fuentes, a nivel horario e intra-horario. Para los **casos A-C** se superaría el límite propuesto para las fallas de potencia **en el año 2035**, mientras que para el **caso D**, si bien considera la misma demanda que los casos B y C, al contar con el respaldo de las interconexiones internacionales (lo que se asimila más a la operativa normal del sistema uruguayo) se superaría el límite recién **en el año 2038**; para el **caso B_Distr** con mayor demanda que los anteriores, el límite se superaría ya **en el año 2032**. Ello asumiendo que se incorporan

³ Ver proyecciones de demanda en las hipótesis de la Programación Estacional noviembre/2023-abril/2024 publicada por ADME.

⁴ Este valor fue propuesto por UTE, teniendo en cuenta que se adoptaron hipótesis de un sistema cerrado a la importación, o semi-cerrado (caso D) donde se manejan cantidades limitadas y precios altos de importación, considerando los estándares utilizados por algunos países europeos, donde las horas de falla admisibles por año varían desde: 3 horas (Gran Bretaña, Francia), 4 horas (Países Bajos), 8 horas (Irlanda), 16 horas (Bélgica, sin interconexión; con interconexión 3 horas). Ver Tabla 3, pg.47, incluida en el informe: “Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles”, Centro de Energía, Fac. de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Julio de 2017, https://energia.gob.cl/sites/default/files/2017_acera_estudio_potencia_de_suficiencia.pdf

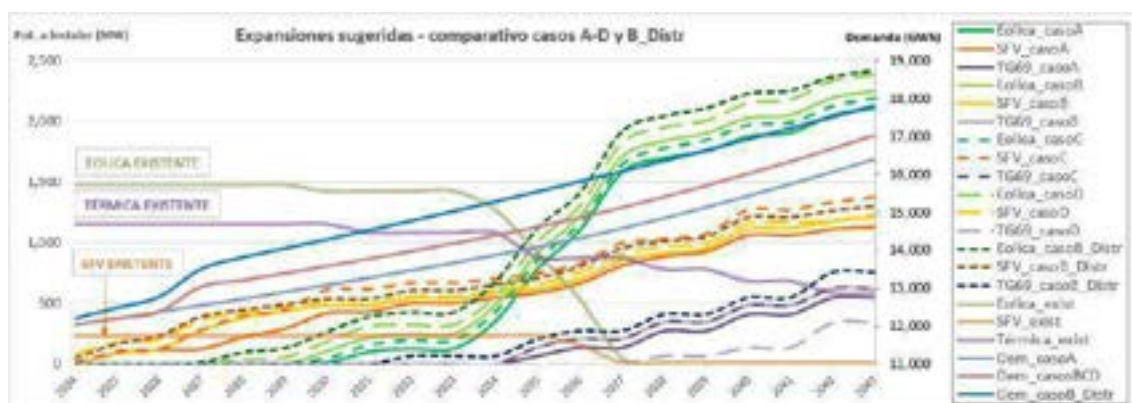
las unidades de ERNC sugeridas por el criterio marginalista; de no ser así, dicho límite se superaría ya a partir **del año 2032** para el **caso A**, a partir **del año 2030** para los **casos B y C**, a partir **del año 2034** para el **caso D**, y a partir del año 2028 para el **caso B_Distr**, observándose que la incorporación de las ERNC permite un retraso en la incorporación de estas unidades térmicas. De todas formas la aplicación de este criterio requiere de un análisis más detallado, y el año en que se superaría el límite propuesto de 15 horas, así como la incorporación ensayada de TG69 que se presenta en los resultados, constituiría un peor caso, dado el postizado horario seleccionado para las simulaciones en el presente estudio, que conlleva una simplificación, siendo que muy posiblemente un análisis más detallado, con una mayor discretización horaria en algún poste (particularmente en el poste 6 donde se identificó que la presencia de falla, multiplicada por la cantidad de horas de dicho poste, está afectando el valor obtenido) indique que dichas unidades térmicas se incorporarían algunos años más adelante.

En la tabla que sigue se presenta la propuesta de incorporación (acumulada por año, expresada en MW) de las distintas fuentes que se consideraron como candidatas para integrar al sistema de generación, con el objetivo de mantener un adecuado suministro de la demanda del sistema, con el mínimo costo: parques eólicos de 25 MW (fp=44,8%)(EOL), plantas SFV de 50 MW con tracking (fp=25%)(SFV), y turbinas de 69 MW funcionando en base a Gasoil (TG).

Año	Escenarios														
	A- "Incondicional"			B- "Incondicional" Con Dem.50MW			C- "Incondicional" Con Dem.50MW SFV menor costo			D- "Incondicional" Con Dem.50MW con Com.Internac.			B- "Dem_Distr." Con Dem.50MW		
	EOL	SFV	TG	EOL	SFV	TG	EOL	SFV	TG	EOL	SFV	TG	EOL	SFV	TG
2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	-	-	50	-
2025	-	85	-	-	90	-	-	100	-	-	180	-	-	170	-
2026	-	115	-	-	120	-	-	120	-	-	205	-	-	235	-
2027	-	120	-	-	275	-	-	280	-	-	365	-	15	395	-
2028	-	220	-	-	380	-	-	395	-	35	420	-	100	450	-
2029	-	290	-	-	435	-	-	445	-	55	475	-	135	495	-
2030	10	420	-	110	480	-	45	610	-	185	495	-	270	540	-
2031	100	430	-	220	480	-	155	615	-	310	495	-	395	540	-
2032	125	500	-	250	540	-	195	670	-	325	560	-	430	610	69
2033	125	500	-	250	540	-	195	670	-	325	560	-	430	610	69
2034	355	545	-	490	585	-	430	700	-	565	610	-	685	660	69
2035	785	585	69	915	620	138	855	745	138	1010	660	-	1125	710	207
2036	1100	665	138	1220	705	207	1155	825	207	1305	760	-	1415	805	276
2037	1580	810	138	1710	855	207	1640	995	207	1825	910	-	1920	955	276
2038	1695	885	276	1835	915	345	1775	1030	345	1950	970	69	2045	1015	414
2039	1750	925	276	1900	955	345	1840	1070	345	2005	1000	69	2110	1050	414
2040	1870	1060	414	2025	1110	483	1965	1270	483	2150	1160	138	2230	1210	552
2041	1900	1060	414	2050	1120	483	1985	1270	483	2180	1170	138	2255	1210	552
2042	2045	1110	552	2190	1175	621	2120	1335	621	2335	1185	345	2370	1265	759
2043	2100	1130	552	2245	1215	621	2185	1375	621	2385	1235	345	2420	1300	759

EOL= Potencia total a instalar a partir de parques Eólicos / SFV = Potencia total a instalar a partir de Plantas Solares Fotovoltaicas / TG= Potencia total a instalar a partir de Turbinas de Gas. Se indican en **rojo** los años en que se modelaron salidas de generación (2030: primeros parques eólicos instalados; 2031: motores CB; 2034-37: toda la eólica y SFV existente; 2035: CTR; 2038-2040-2042: 2 PTI en cada año). Potencia expresada en MW (acumulados por año).

Se muestra en forma gráfica un comparativo entre las expansiones obtenidas para los 4 casos analizados (A-D), así como para el caso con demanda proporcionada por el Distribuidor (B_Distr), mostrando en el eje secundario la evolución supuesta para las distintas proyecciones de la demanda; asimismo se muestra con trazado de doble línea, la potencia eólica, SFV y térmica actualmente instalada, y las desinstalaciones que se modelaron en el estudio:



Potencia total a instalar a partir de parques Eólicos, plantas Solares Fotovoltaicas (SFV) y Turbinas de Gas en los 4 casos analizados (A-D) y caso B_Distr. Se muestra asimismo la potencia eólica, SFV y térmica actualmente instalada, y su evolución con las desinstalaciones consideradas en el estudio. En el eje de la derecha se muestran los tres escenarios de demanda proyectados.

Para el **caso A**, de menor demanda respecto de los restantes, se observa una expansión algo más moderada respecto de los demás casos, como sería esperable. Los **casos B, C y D** que incorporan una demanda plana adicional plana de 50 MW a partir del año 2027, incrementan la expansión SFV (la duplican en casi todos los casos en dicho año). Para el **caso C**, para el que se supuso una SFV de mayor factor de planta, puede observarse que la incorpora en mayor cantidad, en detrimento de la incorporación eólica; se observa asimismo en el despacho previsto una menor generación térmica (si bien la misma se incorpora en igual cantidad respecto del caso B), teniéndose más excedentes y algo más de falla. Para el **caso D**, donde se supuso un reducido comercio internacional habilitado, puede verse que hay una mayor incorporación de ERNC, viéndose reducida la necesidad de incorporar generación térmica de respaldo. Para el **caso D_Distr** de mayor demanda, se observa como es esperable, una expansión algo más agresiva.

En lo que hace al **despacho previsto**, puede observarse el importante despacho térmico para el caso de escenarios de baja hidraulicidad (5% más seco), más notorio en los últimos años del estudio, mientras que el mismo se reduce notoriamente para una hidraulicidad promedio (valor esperado) en todos los casos analizados. En el caso de alta hidraulicidad (5% más húmedo) puede observarse un importante despacho de exportación de excedentes (eólicos, hidráulicos).

Para el caso D (con un reducido comercio internacional habilitado) se observa una **importación** muy reducida, por haberse supuesto con un precio muy elevado, pero que puede resultar clave a la hora de sustituir falla y con ello contribuir a bajar el cmg, mientras que se observa un

volumen importante de **exportación**, que se supuso a un precio muy reducido. La misma resulta particularmente relevante en primavera, en detrimento de la exportación de excedentes valorizados a precio casi nulo (sumidero), siendo el total exportado mayor que en los demás casos. Además se observa que la posibilidad de contar con un respaldo dado por el comercio internacional, baja notoriamente el despacho de falla esperado.

Puede observarse en todos los escenarios cómo va disminuyendo el peso relativo de la generación hidroeléctrica a lo largo del período (si bien la misma se mantiene constante en términos absolutos), así como de la biomasa que ve asimismo disminuido su peso relativo. Por otro lado va aumentando la importancia de la generación SFV y eólica, a raíz de las expansiones que se incorporan al sistema. La generación térmica, si bien se duplica en términos absolutos, se mantiene en términos porcentuales en casi todos los escenarios. Los excedentes disponibles para exportación (eólicos, SFV y/o hidráulicos de vertimiento) son cuantiosos y van aumentando a lo largo del período, al instalarse más generación renovable y de mayor fp que la actualmente instalada.

En lo que hace a la **potencia disponible**, puede observarse en todos los escenarios la relevancia de la potencia media disponible hidroeléctrica frente a las demás fuentes, si bien en lo que hace a potencia instalada resulta equiparable con la eólica (excepto en el caso D donde esta última ya la supera ampliamente sobre finales del período). En lo que hace a la generación térmica puede verse como la salida de las unidades actualmente instaladas (xej. CTR, PTI) se compensa casi inmediatamente con la incorporación de térmico adicional, excepto en el caso D donde se observa que al disponer del respaldo dado por las interconexiones internacionales, se posterga su incorporación.

Puede observarse que la **proporción de ERNC/térmico** instalado va aumentando durante el período analizado, así como la proporción de **ERCN/hidro**, dado que esta última permanece constante, mientras que la penetración de ERNC se va incrementando a lo largo del período. Para el caso D (con comercio internacional habilitado), que requiere menos respaldo térmico, puede observarse que dicha relación ERNC/térmico es más alta que para los restantes 3 casos (que son a frontera cerrada).

Por otra parte se observa también como la **proporción de eólica y SFV** va asimismo cambiando durante el período analizado, en este caso decrecentándose, hasta llegar a una **relación del orden de 2:1**, algo menor para el caso C, que con una SFV a menor costo, instala mayor cantidad de la misma, en relación con la eólica; para el caso D que sugiere instalar SFV ya desde el principio del período, se observa un punto de partida algo más bajo respecto de los demás casos, aunque en el largo plazo converge con los casos A y B. En todos los casos se observa que en los primeros años del período se incorpora preferentemente SFV, hasta alcanzar la relación óptima con la eólica.

Se observa asimismo que una mayor incorporación de ERNC en el sistema, despachadas en la base, desplazan nuevamente la criticidad para el abastecimiento de la demanda hacia el invierno, ya que si bien los picos de consumo se han desplazado hacia el verano en los últimos años, a medida que se incorporan más ERNC, **la demanda neta** desplaza sus picos hacia el invierno. Puede apreciarse que si bien la Demanda es creciente en el período, con la

incorporación de ERNC propuesta, la Demanda Neta se mantiene relativamente constante, e incluso con una leve tendencia a la baja.

Se observa en todos los casos un **despacho de falla** despreciable en v.e., y menor al 0,4% de la demanda para el escenario más seco. Como era de esperar, se observa una falla algo mayor a lo largo del período en los escenarios de mayor demanda (casos B y C, no así en el caso D que tiene habilitado el comercio internacional). Asimismo es notoria la diferencia entre los escenarios secos, y los escenarios promedio o húmedos donde la falla es insignificante. En todos los escenarios se observa un pico en la falla esperada alrededor de los años 2034-2037, que coincide con la salida de servicio modelada para las ERNC actualmente instaladas en el sistema, así como en los años en que se modeló la salida de las PTI 1-6 (2038, 2040, 2042). En todos los casos se observa que la falla 1 y 2 son las que involucran más energía, algo más en la falla 2 dado que la misma alcanza una profundidad de hasta el 5% de la demanda, mientras que falla 1 alcanza como máximo un 2% de la demanda. Falla 3 y falla 4 resultan menores, por ser más esporádicas. Para los 3 escenarios que tienen la misma demanda (B, C y D), se observa que la falla es muy similar para los casos B y C (ligeramente menor en el caso C que expande con ER de mayor factor de planta) y por otra parte el caso D presenta notoriamente mayor falla 1 y menor falla 2, 3 y 4, respecto de los casos B y C. Esto siempre considerando el escenario más seco, ya que en los escenarios de valor esperado o húmedo, toda la falla es prácticamente residual.

En lo que hace al **Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD)** estimado para el período, puede observarse la relevancia del costo térmico para el caso de escenarios de baja hidraulicidad (5% más seco), más notorio en los últimos años del estudio, mientras que el mismo se reduce notoriamente para una hidraulicidad promedio (valor esperado) y aún más para un escenario de alta hidraulicidad, concordante con el despacho observado. En todos los casos se observa un incremento de los costos térmicos a medida que se avanza en el período. Los costos de falla resultan despreciables en todo el horizonte de estudio, inclusive para escenarios más secos. Se observa una marcada disminución de los costos eólicos a medida que se sustituye la eólica existente (con pagos más altos, que se asume en este estudio que se desinstala pasados los 20 años de su puesta en servicio) por eólica proveniente de las ampliaciones, a costos mucho menores. Lo mismo sucede para la SFV, aunque debido a su menor penetración inicial, no resulta tan notorio. Asimismo se observa el incremento del costo de UPM, a partir de la entrada en servicio de la nueva planta de UPM-2, que se asume generando a pleno a partir de 2026, dada la relevancia de su generación. Por otro lado puede observarse que los costos de la energía despachada por Salto Grande resultan despreciables frente a los demás costos que componen el CAD, a pesar de la relevancia que la misma tiene para el sistema.

Para el caso D (con un reducido comercio internacional habilitado) se observa que aunque el volumen de la importación resultara muy reducido, su costo es significativo comparado con los ingresos que se obtendrían por la exportación, de volumen mucho más importante, pero que se asumió con una remuneración muy baja. Puede observarse que los mayores costos de importación se tendrían al comenzar el invierno (con un pico secundario al comenzar el verano), mientras que los mayores ingresos por exportación se tendrían en primavera, cuando los volúmenes exportados serían mayores. Se observa asimismo que la posibilidad de contar con un respaldo dado por el comercio internacional, baja notoriamente los costos esperados de falla.

Puede observarse que, dada la elevada componente de energías renovables en el despacho, con las cuales es posible abastecer la casi totalidad de la demanda en el escenario promedio de aportes, el CAD no presenta mayores variaciones respecto al caso de un escenario de alta hidraulicidad (húmedo). Sin embargo, para un escenario de baja hidraulicidad (seco) puede apreciarse la influencia de los costos térmicos y de falla en que incurrirá el sistema, con el consiguiente sobre costo para el sistema. Asimismo se observa que el costo para el escenario D con el comercio internacional habilitado resulta algo menor, aunque las hipótesis que se asumieron para el mismo son sumamente restrictivas, resultando en valor esperado del orden del escenario A (que no contempla la demanda plana adicional de 50 MW a partir del año 2027), e incluso esto se acentúa y resulta algo menor en el escenario seco. Asimismo el costo para el escenario C de “mejor SFV” resulta algo menor que el caso base B, ya que la nueva SFV que se incorpora lo hace a un menor costo.

En lo relativo al **costo marginal del sistema** (cmg) puede verse que en los 4 casos analizados los valores resultan muy similares; en promedio son apenas algo más bajos para el escenario “Incondicional” de menor demanda como resultaría esperable, seguido por el escenario “Incondicional+50MW” con mejor SFV (caso C); el más caro resulta el escenario “Incondicional+50MW” con Comercio Internacional (caso D).

Se muestra a continuación un resumen de los valores obtenidos de las simulaciones, para el cmg medio mensual en el período analizado:

(USD/MWh)	Caso A (Incondicional)	Caso B (Incond.+50MW)	Caso C (Incond.+50MW mejor SFV)	Caso D (Incond.+50MW con Com.Intl.)
promedio	50,45	51,93	51,04	52,45
máximo	98,70	98,34	97,26	95,88
mínimo	5,61	6,72	6,49	11,05

El valor máximo se tiene en el pico de verano de enero de 2025 en todos los casos, mientras que el valor mínimo se tiene en primavera en el mes de octubre en todos los casos (2027 para el caso A, y 2031 para los restantes 3 casos). En todos los casos el cmg presenta una tendencia ligeramente al alza a medida que crece la demanda, mostrando sin embargo una clara disminución en los picos máximos de verano, a medida que se incrementa la penetración de ERNC (en particular de la SFV), las que se despachan en la base con cmg nulo. Hay que tener en cuenta que para el escenario de hidraulicidad promedio al que corresponden los valores señalados, predomina el despacho de energías renovables lo que favorece la estabilidad en los valores de cmg del sistema; se observa que el mismo se incrementa paulatinamente, a medida que se incrementa el despacho térmico al ir aumentando la demanda.

Como era esperable, el escenario de peor hidraulicidad (5% más seco) presenta valores notoriamente más elevados que el caso de hidraulicidad promedio, y puntualmente muestra probabilidad de valores muy elevados en los picos de verano e invierno. Puede observarse, como ya se mencionara, que los valores críticos se van desplazando a lo largo del período hacia el invierno. Los mismos presentan, calculados como promedio semanal, valores superiores a los del tope del Spot (250 USD/MWh), pero inferiores a los costos de falla.

Se analizó la evolución del **Precio Spot promedio semanal** previsto para el período; al igual que para los valores de cmg comentados anteriormente, los mismos surgen del promedio ponderado de los valores de cmg obtenidos para cada poste semanal (ver en la sección “Metodología” la definición de los postes), pero topeados en 250 USD/MWh. En todos los escenarios y postes se observan valores notoriamente menores en primavera, como es de esperarse dada la elevada disponibilidad del recurso hidráulico y eólico en dicha época del año, y los mayores valores para invierno y verano.

En la siguiente tabla se muestra el Precio Spot promedio en todo el período, en valor esperado, por poste, para los 4 casos analizados (A-D):

Precio Spot v.e. (USD/MWh)	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9
A – “Incondicional”	180,2	164,7	151,2	121,0	83,0	63,2	57,9	45,3	7,3
B – “Incondicional+50MW”	192,0	177,4	164,4	133,9	91,2	65,4	59,2	45,0	6,5
C – “Incondicional+50MW” (mejor SFV)	192,7	178,4	165,5	134,9	91,4	64,5	57,9	43,3	6,1
D – “Incondicional+50MW” (con Com.Intl.)	193,0	177,9	164,3	132,7	89,6	65,9	58,2	42,0	10,3

Puede observarse que los valores resultan algo mayores en los escenarios de mayor demanda (B, C y D), como resulta esperable, a excepción de los postes 8 y 9, donde el caso A registra valores ligeramente más altos respecto de los demás escenarios que instalan una mayor cantidad de renovables (a excepción del caso D, para el cual incide la valorización de la energía para la exportación). Entre los escenarios de igual demanda (B, C y D) se registran valores ligeramente menores en el escenario B para los postes más exigidos (con menor despacho de ERNC y mayor demanda neta), mientras que los escenarios con mayor instalación de ERNC (C y D) registran valores más bajos en los postes menos exigidos (con mayor despacho de ERNC y menor demanda neta).

Se analizó la evolución prevista para la **cota de Bonete** (única central considerada con embalse en el presente estudio), a efectos de analizar la posible influencia de la fuerte componente de ERNC que se incorpora al sistema con la expansión propuesta, que podría estar llevando la cota a operar en niveles más elevados que los habituales. Se observa que en la operación promedio semanal de la central, en todos los casos la cota se mueve entre un valor máximo algo inferior a los 80m, que se registra habitualmente sobre principios de octubre, debido al acopio en el embalse dado por las abundantes lluvias que se producen durante la primavera, y un valor mínimo algo superior a los 75m, que se registra habitualmente a mediados de marzo, al terminar el verano. La alta participación de energías renovables que se despachan en la base permite un ahorro de agua en el embalse, lo que hace que la cota del mismo se mantenga en promedio alta, alrededor de los 77,4m (promedio del período).

A continuación se muestra un cuadro resumen con los principales resultados:

Cota (m)	Mínima	Promedio	Máxima
A – “Incondicional”	75,55	77,41	79,77
B – “Incondicional+50MW”	75,53	77,39	79,77
C – “Incondicional+50MW” (mejor SFV)	75,59	77,41	79,77
D – “Incondicional+50MW” (con Com.Intl.)	75,37	77,29	79,78

Asimismo se observa que los controles de cota impuestos están actuando correctamente, limitando por un lado la cota máxima en 80m, tal como se estableciera a efectos de evitar

inundar terrenos circundantes, nivel que se superaría puntualmente tan solo con un 5% de probabilidad de excedencia, alcanzándose en ese caso una cota máxima de 80,3m (promedio semanal) en todos los escenarios analizados, y por otro lado la cota mínima fijada por seguridad de abastecimiento en 72,3m se puede cumplir con un 95% de probabilidad de excedencia, a excepción de algunas semanas puntuales del otoño/invierno donde podría llegar a bajar hasta un mínimo de 71,3m (valor que se alcanza en la última semana de julio de 2034 en los casos A y B, y en la misma semana de julio de 2028 para los casos C y D).

Se analizó asimismo el **consumo estimado de Gas Oil (GO) y Fuel Oil Motores (FOM)** en el período. El mayor despacho térmico se observó, como resultara esperable, en el escenario “Incondicional + 50 MW” (caso B), para el cual se tenía además la mayor componente térmica en la expansión determinada. El mayor consumo de GO se observa por tanto en dicho escenario, ya que en el caso A se tiene algo menos de demanda, lo que incide en un consumo algo menor, en el caso C, al disponer de SFV de mejor factor de planta, se necesita despachar algo menos de térmico, y en el caso D, al tener habilitado el comercio internacional, el despacho térmico resulta aún menor.

Se volvió a simular el caso base B, considerando una posible incorporación de **módulos de baterías** de 120MW, de acuerdo a las hipótesis técnicas y de costo realizadas para los mismos (ver sección “Centrales candidatas de expansión”). Como herramienta para la toma de decisiones en cuanto a incorporación de módulos de baterías, se analizó el **gradiente de inversión acumulado** calculado por SimSEE. A medida que se fueron agregando los bancos de baterías, se observó una notoria disminución en los valores de “LOLE2” obtenidos, por lo que se ensayó en las sucesivas iteraciones el paulatino retiro de las TG69 agregadas a efectos de dar cumplimiento a dicho criterio. Se observa que la energía demandada y generada por las baterías es notoriamente mayor en un régimen de hidraulicidad seco, acorde al mayor uso que se les dará a las mismas, siendo más frecuente en dicho escenario que la ganancia resultante sea mayor o igual a 30 USD/MWh (diferencia mínima supuesta entre el precio de compra y de venta de la energía almacenada). El efecto más relevante se tiene en el despacho térmico, así como de falla y de excedentes de exportación, notoriamente a la baja para el caso con baterías en todos los escenarios de hidraulicidad considerados. Al analizar el CAD se infiere que la incorporación de baterías, al precio asumido, resultaría en un ahorro en todos los escenarios de hidraulicidad, resultando más cuantioso para el escenario más seco, como cabría esperar. Los valores del cmg del sistema resultan muy similares en promedio para ambos casos, resultando algo más bajos para el escenario con baterías, como resultaría esperable. Se observa como resultado más relevante que la incorporación de baterías desplaza el respaldo térmico a incorporar, retrasando en 4 años su incorporación. Cabe sin embargo aclarar que de acuerdo a la última información actualizada con que se cuenta, no resultaría aún viable poder obtener bancos de baterías en Uruguay a los precios considerados en las hipótesis de este estudio, resultantes de proyecciones internacionales realizadas para Uruguay por el BID en un estudio que data de fines de 2019.

Se volvió asimismo a simular el caso base B, considerando la proyección para la demanda proporcionada por el Distribuidor para los primeros 5 años del estudio (2024-2028), la que fuera utilizada por ADME para la confección de su estudio de Programación Estacional nov/2023-

abr/2024 (cuyas hipótesis se tomaron como base para el presente estudio) con el agregado de una demanda plana de 50 MW a partir del año 2027 (al igual que en el caso B).

1. Metodología.

A efectos de determinar la planificación indicativa de largo plazo del parque de generación eléctrica uruguayo, se realizaron simulaciones con el programa **WASP IV (Wien Automatic System Planning)**. Este es un modelo de planificación de largo plazo cuyo objetivo es encontrar la estrategia de expansión de generación eléctrica económicamente óptima para un sistema eléctrico dentro de las restricciones especificadas por el usuario. El mismo presenta sin embargo algunas limitaciones, ya que no permite un modelado de los recursos eólico, hidráulico y solar adecuado a sus características intrínsecas de aleatoriedad. A los efectos de obtener una primera aproximación a la expansión del parque generador, se modelan los generadores eólicos y solares fotovoltaicos (SFV) como plantas térmicas, con determinada disponibilidad. El paso de simulación en esta herramienta es anual, el cual puede subdividirse en hasta 12 períodos. Estos fueron utilizados para representar 4 bloques intra-diarios de 6 horas, en 3 períodos estacionales diferentes (verano, invierno e intermedio), a efectos de representar mejor el comportamiento de las ERNC.

Para subsanar estas limitantes, los resultados obtenidos con WASP IV se simularon a posteriori con el programa **SimSEE (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica)**, que permite un modelado más detallado de los recursos mencionados considerando sus características inherentes de aleatoriedad, permitiendo además realizar simulaciones de paso semanal, diario e incluso horario o diezminutal. Las simulaciones realizadas en **SimSEE** permiten validar los resultados obtenidos con WASP IV, con respecto al cumplimiento de los criterios de planificación utilizados. Se realizaron corridas de **paso semanal**, con 9 postes de 1-1-1-5-10-35-35-35-45 horas respectivamente, buscando representar con mayor precisión las horas de mayor demanda (postes P1, P2 y P3, de 1 hora c/u), agrupando las horas de menor demanda en postes de mayor cantidad de horas (postes P6, P7 y P8 de 35 horas c/u y poste P9 de 45 horas). Se sortearon 3 crónicas para la optimización y se simularon 1.150 crónicas, en base a las 115 crónicas históricas disponibles de aportes (años 1909-2023 inclusive) a efectos de simular correctamente las roturas de las máquinas. Las corridas se realizaron con la viie119.253 (set/2023).

1.1 Consideraciones generales.

El estudio que se realiza en esta oportunidad considera un horizonte de 20 años, por lo que el **período** de estudio para el cual se analizan posibles inversiones comprende desde el año **2024** al **2043** inclusive.

Por tratarse de un estudio de expansión del parque generador que busca el adecuado abastecimiento de la demanda de energía eléctrica del País, el mismo se realiza sin considerar la posibilidad que el sistema uruguayo disponga de importación de los países vecinos, Argentina y Brasil, a través de las interconexiones internacionales. Esto se denomina “**a sistema cerrado**”, dado que la planificación del parque generador solo considera centrales de generación eléctrica localizadas en territorio nacional, no comprometidas para exportación. A los efectos de generar una alternativa para cumplir el balance energético, se modela en SimSEE un sumidero de

excedentes de energía eléctrica, de forma de poder dar una salida a los posibles excedentes eólicos, solares o hidráulicos de vertimiento que presente el sistema.

Una vez determinadas las opciones de expansión del parque de generación con las consideraciones anteriores, se simuló el comportamiento del sistema habilitando los intercambios habitualmente modelados en la Programación Estacional (caso D), a efectos de visualizar su efecto en el valor del costo marginal del sistema, entre otros.

Se considera un escenario base donde las máquinas térmicas operan **con Gas Oil** (o Fuel Oil Motores en el caso de los motores de Central Batlle). No se consideró en esta revisión un escenario alternativo que contemple la disponibilidad de **Gas Natural** para generación de energía eléctrica, ya que no se vislumbra esta posibilidad en el horizonte cercano.

Los **precios** se ajustaron con la evolución de largo plazo del precio del petróleo dada por la EIA (Energy Information Administration del Gobierno de Estados Unidos) de acuerdo a su informe AEO 2023. Todos los valores considerados se encuentran expresados en dólares constantes de 2022.

Se analizaron dos alternativas que contemplan las posibles evoluciones previstas para la **Demanda**: un escenario **“Incondicional”** que tiene en cuenta las líneas de política energética que están en curso y/o en vías de incorporación de acuerdo al compromiso asumido por el País para dar cumplimiento a las NDC, y un escenario **“Incondicional + 50 MW”** que tiene en cuenta la posible incorporación de una demanda plana adicional de 50 MW a partir del año 2027.

A efectos de analizar las alternativas de expansión del parque generador instalado, se consideró la posibilidad de incorporar **Turbinas de Gas (TG) de 69 MW** (funcionando con Gas Oil - GO), con un rendimiento de 40%, y un factor de disponibilidad (fd) de 90%, así como generación eólica y/o solar fotovoltaica (SFV), representadas como **parques eólicos o plantas SFV de 25 y 50 MW** respectivamente. Para el caso de las plantas SFV se estimó una inversión de 797 USD/kW AC instalado⁵, con un factor de planta del 25%, considerando que las nuevas plantas a instalarse incorporarán tracking y se instalarán en las zonas del país con mejor disponibilidad del recurso, mientras que para los parques eólicos se estimó una inversión de 1.215 USD/kW instalado⁶, con un factor de planta de 44,8%. No se consideraron centrales a biomasa como posibles candidatas para la expansión. Asimismo se analizó la conveniencia o no de instalar **almacenamiento** en el sistema (por medio de baterías distribuidas).

Se aplican los **2 criterios de planificación energética** descritos en la sección “Criterios de Planificación”, a efecto de validar las incorporaciones resultantes de las simulaciones y obtener así el plan de expansión de la generación 2024-2043. Además se incorpora en el presente estudio **un criterio de equilibrio económico** a efectos de seleccionar la expansión en ERNC económicamente más conveniente para el sistema, así como un criterio adicional para limitar posibles **fallas de potencia** que este tipo de fuentes pueden ocasionar en el sistema.

⁵ Este valor corresponde al año 2024 y es decreciente en el período estudiado. Ver sección “Centrales candidatas para la expansión”.

⁶ Este valor corresponde al año 2024 y es levemente decreciente en el período estudiado. Ver sección “Centrales candidatas para la expansión”.

Para el período analizado se estudia el **despacho previsto**, la **potencia disponible** en el sistema y la energía no suministrada o **energía de falla** que presentaría el sistema, en diferentes condiciones de hidraulicidad (escenario seco, valor esperado y húmedo). Asimismo se realiza una estimación del **Costo de Abastecimiento de la Demanda** (CAD) para cada año del período, y se analiza la evolución del **costo marginal** (cmg) del sistema y del **Precio Spot** previsto en los distintos postes semanales, así como la evolución prevista para la **cota de Bonete** (única central considerada con embalse en el presente estudio) en el horizonte analizado. Por último se calculan los **consumos estimados de combustibles** para el período, a efectos de evaluar posibles proyectos futuros.

2. Criterios de Planificación.

Los criterios de planificación energética corresponden a los criterios que permiten establecer la validez de una alternativa de expansión de un sistema eléctrico en cuanto a su capacidad de brindar una adecuada seguridad de suministro a la demanda de energía eléctrica del país.

Para el sistema eléctrico uruguayo, se adopta como **primer criterio de planificación energética** a efectos de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica, que en condiciones de hidrología con probabilidad de ocurrencia del 5% (condición hidrológica muy seca), y a sistema cerrado (sin considerar importaciones), la energía anual no abastecida debe ser menor al 2% del total de la demanda anual de energía. Este criterio busca limitar las interrupciones de servicio no voluntarias (modeladas en la profundidad del primer escalón de falla).

El **segundo criterio de planificación energética** adoptado verifica que para escenarios hidrológicos con una probabilidad de ocurrencia del 5% a nivel semanal (nuevamente una condición hidrológica muy seca), se cumpla que para ninguna semana del año la energía no suministrada supere el 7% de la demanda de la semana correspondiente (lo que corresponde a la suma de las profundidades del primer y del segundo escalón de falla).

A la solución de base obtenida que cumple con los criterios de falla mencionados, se le aplicó un **criterio de óptimo económico**, utilizado asimismo por UTE, denominado **“condición de optimalidad marginal de inversiones”**⁷. Este consiste en realizar sucesivas iteraciones a efectos de buscar igualar, en base anual, el valor de una unidad de energía eléctrica generada por las expansiones en tecnologías renovables (eólica y SFV), valorizada al costo marginal del sistema, y el **costo objetivo** de una unidad de energía eléctrica asociado a esas expansiones. La valorización de la energía al costo marginal del sistema se obtiene de las simulaciones, por poste y en cada paso. El costo objetivo de las expansiones incluye los costos de la inversión y de operación y mantenimiento de las tecnologías consideradas. Debido a que estas son tecnologías con una previsión de costos de inversión decrecientes en el mediano plazo, el costo de inversión considerado en cada año es calculado multiplicando el costo de inversión de ese año por un factor que recoge el beneficio que puede tenerse al retrasar esa inversión con costos decrecientes.

⁷ Ver informe de UTE (Gerencia de División Planificación de Inversiones y Medio Ambiente): “Condición de optimalidad del parque con una tecnología de precios decrecientes” (07/2019)

Este análisis económico se realiza a efectos de comprobar si la expansión de la tecnología considerada remuneraría todos sus costos en dicho año al costo marginal del sistema. Permite verificar si existe margen para el agregado de unidades adicionales de la tecnología a expandir, las que al agregarse al parque generador en la siguiente iteración, provocarán una disminución del costo marginal del sistema (por ser tecnologías que se despachan en la base a cmg nulo). La hipótesis para aplicar este criterio es que al avanzar el tiempo, en el parque de mínimo costo actualizado hay siempre un aumento de la potencia instalada de la tecnología a expandir y la tecnología tiene costos de inversión decrecientes (o constantes) en el período analizado. Esta hipótesis se cumple si el aumento de potencia es continuo, la demanda es creciente y la evolución de los costos de inversión de las tecnologías no consideradas en el análisis económico no cambia la conveniencia económica de las tecnologías consideradas (por ej. éste sería el caso de los costos de inversión en máquinas térmicas, considerados constantes). El criterio tiene entonces en cuenta el posible beneficio que puede tenerse al retrasar la inversión en una tecnología con costos de inversión decrecientes.

El mencionado **costo objetivo**, se obtiene multiplicando la evolución supuesta para los costos de las tecnologías, por el siguiente factor, que representa la relación entre el valor marginal anual (VMg) y el costo marginal anual de la inversión (ver Ref.21):

$$\frac{\{[\alpha(t) - \alpha(t+1)\rho]f_a + \alpha(T+1)\rho^{VU}\}}{\alpha(t)} = \frac{VMg(t)}{A_0\alpha(t)}$$

Donde:

t – año de entrada en servicio (t = 0, ... , T)

T – último año del horizonte de estudio (hay T+1 años en el horizonte de estudio)

Ao – anualidad considerada

fa – factor de anualización para pasar de la inversión actualizada al instante medio del año de entrada en servicio lo, a la anualidad Ao (se cumple Ao = lo / fa y fa = (1-ρ^{VU}) / (1-ρ))

VU = vida útil de la inversión (se asume VU >= T+1, es decir la inversión no sale de servicio antes del fin del horizonte de estudio)

ρ – factor de descuento (1 / (1 + tasa)). En el presente estudio la tasa utilizada es 8%.

VMg – valor a costo marginal de la energía generada por 1 MW en el año t (se asume costo variable nulo de producción)

α(t) – factor multiplicativo de la inversión para entrada en servicio en el año t; es la relación entre el precio asumido para la tecnología en el año t y dicho precio en el año 0.

Finalmente, se ensayó un criterio adicional propuesto por UTE, a efectos de **limitar las fallas de potencia**, al que se denominó “LOLE2”, que consiste en limitar las horas anuales esperadas de falla 2, 3 y 4 a un máximo de 15 horas⁸ (para lo cual es suficiente identificar las horas de ocurrencia de falla 2). Este valor fue propuesto teniendo en cuenta que se adoptaron hipótesis

⁸ Ver Tabla 3, pg.47, incluida en el informe: “Estudio y propuesta de metodología para reconocimiento de potencia de suficiencia en sistemas eléctricos flexibles”, Centro de Energía, Fac. de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, Julio de 2017, https://energia.gob.cl/sites/default/files/2017_acera_estudio_potencia_de_suficiencia.pdf

de un sistema cerrado a la importación, o semi-cerrado (caso D) donde se manejan cantidades limitadas y precios altos de importación, considerando los estándares utilizados por algunos países europeos, donde las horas de falla admisibles por año varían desde: 3 horas (Gran Bretaña, Francia), 4 horas (Países Bajos), 8 horas (Irlanda), 16 horas (Bélgica, sin interconexión; con interconexión 3 horas).

3. Hipótesis.

Se consideraron como base para este estudio las últimas hipótesis vigentes al comenzar el mismo, utilizadas en la Programación Estacional noviembre 2023/ abril 2024, con las consideraciones detalladas a continuación.

En lo referente a la proyección del crecimiento de la Demanda se consideraron para el escenario base hipótesis propias resultantes de proyecciones realizadas por el Área de Planificación, Estadística y Balance (PEB) de la DNE (MIEM).

En lo que respecta a las fuentes de generación con Energías Renovables (eólica, SFV y biomasa) las mismas se modelaron con un factor de planta calculado en base a la generación histórica promedio real de los últimos años (incluyendo restricciones operativas cuando corresponda).

En lo referente al costo de las alternativas de expansión analizadas se consideró lo informado por el Área de Energías Renovables de la DNE, cotejándolo con distintas fuentes de información disponibles en la web (ver Anexo 1).

3.1 Demanda y Falla.

La demanda considerada surge de la proyección de crecimiento de la demanda de Energía Eléctrica proporcionada por el Área de Planificación, Estadística y Balance (PEB) de la Dirección Nacional de Energía (DNE) en dic/2023⁹, resultado de la salida del modelo de planificación LEAP que llega hasta el año 2030, ajustando solamente el valor de energía del año 2023 al real ejecutado. Para el período 2031-2050 se utilizaron las tasas de crecimiento anual resultado de la proyección anterior de largo plazo al año 2050 realizada por PEB (ago/2021), considerando que no se vislumbran mayores cambios en la tendencia de largo plazo respecto de lo considerado en dicho estudio.

El escenario **“Incondicional”**¹⁰ tiene en cuenta las líneas de política energética que están en curso y/o en vías de incorporación, de acuerdo al compromiso asumido por el País para dar cumplimiento a las NDC. Recoge los proyectos que se basan en una decisión ya tomada y que tienen certeza de llevarse a cabo. Tiene en cuenta la trayectoria de las variables explicativas socioeconómicas y su repercusión en la demanda energética y recoge las mejoras en las eficiencias dadas por la evolución natural de los artefactos, debidas al desarrollo o avance tecnológico, dependientes de la evolución natural del mercado. Asimismo tiene en cuenta las

⁹ Puede consultarse el informe completo “Estudio de prospectiva de la demanda energética a 2030” en: <https://www.gub.uy/ministerio-industria-energia-mineria/comunicacion/publicaciones/estudio-prospectiva-energetica-2023>

¹⁰ Por más detalles sobre el mismo, puede consultarse el documento “Estrategia climática de largo plazo de Uruguay”, SNRCC Uruguay, 2021, disponible en <https://www.gub.uy/ministerio-ambiente/comunicacion/publicaciones/consulta-publica-estrategia-climatica-largo-plazo>

medidas de política a las que el país se comprometió a dar cumplimiento mediante recursos y financiamiento propios con horizonte el año 2030 en la última NDC acordada, a efectos de transitar paulatinamente hacia la descarbonización del sector energético.

Para dicho escenario, se analizó una variante considerando la posible incorporación de una **demanda adicional plana de 50MW** estimada para el año 2027.

En la Tabla I a continuación se muestra la demanda proyectada hasta el año 2045 ya que éste fue el horizonte utilizado para la optimización en SimSEE, mientras que la simulación abarca hasta el año 2043.

Año (GWh)	Escenario Incondicional	Tasa aa (%)	Esc. Incondicional + Dem.50MW	Tasa aa (%)	Esc. PES nov/23 + Dem.50MW	Tasa aa (%)
2021	11.202	2.1%	11.202	2.1%	11.202	2.1%
2022	11.547	3.1%	11.547	3.1%	11.547	3.1%
2023	11.755	1.8%	11.755	1.8%	11.755	1.8%
2024	12.050	2.5%	12.050	2.5%	12.205	3.8%
2025	12.211	1.3%	12.211	1.3%	12.486	2.3%
2026	12.385	1.4%	12.385	1.4%	12.773	2.3%
2027	12.558	1.4%	13.045	5.3%	13.501	5.7%
2028	12.730	1.4%	13.217	1.3%	13.810	2.3%
2029	12.911	1.4%	13.398	1.4%	14.043	1.7%
2030	13.097	1.4%	13.585	1.4%	14.281	1.7%
2031	13.283	1.4%	13.777	1.4%	14.524	1.7%
2032	13.476	1.4%	13.977	1.4%	14.771	1.7%
2033	13.673	1.5%	14.182	1.5%	15.022	1.7%
2034	13.877	1.5%	14.394	1.5%	15.278	1.7%
2035	14.092	1.5%	14.616	1.5%	15.539	1.7%
2036	14.327	1.7%	14.860	1.7%	15.804	1.7%
2037	14.583	1.8%	15.125	1.8%	16.074	1.7%
2038	14.854	1.9%	15.407	1.9%	16.349	1.7%
2039	15.141	1.9%	15.704	1.9%	16.629	1.7%
2040	15.441	2.0%	16.016	2.0%	16.914	1.7%
2041	15.753	2.0%	16.339	2.0%	17.204	1.7%
2042	16.076	2.1%	16.674	2.1%	17.499	1.7%
2043	16.410	2.1%	17.020	2.1%	17.800	1.7%
2044	16.752	2.1%	17.375	2.1%	18.105	1.7%
2045	17.111	2.1%	17.747	2.1%	18.417	1.7%

Tabla I: Proyección de crecimiento de la demanda (GWh) obtenida del modelo LEAP y tasa de crecimiento acumulado anual (%) – Escenario “Incondicional” e “Incondicional + 50 MW”, considerando la incorporación de una Demanda plana adicional de 50 MW. Los valores en **bordeaux** corresponden a años de base ya cerrados; en **violeta** se indican los años donde se incorporaron grandes demandas adicionales que afectaron al alza la tasa tendencial de crecimiento. Los restantes valores son proyecciones realizadas en dic/2023 (hasta el año 2030) y en ago/2021 (año 2031 en adelante) por PEB (DNE-MIEM) para el escenario “Incondicional”; la columna de la derecha corresponde a los valores de la **PES nov/2023** con el agregado de una demanda plana de 50 MW en el año 2027. Los valores en **verde** corresponden al año de entrada supuesto para la demanda adicional plana de 50 MW.

Se compararon estos escenarios con la demanda proyectada para el mediano plazo (hasta el año 2028) por el Grupo de Demanda de UTE (oct/2023) publicadas en la mencionada Prog.Estacional, observándose que la proyección para el año 2023 con un aumento de 3,3% (11.924 GWh) resultó muy elevada respecto del ejecutado (1.8%), mientras que para los años comprendidos en el período 2024-2028 prevé una tasa de crecimiento de 2,4%, 2,3%, 2,3%, 2,3% y 2,4% respectivamente, la cual resulta bastante más alta que la proyección para el escenario “Incondicional” considerada en el presente estudio. La proyección de UTE considera una tasa acumulada anual de 1.8% para los restantes años del período, hasta 2050, la cual se tomó igual a la tasa acumulada anual de los escenarios DNE para el mismo período. Pero se observa que los altos crecimientos iniciales proyectados por UTE, hacen diverger las proyecciones desde el inicio; en el año 2028 dicha diferencia son 642 GWh, lo cual es equivalente a decir que la demanda proyectada por UTE para el año 2028, se corresponde con la demanda proyectada por DNE para aprox. 3,5 años después. Para el último año del período considerado (2043) dicha diferencia asciende a 952 GWh, y la demanda proyectada por UTE para dicho año, se corresponde con la demanda proyectada por DNE para aprox. 2,5 años después (1 año después para el caso Incondicional + 50 MW). Esto ocasionará que las necesidades de expansión que se detecten en el presente estudio, se encontrarán desfasadas con retraso de algunos años respecto a las obtenidas por UTE en sus estudios. Se decidió simular el caso base B, como un caso adicional utilizando este escenario de demanda alta (caso B_Dist), y manteniendo las restantes hipótesis.

En la siguiente figura se aprecian las diferencias entre las diferentes proyecciones consideradas:



Fig. 1: Evolución prevista para la Demanda del SIN (GWh) en el período de estudio para los dos escenarios considerados en el presente estudio, con y sin el agregado de una demanda adicional de 50 MW (sin: en azul/ con: en naranja). Se muestran asimismo las últimas proyecciones de UTE de corto y mediano plazo (oct/2023) para los primeros años del período (hasta 2028; las mismas usan el crecimiento acumulado de largo plazo 2028-2050 de las proyecciones DNE a partir del año 2029). Se señala en un recuadro la tasa de crecimiento acumulada anual para el período en estudio 2023-2043, así como el mismo crecimiento acumulado considerado para los primeros años del período, para el caso Incondicional y UTE (ambos sin incluir la demanda adicional de 50 MW).

Se muestra a continuación un gráfico que resalta las diferencias entre las demandas sectoriales entre el escenario “Incondicional” considerado como caso base en el presente estudio, y el “Tendencial” considerado en el estudio anterior (se grafica solo hasta el año 2030, ya que el nuevo estudio realizado por PEB llega solo hasta dicho año). Se observa una disminución en las proyecciones para el sector Residencial, así como su mayor peso relativo respecto de los demás

sectores, así como una proyección al alza para el sector industrial resto (excluyendo las plantas de celulosa); siendo los siguientes sectores con mayor relevancia en el consumo de energía eléctrica el Comercial y Servicios, así como el Industrial-plantas de celulosa:

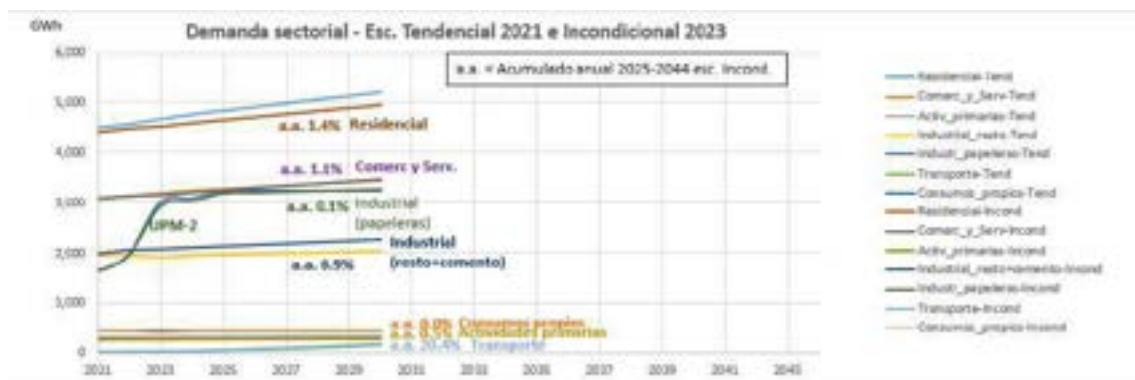


Fig. 2: Se detalla la apertura en los diferentes sectores que componen la demanda del SIN (GWh) para el escenario base considerado en el presente estudio (Incondicional), así como el caso base considerado en el estudio anterior (Tendencial). Para el caso de las papeleras la demanda se ve notoriamente incrementada con la entrada en servicio del proyecto UPM-2.

Para el modelado de la demanda en SimSEE se consideró la “Demanda Neta”, esto es, se realiza en forma dinámica la asignación de los tramos horarios en la resolución de cada paso de tiempo, calculando la “Demanda Neta” como la demanda introducida en el modelo, menos la generación eólica y SFV prevista en base a los sorteos que realiza SimSEE. En el actor “Demanda” se utilizó una curva horaria de demanda anual que se toma como base (sobre la cual se aplican los crecimientos anuales previstos) considerando los datos disponibles del período 2018-2023, excluyendo los años 2020 y 2021, por presentar particularidades muy marcadas en el consumo residencial (que es además el que incide mayormente en la forma a la curva), debido al aislamiento impuesto por el COVID.

ESCALONES DE FALLA

Se consideraron los valores vigentes para el sistema eléctrico uruguayo, definidos en el Decreto N° 105/013 del 2 de Abril de 2013:

Escalón de Falla	Profundidad (%)	Costo (USD/MWh)
Escalón 1	2	353,2 (CTR+10%)
Escalón 2	5	600
Escalón 3	7,5	2.400
Escalón 4	85,5	4.000

Tabla II: Valores (USD/MWh) y profundidad (%) de los escalones de Falla.

Para las corridas en SimSEE los costos de falla se reajustan con el índice “iGO” que sigue en un 75% las proyecciones del barril de petróleo de la IEA.

3.2 Generación fósil.

Se consideró el parque térmico con combustible fósil actualmente instalado, con costos variables correspondientes a un escenario de precio de petróleo de 90,3 USD/bbl (WTI) de

acuerdo al valor considerado por UTE al elaborar la PES nov/23-abr24. El mismo se traduce en un precio de **Gas Oil (GO)** de 905,7 USD/m³ y **Fuel Oil de Motores (FOM)** de 630,4 USD/Ton. Este valor es muy próximo al previsto en el **AEO 2023** (Annual Energy Outlook, feb/23) publicado por la EIA para el año 2024 de **91,2 USD/bbl**, el cual se tomó como valor base para el año 2024, y se ajustaron los mencionados costos variables a dicho valor mediante un coeficiente.

Los costos variables de las máquinas se indexaron en base a las **proyecciones de la EIA** correspondientes a dicho informe AEO 2023 para el largo plazo. El **STEO** (Short Term Energy Outlook) publicado en dic/2023, y por tanto más actualizado que el AEO 2023, pronostica un valor bastante más bajo, de 78,1 USD/bbl para el año 2024.

Las proyecciones realizadas por la EIA en sus informes AEO (Reference case) se muestran a continuación en la Figura 3 para los últimos años publicados, pudiéndose observar que las mismas no difieren mayormente en el largo plazo, sí en los años iniciales del período:

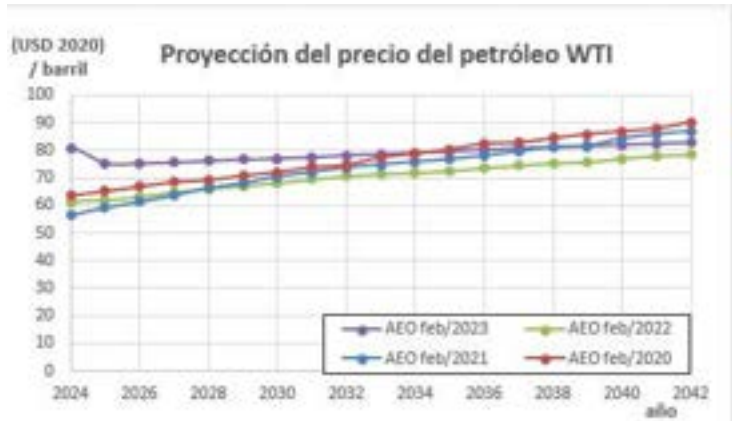


Fig. 3: Evolución prevista para el precio del petróleo WTI (base USD(2020)/barril) en el período 2024-2042 de acuerdo a los informes AEO 2020, AEO 2021, AEO 2022 y AEO 2023 publicados por la EIA.

Año	AEO 2023 - WTI (2022) USD por barril
2024	91.16
2025	85.23
2026	85.26
2027	85.53
2028	86.26
2029	86.74
2030	87.19
2031	87.75
2032	88.51
2033	88.94
2034	89.61
2035	90.03
2036	90.83
2037	91.43
2038	91.81
2039	92.34
2040	92.76
2041	93.26
2042	93.72
2043	94.11
2044	94.52

Overview				
	2021	2022	2023	2024
Brent crude oil (dollars per barrel)	70.89	100.94	82.40	82.57
WTI spot average (dollars per barrel)	68.21	94.91	77.63	78.07

Release Date: Dec. 12, 2023 | Forecast Completed: Dec. 7, 2023

Tabla III: A la izquierda se muestran las proyecciones para el WTI (USD(2022)/barril) publicadas en el AEO 2023 (feb/2023) consideradas en el presente estudio. A la derecha se muestra la proyección del STEO publicada por la EIA (12/12/2023). En las salas de la simulación se modelaron los costos variables de las

máquinas térmicas calculados en base a un WTI de 90,3 USD/bbl (PES nov/23-abr/24) ajustándose levemente al alza a efectos de modelar el valor previsto por el AEO2023 (en amarillo en la tabla).

Tanto en el WASP IV como en el SimSEE se modela el parque térmico de gran porte que se encuentra en servicio en el sistema eléctrico uruguayo **operando con Gas Oil (GO)**, sin considerar disponibilidad de Gas Natural (GN) para generación de energía eléctrica.

Se muestran a continuación los parámetros fundamentales para el modelado de las máquinas térmicas considerados para el **escenario inicial de 90,3 USD/bbl**; los mismos incluyen el costo variable (cvar) combustible y no combustible (OyM) y se ajustan mediante la fuente “Tendencia_WTI” en SimSEE y mediante los coeficientes correspondientes en el módulo MERSIM de WASP, a efectos de reflejar los valores anuales anteriormente mostrados en la Tabla III. Las máquinas denominadas como TG69 corresponden a Turbinas de Gas de 69 MW que constituyen las alternativas de expansión consideradas para el parque térmico en el largo plazo.

	P max (MW)	P min. tec. (MW) WASP IV / SimSEE	cvar total a pleno (USD/MWh)	Rendim. a pleno (%)	cvar total en mín. técnico (USD/MWh)
Motores CB	(7x) 10	0,1 / -	143,7	42,88	143,7
PTI 1-6	(6x) 48	15 / -	261,8	35,83	399,4
PTI 7-8	(2x) 24	10 / -	289,6	31,97	387,8
CTR	(2x) 104	20 / -	321,2	28,57	650,9
CC540-abierto	(2x) 176	60	287,2	31,78	371,9
CC540-cerrado	(2x) 266	60 / 83	194,6	47,62	244,8
TG69	69	15 / -	226,0	40,00	347,6

Tabla IV: Principales características y costos variables (USD/MWh) de las máquinas térmicas modeladas; los valores presentados asumen una operativa con GO, o FOM para el caso Motores CB, y se presentan para un escenario de 90,3 USD/bbl WTI.

Obs: el CC540 se modeló en WASP IV como dos unidades de 266 MW, a efectos de modelar correctamente la posible salida de una de las máquinas, donde la salida de la TV implica la disminución del rendimiento a ciclo abierto, y con la salida de una TG queda la mitad del ciclo operativa.

Todos los actores “Térmicos-fósil” se reajustan con el índice “iGO” que multiplica las proyecciones de la EIA por 0,75 dejando el restante 0,25 constante.

Los **factores de disponibilidad fortuita** (fd) utilizados para estas máquinas se muestran a continuación y surgen de la PES nov/23-abr/24:

	Motores CB	PTI 1-6	PTI 7-8	CTR	CC540-TG	CC540-TV
fd (%)	81,7%	86,1%	85,6%	80,6%	90%	77,5%
fd LP (2027)	79,2%	83,6%	83,1%	78,1%	90%	77,5%

Tabla V: Factores de disponibilidad fortuita considerados para el parque térmico. En el corto y mediano plazo se toman los valores publicados en la PES nov/23 calculados en base al comportamiento registrado por las unidades, teniendo en cuenta además que se representan los mantenimientos programados acordados en el Plan Anual de Mantenimiento (PAM) de set/2023. A partir del 2027 en el largo plazo no se representan mantenimientos por lo que se bajan los fd a valores históricos.

Los fd actuales se mantienen para todo el período en WASP-IV dado que el programa solicita especificar días de mantenimiento/año y los mismos se mantienen iguales para todos los años; no así en SimSEE, donde se detallan los **mantenimientos** pactados hasta el año 2026 inclusive, de acuerdo al PAM vigente, siendo necesario en el largo plazo bajar el fd (ver Tabla V) a efectos de reflejar que no se siguen representando mantenimientos. En el caso del CC540 se periodizaron los últimos mantenimientos.

Salidas de servicio

Los **motores CB** y la **CTR** se dan de baja en 2031 y 2035 respectivamente, de acuerdo a hipótesis suministradas por UTE. Las **PTI 1-6** se dan de baja de 2 unidades por vez en 2038, 2040 y 2042 respectivamente.

Expansiones

A efectos de analizar la posible expansión del parque generador instalado, se consideró la posibilidad de incorporar **TG de 69 MW**, operando con GO, con rendimiento 40%, fd igual a 90%, las que se representaron en WASP IV en el **módulo VARSYS** como centrales “candidatas” a ser elegidas por el programa, al optimizar la expansión del sistema de generación eléctrico.

3.3 Generación renovable.

EOLICA

Se consideraron los parques existentes, por un total de 1.478 MW¹¹. Los mismos se modelaron en SimSEE agrupados en los siguientes actores “parques eólicos” con la fuente “**CEGH_PEOl1MW_5pfc45_20140722ecrch.txt**”, y con el coeficiente fd¹² ajustado de acuerdo a la disponibilidad efectivamente registrada en el promedio de los años 2017-2022¹³ (fp=40,1%) y considerando un fp=44,8%¹⁴ para las futuras ampliaciones:

- “eólica_UTE propios” (Caracoles, JPTerra), 87 MW, fp=41,9%
- “eólica_priv_exist” (Nuevo Manantial, Kentilux y Engraw), 32 MW, fp=26,4%
- “eólica_privados” 869 MW, fp=40,6% (20 parques privados con contrato con UTE)
- “eolica_UTE_soc”, 417 MW, fp=40,3% (Artilleros, Pampa, Valentines, Palomas, C.Arias)
- “eólica_Spot”: 71 MW (9 parques), fp=38,1%¹⁵

¹¹ Engraw y Corfrisa (autoprodutores, que consumen parte de la energía que generan) se modelaron con el 50% de su potencia instalada, por lo que se modeló un total de 1.476 MW.

¹² Podría realizarse este ajuste mediante el coeficiente fi (factor de interferencia), pero se optó por no hacerlo así, dado que esto afectaría en todo momento la potencia total disponible en el parque, la cual no se desea afectar, sino que se desea modular la energía total disponible en el año.

¹³ No se consideró el año 2023, pues al momento de elaborar el presente informe no se contaba con la información disponible sobre las R.O. del mes de dic/2023, las cuales podrían incidir en el total anual.

¹⁴ Corresponde al valor sugerido por el Dpto. de Energías Renovables; de acuerdo al informe elaborado por la consultora Mc Kinsey (11/2021) podrían alcanzarse valores de fp de hasta 48,2%, en la frontera Lavalleya-Rocha-Maldonado.

¹⁵ Para estos parques se consideró el fp promedio 2018-2022, dado que su generación se incrementó al cambiar la figura contractual en feb/2018, que será la válida para los años considerados en el estudio.

- “eólica_priv_amp”, correspondiente a las ampliaciones WASP, fp=44,8%

En WASP se modelaron como 148 unidades de 10MW en el **módulo FIXSYS**, fd=40,1% (complexivo), desordenando las horas del año y agregando días de mantenimiento (ver detalle en el Anexo), a efectos de aproximar mejor la curva horaria y estacionalidad del recurso.

Expansiones

Para analizar la posible expansión del parque generador instalado, se consideró la posibilidad de incorporar generación eólica, a partir del año 2025 y hasta el final del período, modelada en SimSEE en el parque eólico “Priv_ampliaciones” (factor de planta=44,8%). Los parques correspondientes a las ampliaciones se valorizan en SimSEE a 39 USD/MWh, lo que corresponde al costo nivelado de una unidad de energía eléctrica considerando un valor inicial de inversión de 1.215 USD/kW^{16,17,18} para el año 2024. Se asume una estructura de 30% de capital propio y de 70% de endeudamiento financiado a 10 años con tasa del 8% real anual, requiriendo el flujo de fondos del proyecto una TIR de 8% real anual. Se ajusta el valor de inversión a la baja durante el período considerado, proyectándose un valor final de 1.020 USD/kW para el año 2040 (equivalente a un costo nivelado de 32,7 USD/MWh).

La evolución propuesta para los costos eólicos se muestra a continuación:



Fig. 4: Evolución prevista para los costos (USD/kW) de la tecnología eólica en el período de estudio. En un recuadro se muestra la tasa de (de)crecimiento acumulada anual (%) para el período 2020-2040.

Éstas se representaron en WASP IV en el **módulo VARSYS** como centrales “candidatas” **EOL2** de 25 MW a ser elegidas por el programa, a efectos de optimizar la granularidad de la expansión obtenida como resultado.

¹⁶ Ver sección “Centrales candidatas de expansión”.

¹⁷ Los valores mostrados corresponden a un parque de 50 MW e incluyen un estimado de los costos de conexión a la red de transmisión (160 USD/kW), ya que se asume esa modularidad para nuevas incorporaciones. En las simulaciones WASP se consideraron parques de 25 MW solo a efectos de permitir definir la expansión con mayor precisión. Asimismo en SimSEE se consideró una mayor granularidad al aplicar el criterio económico a efectos de obtener mayor precisión en la solución.

¹⁸ Valor tomado de las proyecciones realizadas por la consultora Mc Kinsey en su informe de 11/2021, de acuerdo a lo sugerido por el Área de Energías Renovables de DNE.

Salidas de servicio

Se adoptó como criterio dar de baja los parques una vez cumplida su vida útil de 20 años. Se dan por tanto de baja 5 unidades de 10 MW en el año 2030, correspondientes a los parques más antiguos instalados (Caracoles, N.Manantial, Kentilux, Engraw), 40 unidades de 10 MW en el año 2034 correspondientes a los parques que comenzaron a operar en el año 2014, 38 unidades de 10 MW en el año 2035 correspondientes a los parques que comenzaron a operar en el año 2015, 47 unidades de 10 MW en el 2036 y 18 unidades de 10 MW en el año 2037.

BIOMASA

Se consideraron los emprendimientos existentes de biomasa **autodespachada** de acuerdo a lo mostrado en la siguiente tabla:

	Emprendimiento	Potencia Instalada (MW)	fd	Promedio Real 2016-2023 (MW)
	Alur (zafral jun-oct)	5	0.3	1.5
	Bioener	11.5	0.6	6.6
	Fenirol	8.8	0.7	6.5
	Galofer	12.5	0.7	8.6
	Las Rosas	1	0.02	0.02
	Ponlar	7	0.4	2.5
	Weyerhaeuser	5	0.2	1.2
	Lanas Trinidad	0.6	0.3	0.19
Total	instalada (MW):	51.4	efectiva:	27.0

	UPM			13.2
	UPM-2			43.5
	Montes del Plata			70.7

Tabla VI: Proyectos de biomasa existentes, fd estimado en base al promedio de energía entregada al SIN registrada en el período 2016-2023, que figura en la última columna (“Promedio Real 2016-2023”). Con fondo rosa se indican las plantas de biogás. En las últimas tres filas y con fondo verde se indica el promedio de energía entregada al SIN registrada en el mismo período para los emprendimientos de las plantas de celulosa.

Sin considerar los tres emprendimientos de las plantas de celulosa, la biomasa **autodespachada** equivale a 51,4 MW instalados y 27 MW efectivos (considerando el promedio de la generación registrada entre los años 2016 a 2023), lo cual implica un fd complejo de 52,6%. Se modelaron en SimSEE como el actor térmico básico “Bio_Autodespachada”, con 8 unidades iguales ficticias de 6,4 MW con dicho fd.

Por otra parte se consideraron los emprendimientos de las **plantas de celulosa** como 13,2 MW efectivos entregados por UPM-1, 43,5 MW efectivos entregados por UPM-2 en el año 2023, y 70,7 MW efectivos entregados por Montes del Plata (Mdelp), lo que da un total de 127,4 MW efectivos entregados a la red. Los mismos se modelaron en WASP junto con la biomasa autodespachada en el **módulo FIXSYS**, como 23 unidades de 10 MW, fd=67,15% (complejo).

Se consideraron además las **ampliaciones** previstas para el proyecto de **UPM-2**. Para el mismo se consideró una entrada escalonada hasta el año 2026, como se muestra en la siguiente tabla, de acuerdo a lo informado por UPM en ocasión de la Prog. Estacional nov/23-abr/24:

UPM 2						
fecha	días	días mantenimiento	días neto	MW	fd	Observaciones
01/09/23	30		30	120	0.50	
01/10/23	31		31	150	0.40	
01/11/23	30		30	180	0.33	
01/12/23	31		31	180	0.59	
01/01/24	366	10	356	190	0.70	10 días mantenimiento junio 2024
01/01/25	365	10	355	220	0.70	10 días mantenimiento junio 2025
01/01/26 – Futuro				220	0.80	10 días mantenimiento cada 18 meses

Tabla VII: Proyectos de biomasa consolidados: entrada escalonada de UPM-2.

Por lo que en WASP se agregaron 17 bloques equivalentes de 10 MW en el año 2024, 3 bloques adicionales en 2025 y 2026, para modelar las expansiones previstas.

En SimSEE se modeló un actor “UPM” que incluye al emprendimiento anterior de UPM-1 mediante un CEGH proporcionado por UTE, el cual fue diseñado para modelar el funcionamiento en régimen de UPM-2 (a partir de 2026) con 220 unidades, para representar los 220 MW con $fd=80\%$, y con un esquema de mantenimientos de 10 días en junio de 2024 y 2025, que luego pasa a ser de 10 días cada 18 meses comenzando en octubre de 2026 (de acuerdo a lo declarado por el generador). Para representar la entrada paulatina en servicio que se tiene hasta el año 2026 de acuerdo a la anterior Tabla VII, se calcularon las unidades a representar en forma acorde. Se agregaron 17 unidades correspondientes al modelado de UPM-1 (cuya entrega promedio a la red en el período 2016-2023 fue de 13,2 MW), considerando para éste 2 semanas de mantenimiento anual en noviembre.

Asimismo se modeló el actor “Mdelp” (Montes del Plata) mediante un CEGH proporcionado por UTE; para este actor se consideraron 2 semanas de mantenimiento anual en noviembre.

Todos los actores “Biomasa” reajustan sus pagos con el índice “iBioAutodespachada” que tiene una dependencia del 25% con el WTI, a efectos de considerar los consumos de GO involucrados en el transporte de la biomasa.

Expansiones

No se consideraron posibles expansiones adicionales en base a biomasa.

SOLAR FOTOVOLTAICA

Se consideraron las plantas SFV existentes, por un total de 238 MW. Las mismas se modelaron agrupadas en las siguientes plantas (modeladas en SimSEE como el actor “parque eólico” con la fuente “CEGH_PSol1MW_8pfc17_20140722mgrch.txt”), con el coeficiente “fac.vel.”¹⁹ ajustado

¹⁹ Para modelar el fp de la SFV no se utiliza el coef. fd como en el caso de la eólica, puesto que se pretende modelar un factor de planta mayor al proporcionado por la fuente, y el máximo fd es 1. Se utiliza entonces el “fac.vel.” como alternativa a efectos de no modelar un exceso de potencia en el sistema (como sucedería si se utilizara para ello la curva vel-pot); debe tenerse en cuenta sin embargo la saturación que se produce, por lo que es necesario iterar para encontrar el valor adecuado para dicho coeficiente.

de acuerdo a la disponibilidad efectivamente registrada en promedio para los años 2017-2023 (21,2%) y con $fp=25\%$ ²⁰ para las futuras ampliaciones:

- “solar_exist”, 238 MW, $fp=21,2\%$
- “solar_amp”, correspondiente a las ampliaciones WASP, $fp=25\%$

Obs.: no se considera dentro de la solar existente la nueva planta SFV de UTE-PTI de 27 MW, que comenzara a operar en mayo de 2024, ni tampoco la futura planta SFV de UTE Melo de 75 MW y la ampliación de 25 MW de UTE-PTI, si bien se trata de proyectos ya definidos, sino que se optó por ensayar su conveniencia económica, por lo que los mismos se encuentran comprendidos dentro de las expansiones SFV propuestas.

En WASP se modelaron como 24 unidades de 10MW en el **módulo FIXSYS**, $fd=21,2\%$ (complejivo), desordenando las horas del año y agregando días de mantenimiento (ver Anexo), a efectos de aproximar mejor la curva horaria y estacionalidad del recurso.

Expansiones

Para analizar la posible expansión del parque generador instalado, se consideró la posibilidad de incorporar generación SFV, a partir del año 2025 y hasta el final del período, modelada en SimSEE en el actor parque eólico “**Solar_Ampliaciones**” (factor de planta=25%). Las plantas correspondientes a las ampliaciones se valorizan en SimSEE a 42,9 USD/MWh, lo que corresponde al costo nivelado de una unidad de energía eléctrica considerando un valor inicial de inversión de 797 USD/kW $AC^{21,22}$ para el año 2024. Se asume una estructura de 30% de capital propio y de 70% de endeudamiento financiado a 10 años con tasa del 8% real anual, requiriendo el flujo de fondos del proyecto una TIR de 8% real anual. Se ajusta el valor de inversión a la baja durante el período considerado, proyectándose un valor final de 566 USD/kW para el año 2040 (equivalente a un costo nivelado de 30,5 USD/MWh). Se analizó asimismo un caso “optimista”, con un costo inicial de inversión algo menor, de 739 USD/kW AC^{23} , valorizándose en SimSEE utilizando el mismo criterio a 39,7 USD/MWh y proyectándose un valor final de 465 USD/kW en el año 2040 (equivalente a 25 USD/MWh).

La evolución propuesta para los costos SFV se muestra a continuación:

²⁰ Corresponde al valor sugerido por el Dpto. de Energías Renovables para nuevas plantas SFV que se instalen con tracking; de acuerdo al informe elaborado por la consultora Mc Kinsey (11/2021) podrían alcanzarse valores de fp de hasta 27,7% en el dpto. de Artigas.

²¹ Ver sección “Centrales candidatas de expansión”.

²² Este valor corresponde a una planta SFV de 50 MW e incluye un estimado de los costos de conexión a la red de transmisión (160 USD/kW), ya que se asume esa modularidad para nuevas incorporaciones. De todas formas en SimSEE se consideraron parques de hasta 10 MW al aplicar el criterio económico a efectos de obtener mayor precisión en la solución.

²³ Valor tomado de las proyecciones realizadas por la consultora Mc Kinsey en su informe de 11/2021.



Fig. 5: Evolución prevista para los costos (USD/kW AC) de la tecnología SFV en el período de estudio para los diferentes casos analizados. En un recuadro se muestra la tasa de (de)crecimiento acumulada anual (%) para el período 2020-2040.

Éstas se representaron en WASP IV en el **módulo VARSYS** como centrales “candidatas” **SFV2** de 50 MW a ser elegidas por el programa, a efectos de optimizar la granularidad de la expansión obtenida como resultado.

Salidas de servicio

Se adoptó como criterio dar de baja las plantas una vez cumplida su vida útil de 20 años. Se dan por tanto de baja 8 unidades de 10MW en el año 2036, correspondientes a los primeros 80MW instalados en 2016, 15 unidades en el año 2037 correspondientes a las demás plantas SFV instaladas en el año 2017, 1 unidad en el año 2043 correspondiente a la planta que ingresara en 2023, y 3 unidades en el año 2044, correspondientes a la planta de UTE-PTI que se prevé ingresará en 2024.

3.4 Generación hidroeléctrica.

En el modelado SimSEE se consideró como central **con embalse** solamente la central de **Bonete**, con una cota inicial de 79,88m correspondiente al valor registrado el 1º de enero de 2024 a las 0h, de acuerdo a información obtenida de la página de UTEi²⁴. Se modeló un erogado mínimo impuesto para la central de Bonete de 80 m³/s (el mismo se impone a partir de la entrada de operación de UPM2 en dic/2022, de acuerdo a lo dispuesto en los Dec. N° 244/019 y 54/022) con una penalidad asociada de 0.25 MUSD/hm³²⁵. Se modela una penalidad de 0,5 MUSD/m.día asociada a superar una cota de 80m, a efectos de evitar inundar en exceso terrenos colindantes con el embalse (restricción impuesta por Sentencia del Tribunal de Apelaciones en lo Civil de 1er Turno N° 31/2020 de 26/02/2020), y caudales asociados a un control de crecidas a partir de los 80,7m (apertura inicial de compuertas) de acuerdo a los modelados por ADME en su Programación Estacional nov/2023-abr/2024. Se impone un control de cota mínima por

²⁴ <https://www.ute.com.uy/institucional/ute/utei>

²⁵ Valor correspondiente al año 2025, recabado de la Prog. Estacional nov/2023-abril/2024 (ADME).

seguridad de abastecimiento en 72,3m con una penalidad asociada de 1,393 MUSD/m.día²⁶ (indexado con iGO).

Las demás centrales se modelaron como “**centrales de pasada**”, por considerarse que dado el horizonte de largo plazo (LP) del estudio, su capacidad de embalse resulta despreciable.

Para modelar los aportes se utilizó la fuente “CEGH_BPS50_cmo_N34_114c_mopFeb23_s.txt”²⁷, que considera solo una variable de estado hidrológico e incorpora la influencia del fenómeno del Niño3.4 (“iN34”) si bien dicho fenómeno no puede predecirse en el Largo Plazo (por lo que dicho borne se inicializa en 0).

Se simuló utilizando series históricas correspondientes a un registro que comprende los años 1909-2023, esto es 115 años. Se optó por no utilizar series sintéticas por haberse corroborado que las mismas no modelan del todo bien los eventos extremos, en particular los años muy secos que son de interés en el presente estudio, en base a los criterios de Planificación adoptados. Por otro lado, se debe tener en cuenta que a efectos de disminuir la dispersión de los resultados que puede tenerse debido a los sorteos de roturas aleatorias de máquinas y a la semilla particular utilizada, y por tanto el error, es conveniente simular un mayor número de crónicas, p.ej. 1.000 o 10.000. Se optó por simular 1.150 crónicas, repitiendo 10 veces c/u de las 115 crónicas históricas de aportes, en diferentes escenarios de roturas aleatorias.

A efectos de modelar la **hidraulicidad** se consideró una variable “**índice**” que computa el promedio semanal de la suma de los aportes de Bonete, Palmar y Salto Grande; se ordenó en base a la misma la generación de las distintas máquinas y los costos. Esto permitió modelar escenarios con diferentes probabilidades de excedencia en hidraulicidad, desde escenarios más secos hasta más húmedos. Por otra parte, a efectos de considerar la hidraulicidad anual, se sumaron los aportes anuales de Bonete, Palmar y Salto Grande, ordenándolos en forma creciente, y en base a este ordenamiento se identificó el 5% de crónicas más secas, lo que permitió analizar la falla anual que presentan éstas en promedio.

Se modelaron los mantenimientos previstos en el PAM de set/2023 (y recogidos en la Prog. Estacional nov/23-abr/24) para las turbinas hidroeléctricas, periodizando los detallados para 2026 hasta fines del período, si bien se entiende que los mismos tienen flexibilidad y se programan para las épocas del año en que existe un menor uso de estas centrales (otoño y primavera), por lo que no afectan su disponibilidad. Se sacó de servicio una unidad en la central de Baygorria entre los años 2025 y 2028 inclusive, así como una unidad en Salto Grande a partir de mayo de 2025 y hasta fines del período analizado, debido a los mantenimientos mayores y renovación previstos a realizarse en dichas centrales.

²⁶ Los valores de estas penalidades fueron tomados de la Prog. Estacional nov/2023-abril/2024 (ADME).

²⁷ Proporcionada por UTE. Se constató anteriormente que utilizar la fuente con dos variables de estado a efectos de modelar por separado el comportamiento de los aportes del Río Uruguay (v.e. “H_S”) y el Río Negro (v.e. “H_RN”), enlentece considerablemente la corrida de LP para una mejora pequeña en la precisión.

Todas las máquinas se modelaron con $fd=99\%$. Se consideró en WASP un pago por operación y mantenimiento (O&M) de 3,5 USD/MWh (lo que se traduce en 1,1 USD/kW-mes para Baygorria y 1,3 USD/kW-mes para las restantes centrales modeladas con embalse en WASP).

Expansiones

No se consideraron posibles expansiones adicionales en base a centrales hidroeléctricas, por considerarse agotado el recurso en lo que hace a centrales de gran porte.

3.5 Baterías

Una vez determinadas las opciones de expansión del parque de generación con las consideraciones anteriores, se simuló el comportamiento del sistema para el caso base representando en SimSEE un **banco de baterías** de 120 MW con 10 horas de almacenamiento y rendimiento 89%, ensayando su efecto en la solución de expansión obtenida. En WASP, al utilizarse el modelado de horas “desordenadas”, no tendría mayor sentido modelar el traspaso de energía entre períodos cronológicamente discontinuos, por lo que no se incluyó este tipo de tecnología candidata.

3.6 Comercio internacional.

No se modelaron intercambios con Brasil (Melo/Rivera) ni importación desde Argentina, realizándose las corridas a “**frontera cerrada**”, dado que la planificación del parque generador solo considera centrales de generación eléctrica localizadas en territorio nacional, no comprometidas para exportación.

En SimSEE se modeló una **exportación de excedentes** de hasta 4.000 MW, $fd=100\%$, a un precio de 0,1 USD/MWh, a efectos de poder dar una salida a los posibles excedentes que presente el sistema (eólicos, solares, hidráulicos de vertimiento).

Una vez determinadas las opciones de expansión del parque de generación con las consideraciones anteriores, se simuló el comportamiento del sistema para el caso base **habilitando los intercambios** modelados en la Programación Estacional nov/23-abr/24, a efectos de visualizar su efecto en el valor del costo marginal del sistema:

- Con **Argentina**: se modeló la posibilidad de una **importación** contingente a precio de falla 1 – 1 USD/MWh, $fd=65\%$, hasta 200MW en otoño y primavera (semanas 11-17 y 41-47) y hasta 140MW el resto del año. Asimismo se modeló una posible **exportación** de hasta 800MW, $fd=70\%$, a un precio de 12 USD/MWh.
- Con **Brasil**: se modeló la posibilidad de una **importación** de hasta 300MW, $fd=70\%$, que se habilita solo cuando el PLD de Brasil está por debajo de 145 USD/MWh y con un sobre costo de 352,2 USD/MWh (asistencia emergencial a un precio de falla 1 – 1 USD/MWh), así como una posible **exportación** de hasta 300MW, $fd=90\%$, que se habilita hasta un tope dado por el cvar de Motores CB + 10% + 30 USD/MWh, y con un margen de ganancia de 30 USD/MWh adicionales; no se modelan ventas de otros excedentes térmicos.

4. Centrales candidatas de expansión.

A efectos de analizar la posible expansión del parque generador instalado, se consideró la posibilidad de incorporar **TG de 69 MW**²⁸, operando con GO (no se consideraron escenarios con GN), con rendimiento igual a 40%, así como **parques eólicos de 25 MW**, y **plantas SFV de 50 MW**²⁹. Asimismo se representó para el caso base, y solo en SimSEE, la posibilidad de instalar **bancos de baterías** de 120 MW con 10 horas de almacenamiento y un rendimiento de 89%.

Se analizó un caso adicional con **candidatas SFV** disponibles con **menores costos de inversión**, de acuerdo a la información suministrada por la consultora Mc Kinsey³⁰ que representa a inversores interesados en la instalación de electrolizadores para la producción de hidrógeno o derivados para exportación. Si bien dicho documento menciona que los mejores valores hallados para Uruguay, permitirían alcanzar un $fp=27,7\%$ para la SFV (localizada en Artigas), equipando las plantas con paneles SFV con seguimiento en un eje, se mantuvo la hipótesis de un $fp=25\%$, utilizando el valor más bajo del rango de costos proporcionado (Capex) al que se le adicionó un costo de conexión estimado en 160 USD/kW³¹.

Las mismas se representaron en el programa WASP IV en el **módulo VARSYS** como centrales “candidatas” **TG69, EOL2 y SFV2** respectivamente, a ser seleccionadas por el programa en cada año, al realizar la optimización de la expansión del sistema de generación eléctrico.

Una vez establecida la expansión óptima producto de la salida del programa WASP IV, la solución propuesta se ensayó en SimSEE modelando las **centrales térmicas** como generadores **TG69** de tipo “**térmico básico**” con un $fd=90\%$ y un pago por potencia disponible de 10,9 USD/MW-h; los **parques eólicos** se modelaron como un actor “**parque eólico**” **eolica_amp** con un factor de planta=44,8% y un pago por energía disponible de 39 USD/MWh (valor inicial año 2024), y las **plantas SFV** como un actor “**parque eólico**” **solar_amp** con un factor de planta=25% y un pago por disponibilidad de 42,9 USD/MWh (valor inicial año 2024), o de 39,7 USD/MWh para el caso “optimista” (caso C). Dichos pagos por energía disponible se afectaron por las fuentes “tendencia_eolica” y “tendencia_SFV” respectivamente, a efectos de modelar la evolución prevista (a la baja) en los precios de dichas tecnologías que se presentara anteriormente.

Los **bancos de baterías** se modelaron como un actor “**banco de baterías F1200**” con un pago por disponibilidad de 1,23 USD/MWh-h (valor inicial año 2024, afectado por la fuente “tendencia_bat”), asumiendo 10 horas de almacenamiento (8 horas en WASP, pues los períodos son de 8h), un rendimiento del 89% y un $fd=99\%$. La energía almacenada se valorizó manualmente con un cv_Compra y un cv_Venta de 10 y 40 USD/MWh respectivamente (valor sugerido por ADME, de forma de garantizar un margen mínimo de 30 USD/MWh). Cabe sin embargo aclarar que de acuerdo a la última información actualizada con que se cuenta, no

²⁸ Se tomaron los datos del informe URSEA INF-000516-2016 del 29/09/2016 con valores actualizados a dólares de 2022 (inflación considerada en dicho período: $2,125\% \times 2,448\% \times 1,832\% \times 1,212\% \times 4,714\% \times 8,007\%$). Este valor incluye un estimado de todos los costos de puesta en servicio de la máquina.

²⁹ No se consideraron como candidatas **plantas híbridas** que combinen un parque eólico y una planta SFV en el mismo sitio, aprovechando su complementariedad en la generación horaria, lo que supondría un ahorro en los costos del puesto de conexión.

³⁰ “Production cost assumptions”, (working sessions between McKinsey-MIEM-BID, set/2021).

³¹ El mismo fue calculado para una planta “tipo” de **50 MW** y se compone de: 6,7 MUSD (Subestación AT, Transformador AT, PCM, Instalación de enlace) + 1,3 MUSD (7 km de línea de AT).

resultaría aún viable poder obtener bancos de baterías en Uruguay a los precios considerados en las presentes hipótesis, resultantes de proyecciones internacionales realizadas para Uruguay por el BID en un estudio que data de fines de 2019.

A efectos de la estimación de los pagos por energía y por disponibilidad, en base a los costos de capital considerados para cada tecnología “candidata” se buscó el costo nivelado de una unidad de energía eléctrica generada que permita obtener una TIR de 8%, asumiendo una composición de la inversión: 30% fondos propios y 70% préstamo a una tasa del 8%, un plazo de repago de 10 años para dicho préstamo y una duración del proyecto de 20 años³².

En la siguiente tabla se presentan los costos asociados a la instalación de las centrales candidatas para la expansión del sistema de generación. Los mismos se especifican en el **módulo DYNPRO** de WASP IV.

Tipo de Central	Potencia (MW)	Costo de capital (USD/kW instalado)	Tiempo de construcción (años)	Vida útil (años)
TG	69	734	1	15
Parque Eólico	25	1.215	1	20
Planta SFV	50	797	1	20
Planta SFV – caso altern.	50	739	1	20
Baterías	120	1.050	1	15

Tabla VIII: Costo inicial al año 2024 (USD/kW) y otros parámetros asociados a la instalación de centrales “candidatas” modeladas en WASP IV y/o SimSEE. Valores expresados en dólares de 2022.

La tasa de descuento real anual en USD considerada en WASP-IV es de 8%, sobre un período de 27 años a efectos de la comparación económica, cuyo año base es 2022 y va hasta el 2050 (último año del horizonte considerado en las simulaciones realizadas en WASP).

Hay que tener en cuenta que, debido a las salidas de servicio modeladas al final de la vida útil estimada de los generadores, el parque de generación existente se ve alterado en los años en que se producen salidas de generación térmica/eólica/SFV, pudiéndose producir un cambio de tecnología de generación, de acuerdo a lo que el optimizador vea como más conveniente para el sistema, a efectos de sustituir las máquinas que se sacan de servicio.

A los efectos de estimar la evolución futura de los costos de las tecnologías, se consultaron distintas fuentes de información disponibles, cuyo origen son agencias internacionales especializadas en energía y en energías renovables (como ser la EIA, NREL, IRENA, IEA), consultoras internacionales (como Lazard), las proyecciones de un país de la región que tiene un importante desarrollo de energías renovables como es Chile, así como el informe realizado por la consultora Mc Kinsey para analizar la viabilidad de proyectos de Hidrógeno para Uruguay:

- “The power to change: solar and wind cost reduction potential to 2025” (IRENA³³, 06/2016)
- “Renewable power generation costs in 2022” (IRENA³⁴, 08/2023).

³² A excepción de las TG69, para las que se consideraron 15 años.

³³ <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>

³⁴ <https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>

- “Planificación energética de largo plazo período 2018-2022 – Informe de actualización de antecedentes 2023” (Ministerio de Energía de Chile³⁵, 09/2023)
- “Informe de Costos de Tecnologías de Generación”³⁶ (CNE Chile, 05/2024)
- “Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina” (Wood Mackenzie-BID³⁷, 12/2019)
- “Capital cost and performance characteristic estimates for utility scale electric power generating technologies” (EIA³⁸, 12/2023)
- “Lazard’s levelized cost of energy analysis” (Lazard³⁹, v.16, 04/2023)
- “2023 Annual Technology Baseline (ATB) Electricity Data Overview” (NREL⁴⁰, 2023)
- “Projected costs of generating electricity-2020 edition” (IEA-NEA⁴¹, 12/2020)
- “H2 Uruguay – Estrategia País de Hidrógeno Verde” (Mc Kinsey, 11/2021)

En el Anexo 1 puede verse un detalle de dichas proyecciones.

5. Casos a Analizar.

En todos los casos se consideran las máquinas térmicas funcionando con GO, y los costos variables térmicos indexados en un 75% de acuerdo a la evolución prevista por la EIA.

Escenario:	Demanda		
	Incondicional DNE	Incondicional DNE +50 MW planos 2027	Prog. Estacional nov/23 +50 MW planos 2027
Con GO	Caso A	Caso B (BASE) (*)	Caso B_Distr
Con GO y baterías		Caso B_Bat	
Con GO y SFV menor costo		Caso C	
Con GO y comercio internac.		Caso D	

Tabla IX: Casos a analizar en el presente estudio. (*) El caso B pasó a ser el caso base, a raíz de la concreción de la firma de un contrato de abastecimiento que realizara UTE para una demanda plana, que se supusiera como hipotético, y fuera comunicado a DNE en abr/2024 cuando el presente estudio ya se encontraba en curso.

³⁵ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20230926_men_pelp_iaa2023.pdf

³⁶ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/ICTG-Mayo-2024.pdf>

³⁷ <https://publications.iadb.org/es/evolucion-futura-de-costos-de-las-energias-renovables-y-almacenamiento-en-america-latina>

³⁸ https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2025.pdf

³⁹ <https://www.lazard.com/media/20zoovyg/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf>

⁴⁰ <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index>

⁴¹ https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_51110/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition

6. Resultados de la expansión óptima.

6.1 Despacho previsto, potencia disponible y falla.

A continuación se muestra el despacho económico previsto para el parque generador a efectos de abastecer la demanda para el **caso base B**, con detalle **semanal**, para distintos escenarios de hidraulicidad: valor esperado (v.e.), baja hidraulicidad (5% más seco) y alta hidraulicidad (5% más húmedo).

Allí se muestra la energía despachada correspondiente a:

- generación distribuida (incluye biomasa y fósil, exceptuando celulosa) (eGenDis)
- generación prevista para Montes del Plata (eMdP)
- generación prevista para UPM (eUPM)
- generación hidráulica (eSG, eBonete, eBaygorria, ePalmar)
- generación eólica (eEolica_UTE, eEolica_UTE_soc, eEolica_privados)
- generación SFV (eSolar)
- generación térmica de C.Batlle (eMotores)
- generación térmica con GO (eCC500, eTG69, ePTI, ePTI_7_8, eCTR)
- exportación de excedentes (eEXP)
- intercambios internacionales con Brasil y Argentina (eExpo, elmpo), se asumen nulos (frontera cerrada) a excepción del caso D
- energía de falla (eFalla1, eFalla2, eFalla3, eFalla4)
- energía de la Demanda (eDem, incluye la demanda plana adicional de 50 MW en los casos que corresponda)

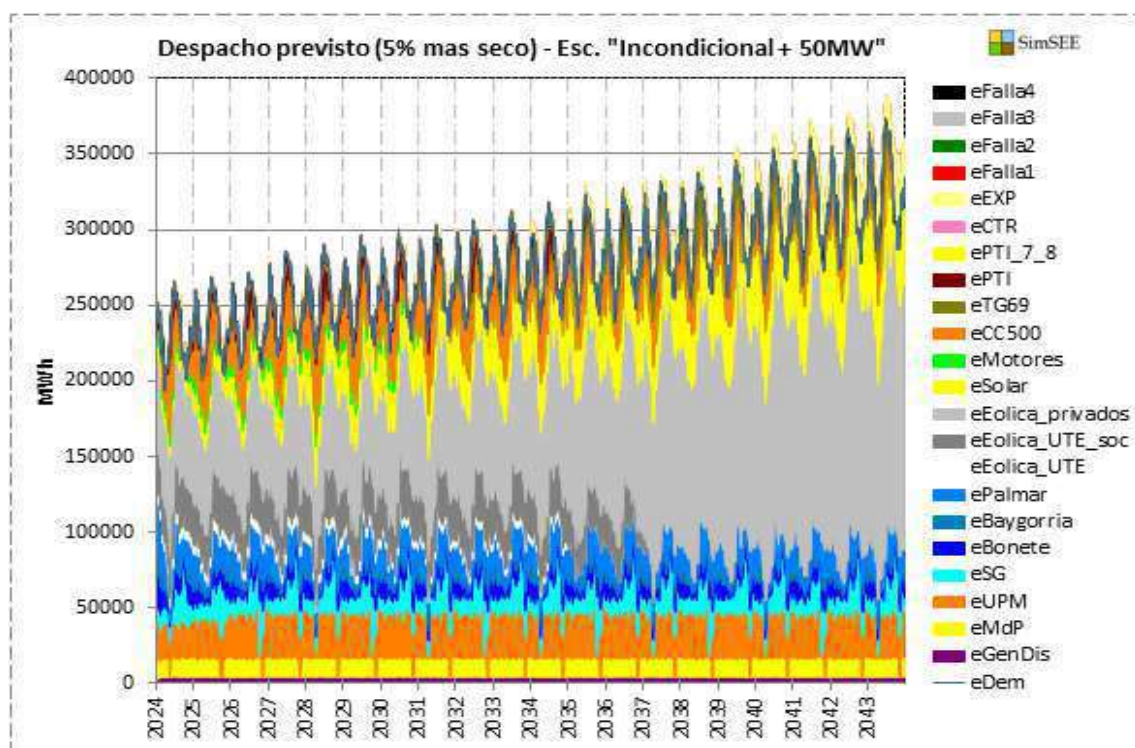


Fig. 6: Despacho semanal (MWh) previsto para el abastecimiento de la demanda en el caso B - "Incondicional con Dem.50 MW", para un escenario de **baja hidraulicidad** (5% más seco).

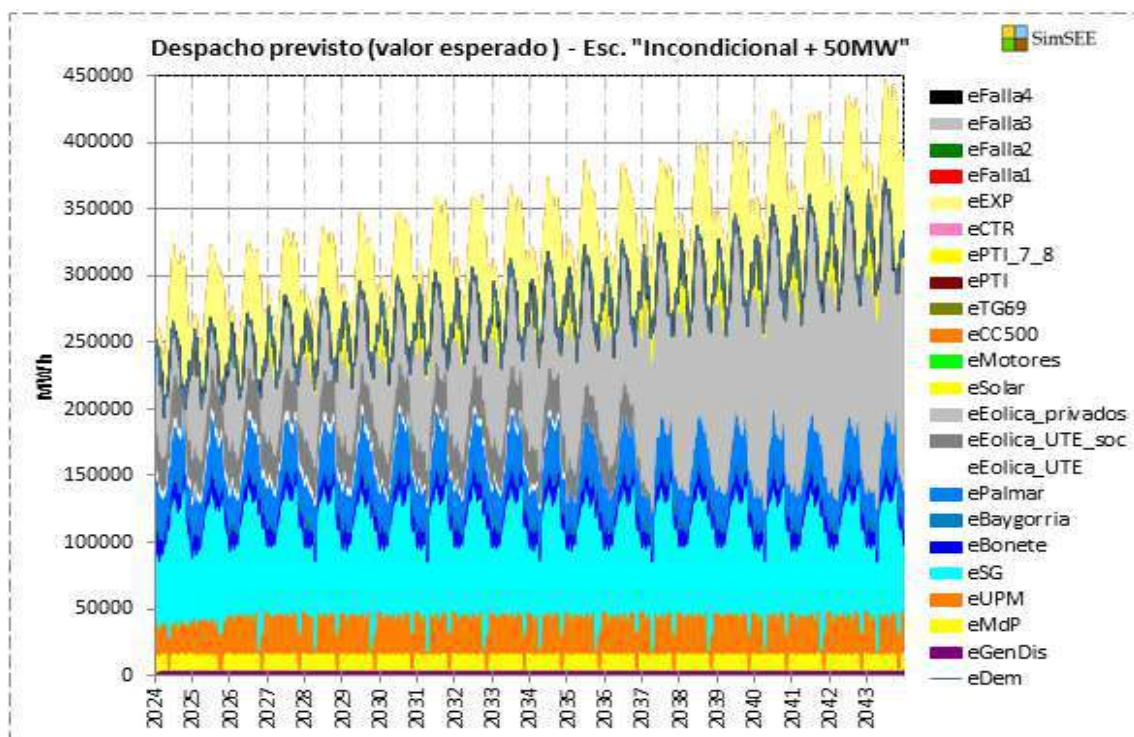


Fig. 7: Despacho semanal (MWh) previsto para el abastecimiento de la demanda en el caso B - "Incondicional con Dem.50 MW", para un escenario de **hidraulicidad promedio** (valor esperado).

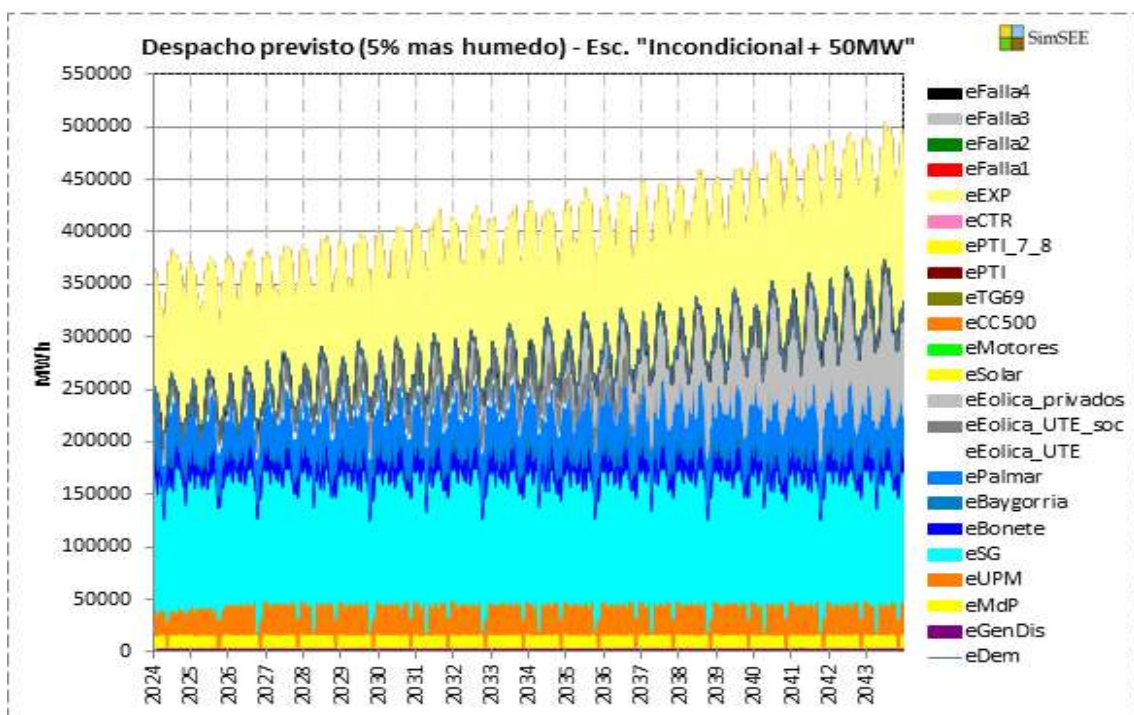


Fig. 8: Despacho semanal (MWh) previsto para el abastecimiento de la demanda en el caso B - "Incondicional con Dem.50 MW", para un escenario de **alta hidraulicidad** (5% más húmedo).

Puede observarse el importante despacho térmico para el caso de escenarios de baja hidraulicidad (5% más seco), más notorio en los últimos años del estudio, mientras que el mismo se reduce notoriamente para una hidraulicidad promedio (valor esperado). En el caso de alta hidraulicidad (5% más húmedo) puede observarse un importante despacho de exportación de excedentes (eólicos, solares, hidráulicos).

Los restantes casos A, C y D no se muestran por resultar muy similares.

Se muestra en detalle, para el escenario D - “**Incondicional con Demanda 50 MW**” con Comercio Internacional, el despacho resultante para el mismo, por País, sin considerar los excedentes.

Importación:

Exportación:

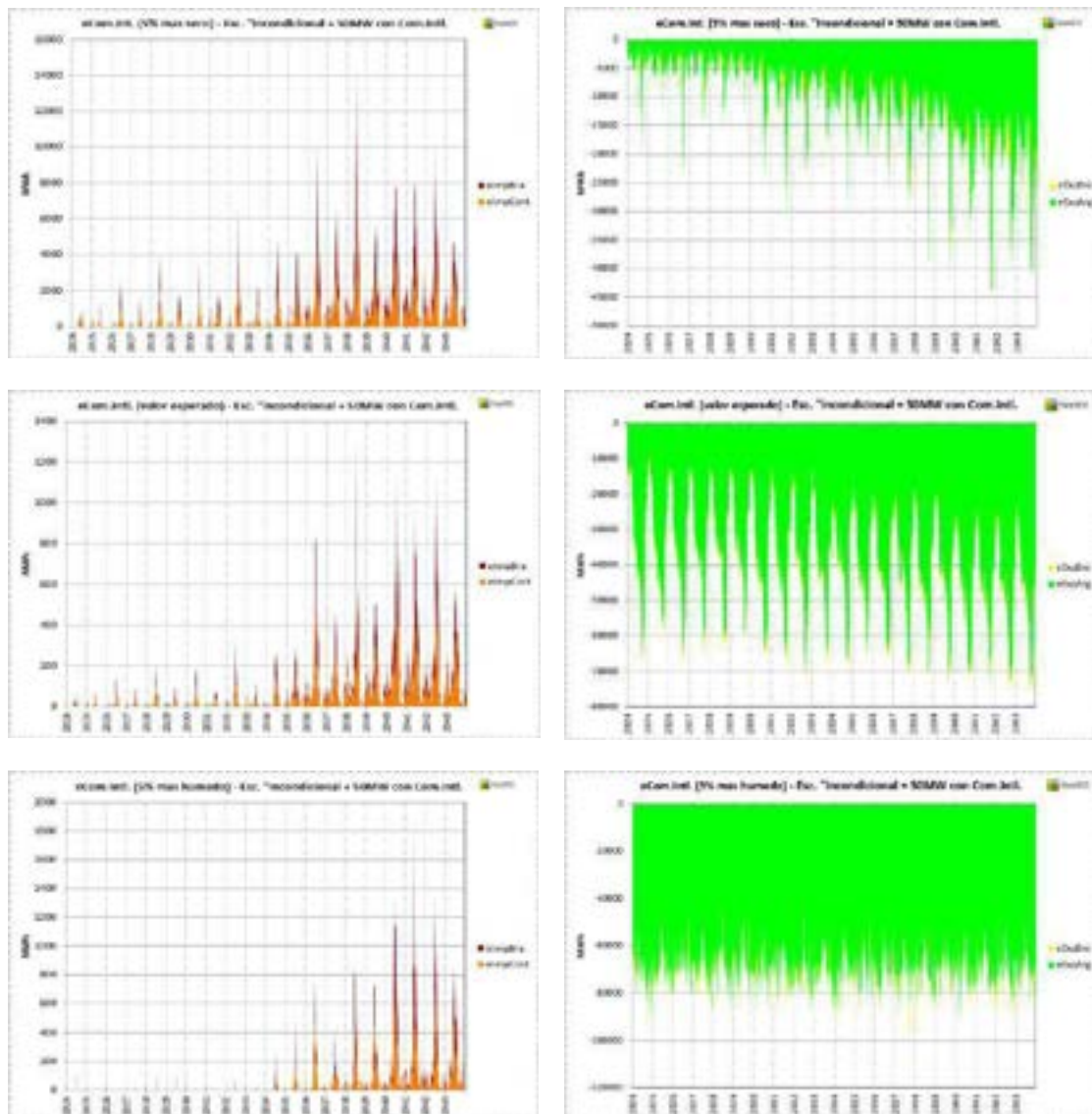


Fig. 9: Despacho semanal (MWh) previsto para el **comercio internacional** (importaciones a la izquierda, exportaciones a la derecha) en el escenario “**Incondicional con Dem.50 MW**” con Comercio Internacional, para un escenario de **baja hidraulicidad** (5% más seco, arriba), **hidraulicidad promedio** (centro), y de **alta hidraulicidad** (5% más húmedo, abajo). No se muestran los excedentes (sumidero).

En todos los casos se observa una importación muy reducida, pero que puede resultar clave a la hora de sustituir falla (el precio supuesto sea con Brasil que con Argentina, es falla 1 – 1

USD/MWh) y con ello contribuir a bajar el cmg, mientras que se observa un volumen importante de exportación, donde la mayoría consistiría en exportación hacia Argentina que se supuso a 12 USD/MWh, mientras que para Brasil resultaría muy restringida. La misma resulta particularmente relevante en primavera, en detrimento de la exportación de excedentes valorizados a menor precio (en la simulación se valoran a 0,1 USD/MWh) que se ve reducida, como puede verse al comparar ambas en la siguiente figura, para un escenario de v.e.:

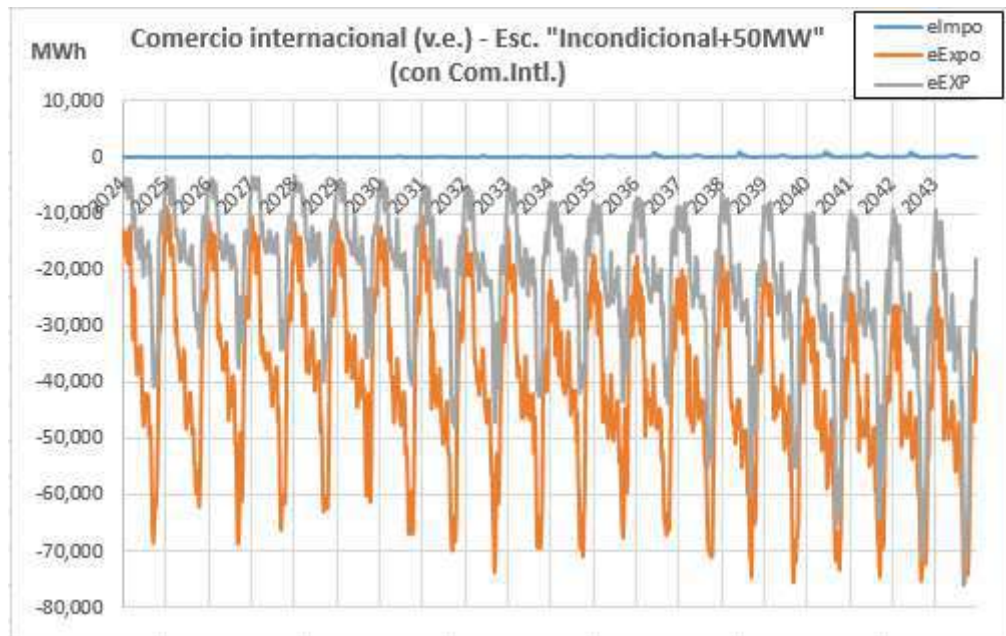


Fig. 10: Despacho semanal (MWh) previsto para el **comercio internacional** en el escenario **"Incondicional con Dem.50 MW"** con Comercio Internacional, para un escenario de **hidraulicidad promedio** (v.e.). Se muestra la importación total (curva azul), exportación (curva naranja) y excedentes (sumidero, curva gris).

Asimismo se muestra la diferencia en el despacho de falla respecto del caso original (B) que solo consideraba la exportación de excedentes a bajo costo, a frontera cerrada, para un escenario de v.e. y 5% más seco. En ambos casos se observa que la posibilidad de contar con un respaldo dado por el comercio internacional, baja notoriamente el despacho de falla esperado:

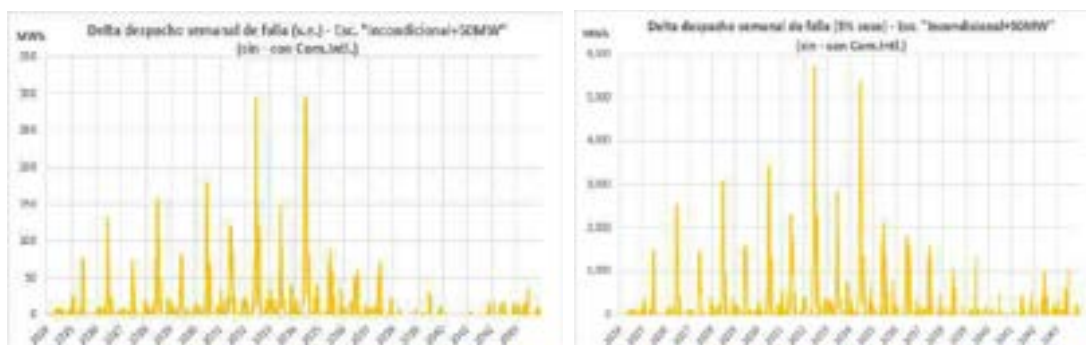
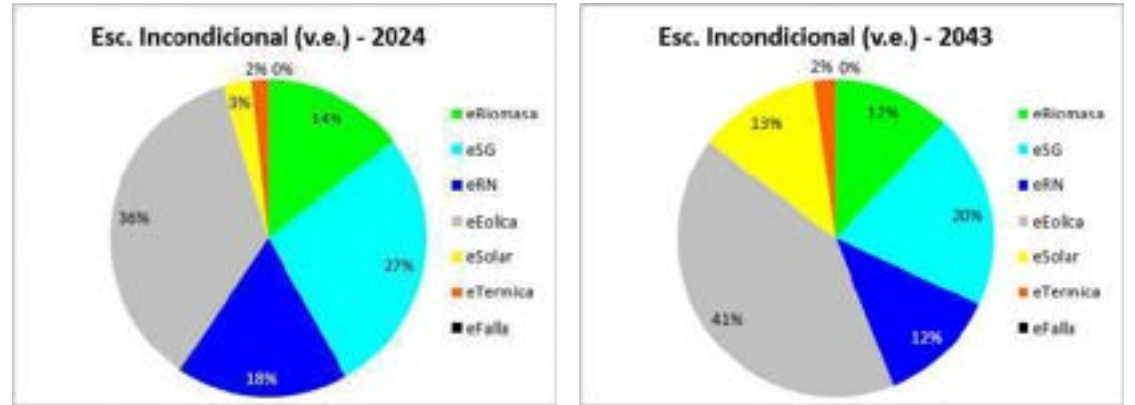
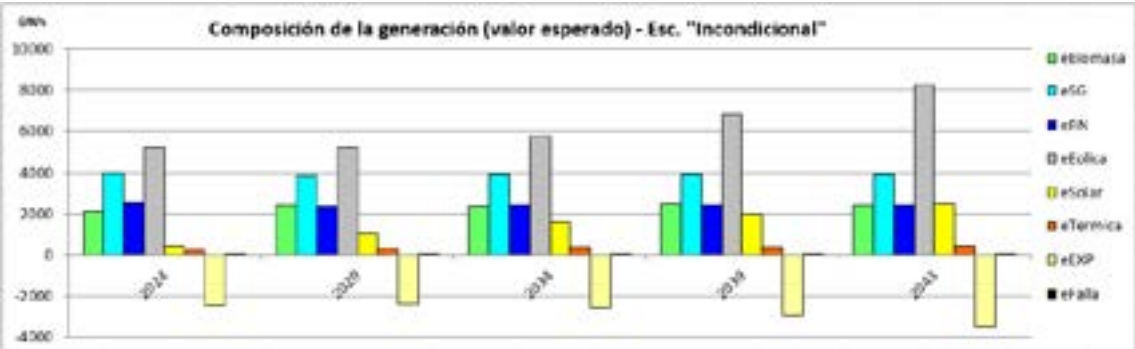


Fig. 11: Diferencia en el despacho semanal de falla (MWh), con y sin comercio internacional habilitado, para el mismo escenario de demanda.

A continuación se muestra la composición de la generación prevista (despacho), en términos **anuales**, en **valor esperado**, para algunos años representativos del período, en todos los escenarios considerados, así como un detalle para el 1er y último año del período considerado (2024 y 2043 respectivamente).

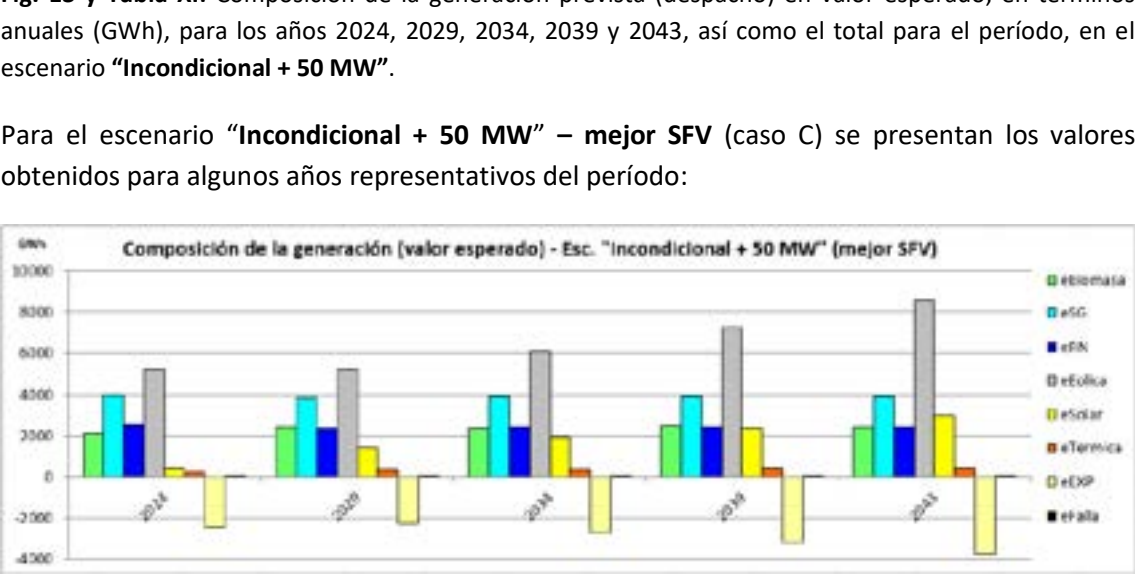
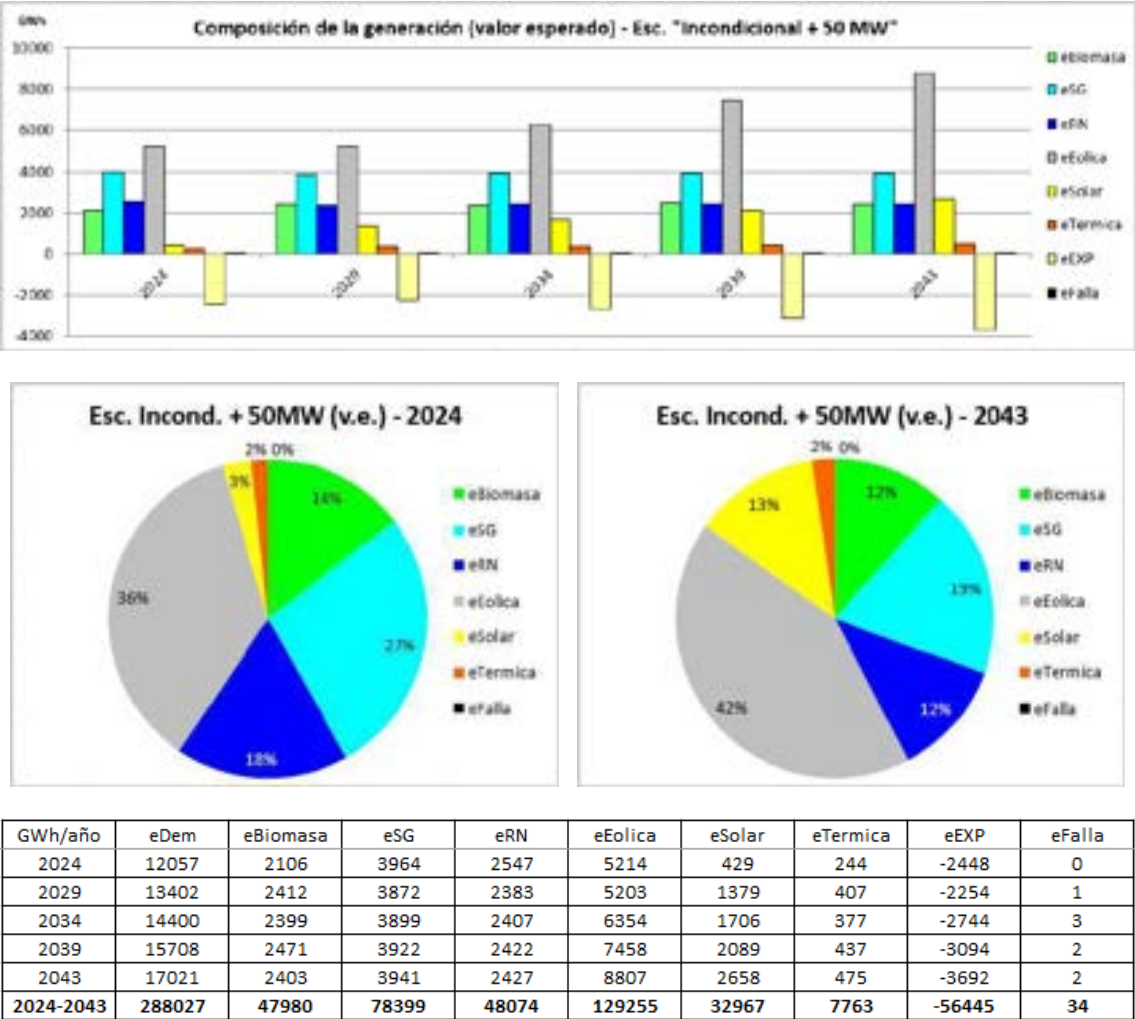
Para el escenario “**Incondicional**” (caso A) se tiene:

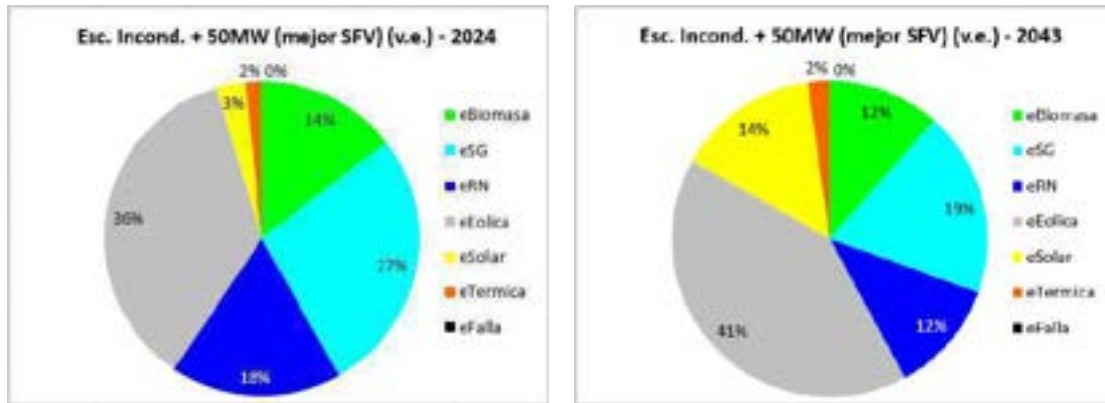


GWh/año	eDem	eBiomasa	eSG	eRN	eEolica	eSolar	eTermica	eEXP	eFalla
2024	12057	2106	3964	2547	5214	429	244	-2447	0
2029	12915	2412	3872	2369	5203	1062	352	-2355	1
2034	13883	2399	3899	2409	5824	1619	353	-2622	2
2039	15144	2471	3922	2419	6870	2024	403	-2967	2
2043	16410	2403	3941	2425	8238	2472	435	-3507	2
2024-2043	278972	47980	78399	48000	121921	30469	7200	-55030	34

Fig. 12 y Tabla X: Composición de la generación prevista (despacho) en valor esperado, en términos anuales (GWh), para los años 2024, 2029, 2034, 2039 y 2043, así como el total para el período, en el escenario “**Incondicional**”.

Para el escenario “Incondicional + 50 MW” (caso B) se presentan los valores obtenidos para algunos años representativos del período:

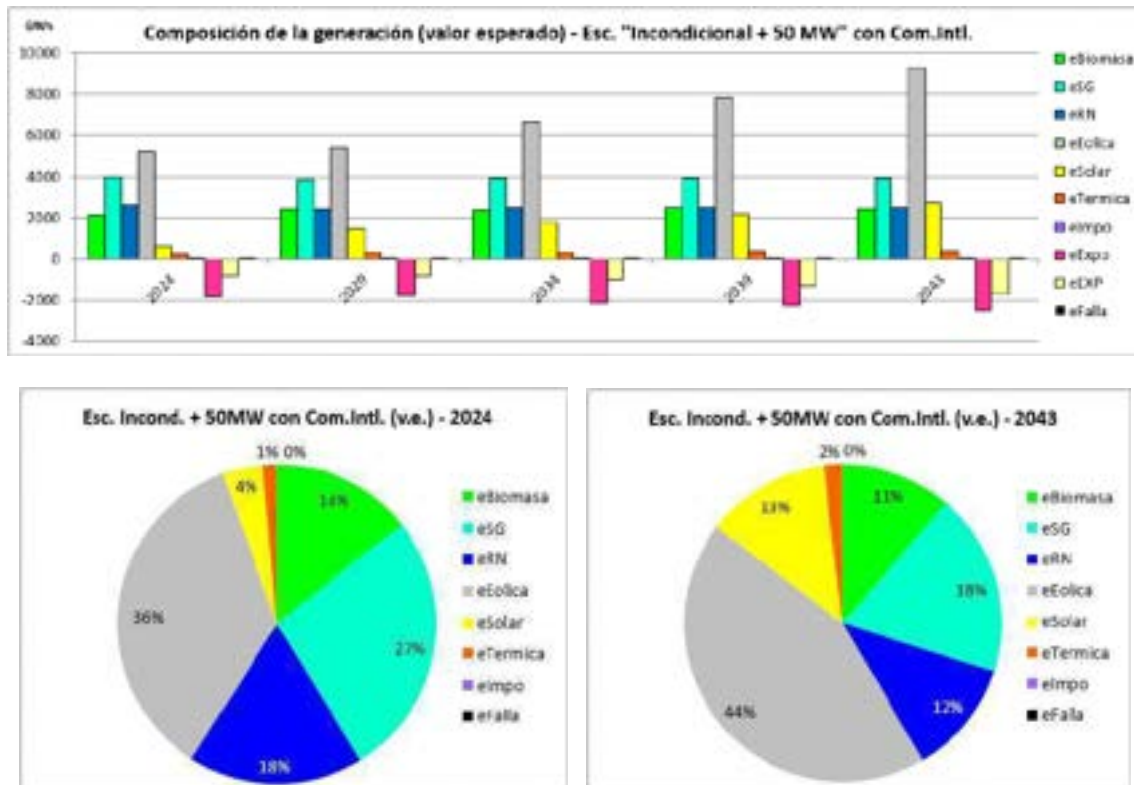




GWh/año	eDem	eBiomasa	eSG	eRN	eEolica	eSolar	eTermica	eEXP	eFalla
2024	12057	2106	3964	2546	5214	445	240	-2460	0
2029	13402	2412	3872	2383	5203	1418	397	-2283	1
2034	14400	2399	3899	2409	6119	1975	367	-2770	3
2039	15708	2471	3922	2433	7223	2360	432	-3134	2
2043	17021	2403	3941	2417	8571	3026	465	-3805	2
2024-2043	288027	47980	78399	48045	125844	37528	7576	-57378	34

Fig. 14 y Tabla XII: Composición de la generación prevista (despacho) en valor esperado, en términos anuales (GWh), para los años 2024, 2029, 2034, 2039 y 2043, así como el total para el período, en el escenario “Incondicional + 50 MW” – mejor SFV.

Para el escenario “Incondicional + 50 MW” – con Com.Intl. (caso D) se presentan los valores obtenidos para algunos años representativos del período:



GWh/año	eDem	eBiomasa	eSG	eRN	eEólica	eSolar	eTermica	eImpo	eExpo	eEXP	eFalla
2024	12057	2106	3964	2620	5214	602	210	0	-1830	-831	0
2029	13402	2412	3872	2445	5415	1467	356	1	-1756	-809	0
2034	14400	2399	3899	2471	6648	1761	321	2	-2079	-1023	1
2039	15708	2471	3922	2482	7871	2188	360	7	-2267	-1328	2
2043	17021	2403	3941	2488	9356	2701	394	8	-2541	-1733	2
2024-2043	288027	47980	78399	49454	135270	34939	6539	82	-42163	-22503	30

Fig. 15 y Tabla XIII: Composición de la generación prevista (despacho) en valor esperado, en términos anuales (GWh), para los años 2024, 2029, 2034, 2039 y 2043, así como el total para el período, en el escenario “Incondicional + 50 MW” – con Comercio Internacional.

Puede observarse en todos los escenarios cómo va disminuyendo el peso relativo de la generación hidroeléctrica a lo largo del período (si bien la misma se mantiene constante en términos absolutos, al haberse considerado el v.e. para los aportes), así como de la biomasa que ve asimismo disminuido su peso relativo. Por otro lado va aumentando la importancia de la generación SFV y eólica, a raíz de las expansiones que se incorporan al sistema. La generación térmica, si bien se duplica en términos absolutos, se mantiene en términos porcentuales en casi todos los escenarios. Los excedentes disponibles para exportación (eólicos, SFV y/o hidráulicos de vertimiento) son cuantiosos y van aumentando a lo largo del período, al instalarse más generación renovable y de mayor fp que la actualmente instalada.

Se muestra en la tabla a continuación un resumen con la diferencia en el despacho para el total del período de las distintas fuentes, en los distintos escenarios de hidráulicidad considerados, respecto del caso base B:

Despacho en el período (GWh)	eDem		eRN			
	A	B-C-D	A	B	C	D
5% seco	278.972	288.027	32.498	32.326	32.361	32.722
<i>Difer. caso base (B)</i>	-9.054	-	172	-	35	396
	-3.1%	-	0,5%	-	0,1%	1,2%
Valor esperado	278.972	288.027	48.000	48.074	48.045	49.454
<i>Difer. caso base (B)</i>	-9.054	-	-74	-	-30	1.380
	-3.1%	-	-0,2%	-	-0,1%	2,9%
5% húmedo	278.972	288.027	76.124	76.095	76.182	74.567
<i>Difer. caso base (B)</i>	-9.054	-	28	-	86	-1.528
	-3.1%	-	0,04%	-	0,1%	-2,0%

Despacho en el período (GWh)	eTermica				eFalla			
	A	B	C	D	A	B	C	D
5% seco	39.183	40.216	39.609	35.408	547	529	534	373
<i>Difer. caso base (B)</i>	-1.033	-	-607	-4.808	18	-	4	-157
	-2.6%	-	-1,5%	-12,0%	3,4%	-	0,8%	-29,6%
Valor esperado	7.200	7.763	7.576	6.539	34	34	34	30
<i>Difer. caso base (B)</i>	-564	-	-187	-1.224	1	-	0	-4
	-7,3%	-	-2,4%	-15,8%	1,5%	-	1,2%	-11,1%
5% húmedo	1.784	2.232	2.286	1.970	17	19	20	24
<i>Difer. caso base (B)</i>	-448	-	54	-262	-3	-	1	4
	-20,1%	-	2,4%	-11,7%	-13,0%	-	4,7%	23,0%

Despacho en el período (GWh)	eEólica				eSolar			
	A	B	C	D	A	B	C	D
5% seco	121.985	129.324	125.911	135.345	30.473	32.973	37.532	34.945
Difer. caso base (B)	-7.339	-	-3.414	6.020	-2.500	-	4.560	1.972
	-5.7%	-	-2,6%	4,7%	-7,6%	-	13,8%	6,0%
Valor esperado	121.921	129.255	125.844	135.270	30.469	32.967	37.528	34.939
Difer. caso base (B)	-7.334	-	-3.411	6.015	-2.498	-	4.561	1.972
	-5.7%	-	-2,6%	4,7%	-7,6%	-	13,8%	6,0%
5% húmedo	121.787	129.112	125.704	135.122	30.480	32.977	37.539	34.950
Difer. caso base (B)	-7.324	-	-3.408	6.010	-2.497	-	4.562	1.973
	-5.7%	-	-2,6%	4,7%	-7,6%	-	13,8%	6,0%

Despacho en el período (GWh)	eEXP				elmpo		eExpo	
	A	B	C	D	A-B-C	D	A-B-C	D
5% seco	-10.964	-12.591	-13.170	-4.713	0	900	0	-12.202
Difer. caso base (B)	1,627	-	-579	7.878	-	900	-	-12.202
	-12.9%	-	4,6%	-62,6%	-	-	-	-
Valor esperado	-55.030	-56.445	-57.378	-22.503	0	82	0	-42.163
Difer. caso base (B)	1.415	-	-933	33.943	-	82	-	-42.163
	-2,5%	-	1,7%	-60,1%	-	-	-	-
5% húmedo	-126.181	-127.371	-128.667	-58.878	0	66	0	-74.757
Difer. caso base (B)	1.190	-	-1.295	68.494	-	66	-	-74.757
	-0,9%	-	1,0%	-53,8%	-	-	-	-

Tabla XIV: Demanda total en el período de 20 años (eDem) (GWh) y despacho previsto para el Río Negro (eRN), las centrales térmicas (eTermica), la falla (eFalla), la generación eólica (eEólica), la generación SFV (eSolar), los excedentes (eEXP) y la importación y exportación (elmpo, eExpo), para los 4 casos analizados (A-D), para un escenario de **baja hidraulicidad** (5% más seco), **valor esperado** y **alta hidraulicidad** (5% más húmedo). Se muestra para cada escenario (en azul cursivo) la diferencia respecto del caso base B, expresada en GWh y %.

En lo que hace al despacho de la **biomasa** (despachada en la base a costo variable nulo) o **Salto Grande** (modelada como central de pasada), no se registran diferencias entre los distintos casos (A-D), ni entre los distintos escenarios de hidraulicidad, como resultaría esperable, por lo que no se muestran. En lo que hace a las **ERN** (eólica y SFV), se registran pequeñas diferencias entre los distintos escenarios de hidraulicidad, ya que se promedian menos crónicas en los escenarios 5% seco y 5% húmedo, respecto del escenario de valor esperado donde se promedian la totalidad de las crónicas.

Puede observarse de la Tabla anterior, que para el **caso A** (menor demanda que el caso base), el uso del RN no se ve mayormente afectado, pero sí se tiene un menor despacho de ERNC (que se incorporan en menor cantidad en la expansión), así como de generación térmica y algo más de falla (a excepción del escenario de alta hidraulicidad, donde esto se invierte), teniéndose asimismo menos excedentes para exportar, como resultaría esperable.

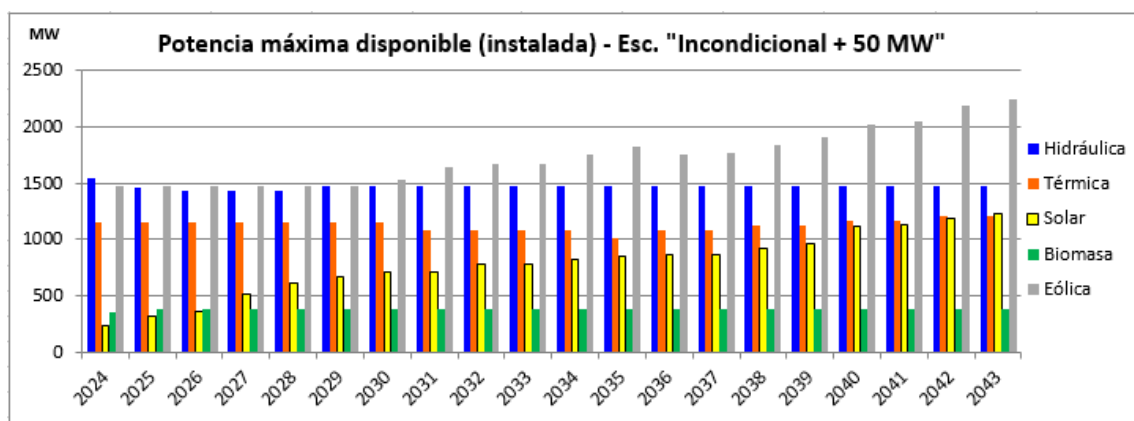
Por otra parte, en lo que hace a los casos con igual demanda que el caso base, para el **caso C** (mejor SFV), nuevamente el uso del RN no se ve mayormente afectado, observándose un menor

despacho de la eólica y un mayor despacho de la SFV, como resultaría esperable; se observa asimismo una menor generación térmica, teniéndose más excedentes y algo más de falla. Para el **caso D** (con un restringido comercio internacional habilitado), se tiene un mayor despacho de ERNC (que se incorporan en mayor cantidad en la expansión), se observa un uso algo mayor del Rio Negro (lago de Bonete, dado que las demás centrales se modelaron de pasada) (a excepción del escenario de alta hidraulicidad), el despacho térmico se ve notoriamente disminuido, se tiene menos falla (a excepción del escenario de alta hidraulicidad, donde esto se invierte), y puede verse que el despacho de excedentes de exportación se reduce considerablemente, incrementándose sin embargo la exportación total (esto es, cuando los excedentes se valorizan, se exporta más).

Potencia disponible en el sistema.

A continuación se muestra una tabla con la potencia máxima disponible en el sistema, correspondiente a generación hidráulica, térmica, solar, biomasa y eólica, así como la potencia media disponible, calculada como la máxima disponible por el factor de disponibilidad (fd) de cada generador, para el caso base (B) analizado en el presente estudio. Para el caso de las centrales hidroeléctricas, se está asumiendo la potencia máxima turbinable. Para el caso de la biomasa se están considerando las unidades ficticias con las que se modeló la potencia entregada al sistema por dichas centrales.

año	Hidráulica	Hidr x fd	Térmica	Térmica x fd	Solar	Solar x fd	Biomasa	Biomasa x fd	Eólica	Eólica x fd
2024	1541.2	1525.8	1153.0	971.1	238.0	50.5	356.2	243.3	1476.0	592.8
2025	1460.2	1445.6	1153.0	971.1	328.0	73.0	386.2	263.5	1476.0	592.8
2026	1437.7	1423.3	1153.0	971.1	358.0	80.5	386.2	284.6	1476.0	592.8
2027	1437.7	1423.3	1153.0	955.7	513.0	119.2	386.2	291.4	1476.0	592.8
2028	1437.7	1423.3	1153.0	955.7	618.0	145.5	386.2	284.6	1476.0	592.8
2029	1473.7	1459.0	1153.0	955.7	673.0	159.2	386.2	284.6	1476.0	592.8
2030	1473.7	1459.0	1153.0	955.7	718.0	170.5	386.2	291.4	1534.0	625.3
2031	1473.7	1459.0	1083.0	900.3	718.0	170.5	386.2	284.6	1644.0	674.5
2032	1473.7	1459.0	1083.0	900.3	778.0	185.5	386.2	284.6	1674.0	688.0
2033	1473.7	1459.0	1083.0	900.3	778.0	185.5	386.2	291.4	1674.0	688.0
2034	1473.7	1459.0	1083.0	900.3	823.0	196.7	386.2	284.6	1757.0	732.0
2035	1473.7	1459.0	1013.0	862.1	858.0	205.5	386.2	284.6	1821.0	775.1
2036	1473.7	1459.0	1082.0	924.2	863.0	209.7	386.2	291.4	1754.0	761.5
2037	1473.7	1459.0	1082.0	924.2	865.0	215.9	386.2	284.6	1762.0	787.2
2038	1473.7	1459.0	1124.0	968.1	925.0	230.9	386.2	284.6	1837.0	822.9
2039	1473.7	1459.0	1124.0	968.1	965.0	240.9	386.2	291.4	1900.0	851.2
2040	1473.7	1459.0	1166.0	1012.0	1120.0	279.6	386.2	284.6	2025.0	907.2
2041	1473.7	1459.0	1166.0	1012.0	1130.0	282.1	386.2	284.6	2050.0	918.4
2042	1473.7	1459.0	1208.0	1056.0	1185.0	295.9	386.2	291.4	2190.0	981.1
2043	1473.7	1459.0	1208.0	1056.0	1225.0	305.9	386.2	284.6	2245.0	1005.8



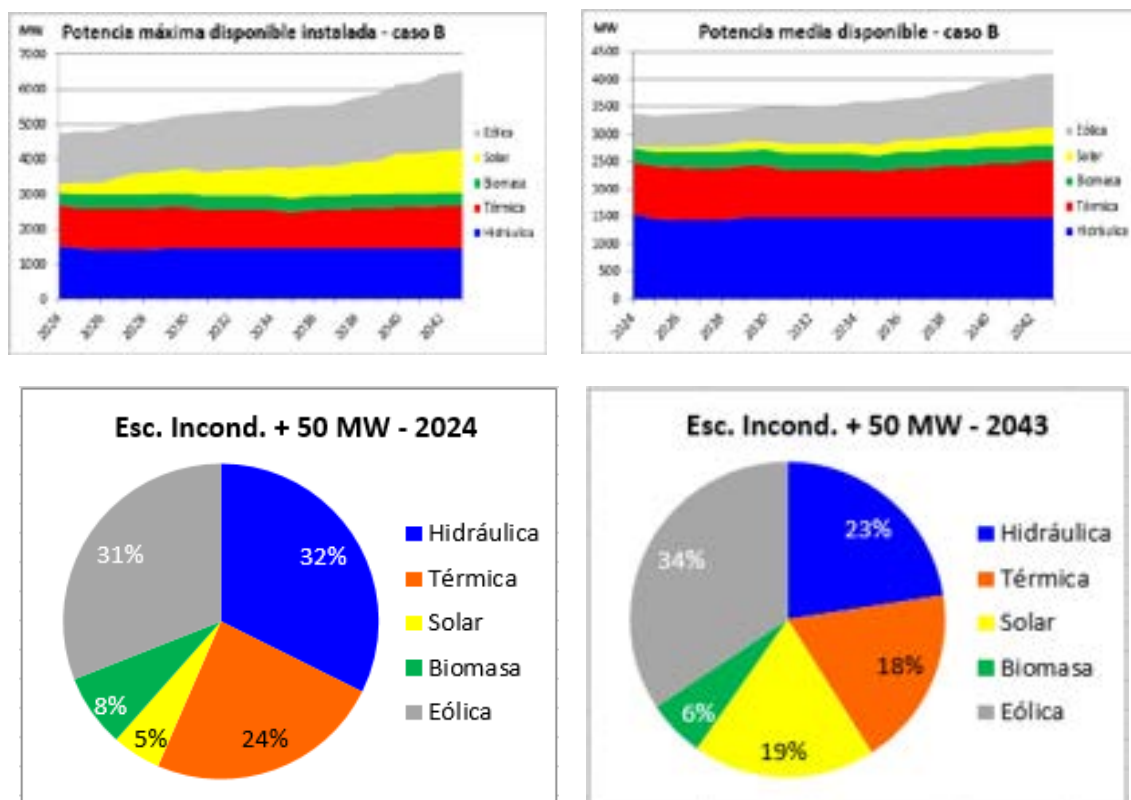


Fig. 16 y Tabla XV: Composición de la potencia instalada en el sistema (MW y %), en términos anuales, agrupada en hidráulica, térmica, SFV, biomasa y eólica, para el escenario “Incondicional+50MW”. En la tabla se muestra asimismo la potencia media anual disponible, teniendo en cuenta el factor de disponibilidad asociado a cada generador (fd).

Los restantes casos A, C y D no se muestran por resultar muy similares.

Puede observarse en todos los escenarios la relevancia de la potencia media disponible hidroeléctrica frente a las demás fuentes, si bien en lo que hace a potencia instalada resulta equiparable con la eólica, aunque a medida que se avanza en el período, esta última ya la supera ampliamente. Asimismo puede verse como va aumentando la importancia de la generación SFV en todos los escenarios. En lo que hace a la generación térmica puede verse como la salida de las unidades actualmente instaladas (xej. CTR, PTI) se compensa casi inmediatamente con la incorporación de térmico adicional, excepto en el caso D donde se observa que al disponer del respaldo dado por las interconexiones internacionales, se posterga su incorporación.

Puede observarse que la **proporción de ERNC/térmico** instalado va aumentando durante el período analizado, así como la proporción de **ERNC/hidro**, dado que esta última permanece constante, mientras que la penetración de ERNC se va incrementando a lo largo del período. Se observan incrementos puntuales en la relación ERNC/térmico cuando salen de servicio los motores CB, las CTR o las PTI, por lo que el denominador baja abruptamente, recuperando luego la tendencia a medida que se incorporan las TG69. Para el caso D (con comercio internacional habilitado), que requiere menos respaldo térmico, puede observarse que dicha relación es más alta que para los restantes 3 casos (a frontera cerrada).

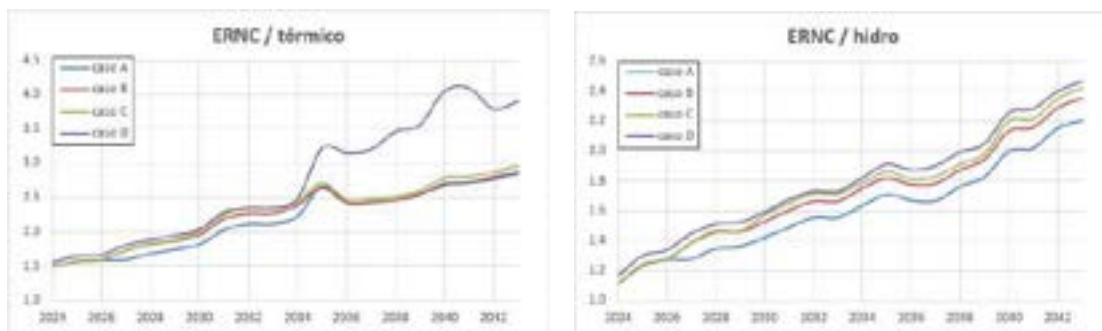


Fig. 17: Relación entre la potencia instalada de ERNC y la potencia instalada de generación térmica (sin incluir biomasa) en el sistema (izquierda), y entre la potencia instalada de ERNC y de generación hidroeléctrica (derecha), en términos anuales, para los 4 escenarios considerados en el estudio (A-D).

Por otra parte se observa también como la **proporción de eólica y SFV** va asimismo cambiando durante el período analizado, en este caso va decrecientándose, hasta llegar a **una relación del orden de 2:1**, algo menor para el caso C, que con una SFV a menor costo, instala mayor cantidad de la misma, en relación con la eólica; para el caso D que sugiere instalar SFV ya desde el principio del período, se observa un punto de partida algo más bajo respecto de los demás casos, aunque en el largo plazo converge con los casos A y B. En todos los casos se observa que en los primeros años del período se incorpora preferentemente SFV, hasta alcanzar la relación óptima con la eólica.

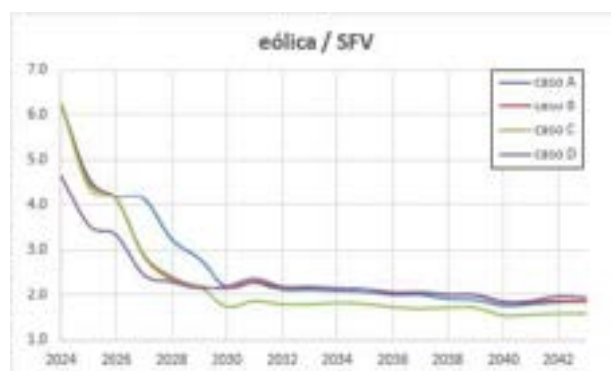


Fig. 18: Relación entre la potencia instalada eólica y SFV en el sistema, en términos anuales, para los 4 escenarios considerados en el estudio (A-D).

Se observa asimismo que una mayor incorporación de ERNC en el sistema, despachadas en la base, desplazan nuevamente la criticidad para el abastecimiento de la demanda hacia el invierno, ya que si bien los picos de consumo se han desplazado hacia el verano en los últimos años, a medida que se incorporan más ERNC, **la demanda neta** desplaza sus picos hacia el invierno, tal como puede apreciarse en el siguiente gráfico, para el caso base (B):

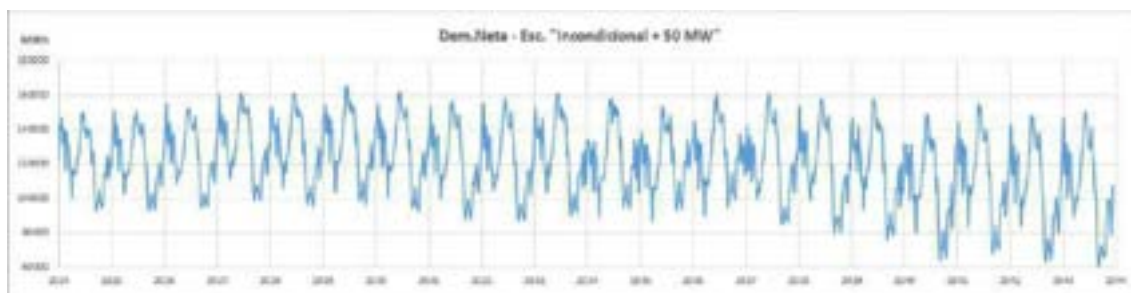


Fig. 19: Demanda neta semanal para el escenario “Incondicional+50MW”.

Puede apreciarse que si bien la Demanda es creciente en el período, con la incorporación de ERNC propuesta, la Demanda Neta se mantiene relativamente constante, e incluso con una leve tendencia a la baja. En los siguientes gráficos se muestra un comparativo entre la Demanda y la Demanda Neta, para los primeros y últimos años del período, mostrados en la misma escala para apreciar mejor su comportamiento:

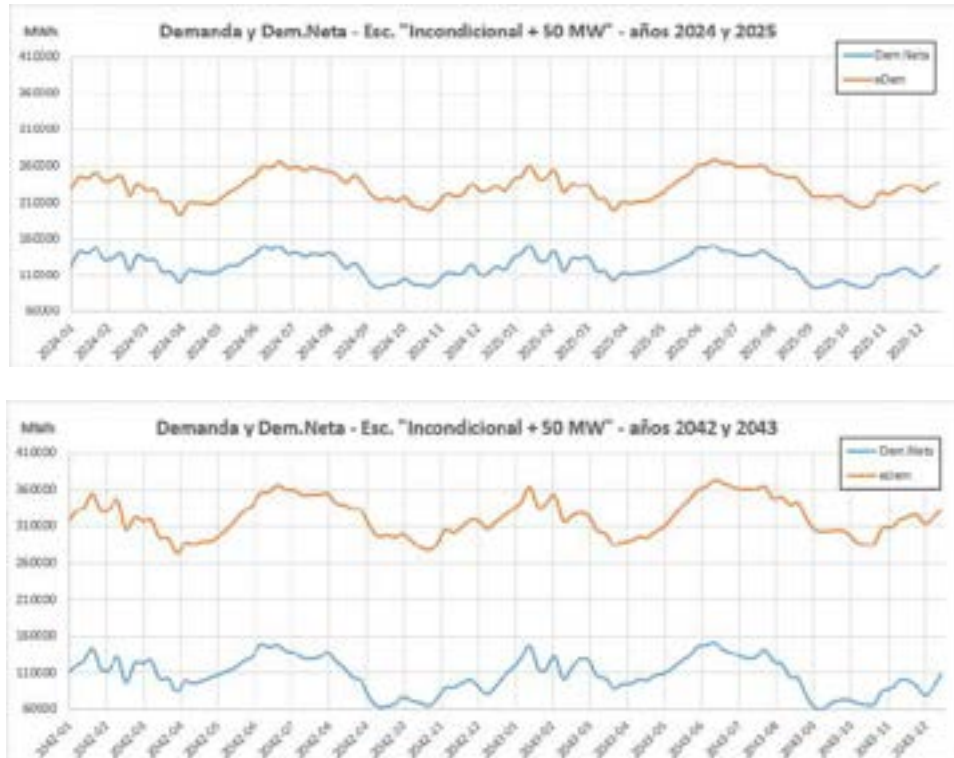
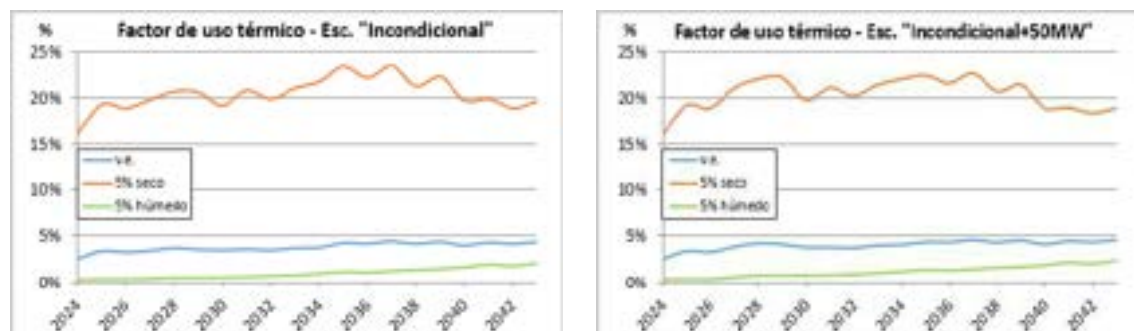


Fig. 20: Demanda y Demanda Neta semanal para los primeros y últimos años del período analizado, en el escenario “Incondicional+50MW”.

Despacho Térmico.

A continuación se muestra el despacho anual térmico previsto para el sistema a lo largo del período considerado, en los 4 escenarios analizados (A-D), como porcentaje de la potencia total térmica instalada, para distintos escenarios de hidraulicidad:



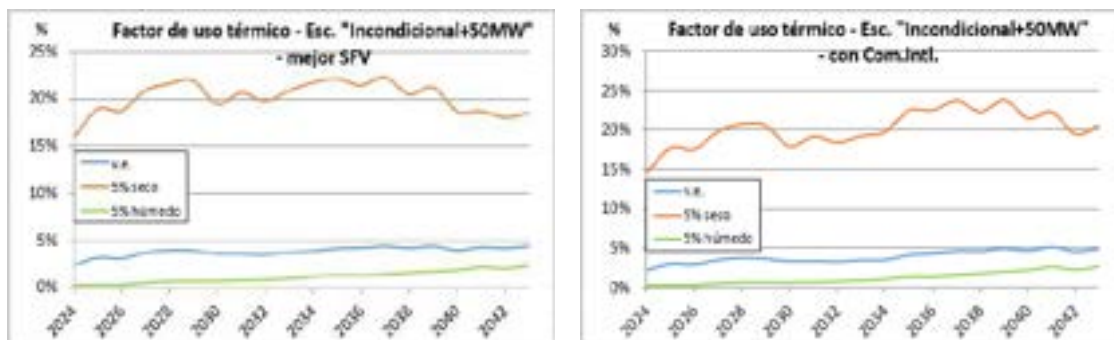


Fig. 21: Despacho anual térmico, expresado como porcentaje de la capacidad total térmica instalada, para diferentes hidraulicidades (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), en los 4 escenarios considerados (A-D).

Puede observarse que el mismo resulta muy reducido en los escenarios húmedo y de valor esperado, e inclusive en los años más secos no superaría el 25% (a nivel anual).

Despacho de Falla.

A continuación se muestra en detalle el despacho anual de falla previsto para el sistema a lo largo del período considerado, en los 4 escenarios analizados (A-D), como porcentaje de la demanda del sistema, para distintos escenarios de hidraulicidad:

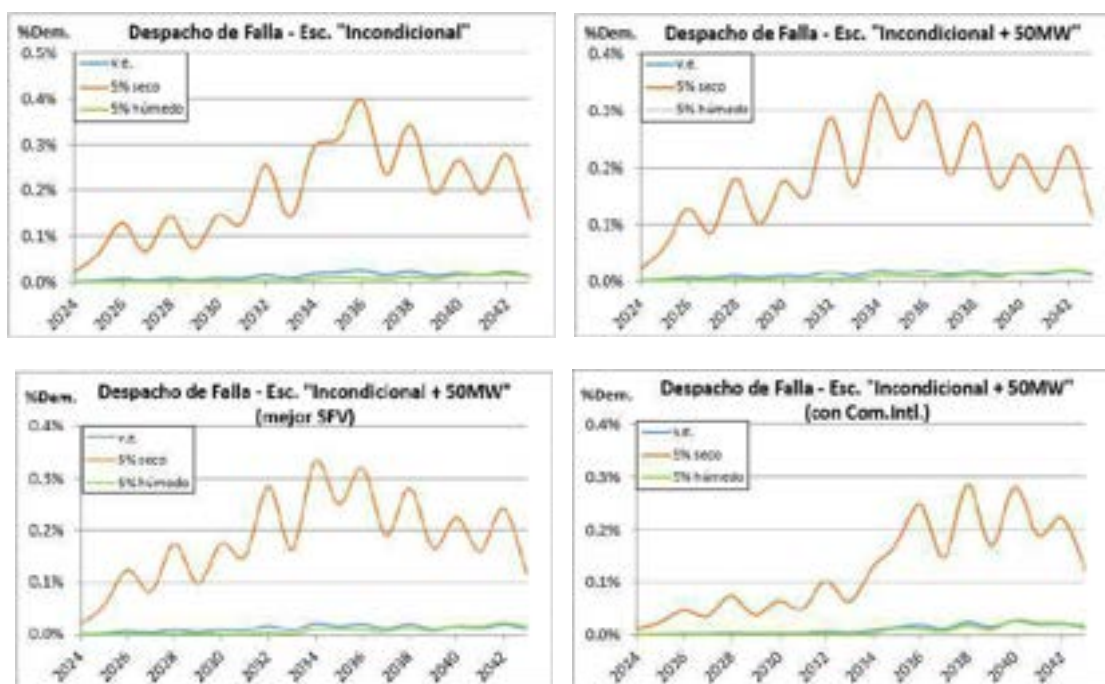


Fig. 22: Despacho anual total de falla, expresada como porcentaje de la demanda, para diferentes hidraulicidades (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), en los 4 escenarios considerados (A-D).

Se observa en todos los casos un despacho de falla despreciable en v.e., y menor al 0,4% de la demanda para el escenario más seco, de acuerdo con los criterios de falla utilizados, más restrictivos respecto al estudio anterior. Como era de esperar, se observa una falla algo mayor a lo largo del período en los escenarios de mayor demanda (casos B y C), no así en el caso D que tiene habilitado el comercio internacional, observándose menor falla. Asimismo es notoria la diferencia entre los escenarios secos (curva naranja), y los escenarios promedio o húmedos (curvas azul y verde, respectivamente) donde la falla es insignificante.

En todos los escenarios se observa un pico en la falla esperada alrededor de los años 2034-2037, que coincide con la salida de servicio modelada para las ERNC actualmente instaladas en el sistema, así como en los años en que se modeló la salida de las PTI 1-6 (2038, 2040, 2042).

A continuación se muestra el detalle, por tipo de falla (en GWh anuales), para el caso base (B).

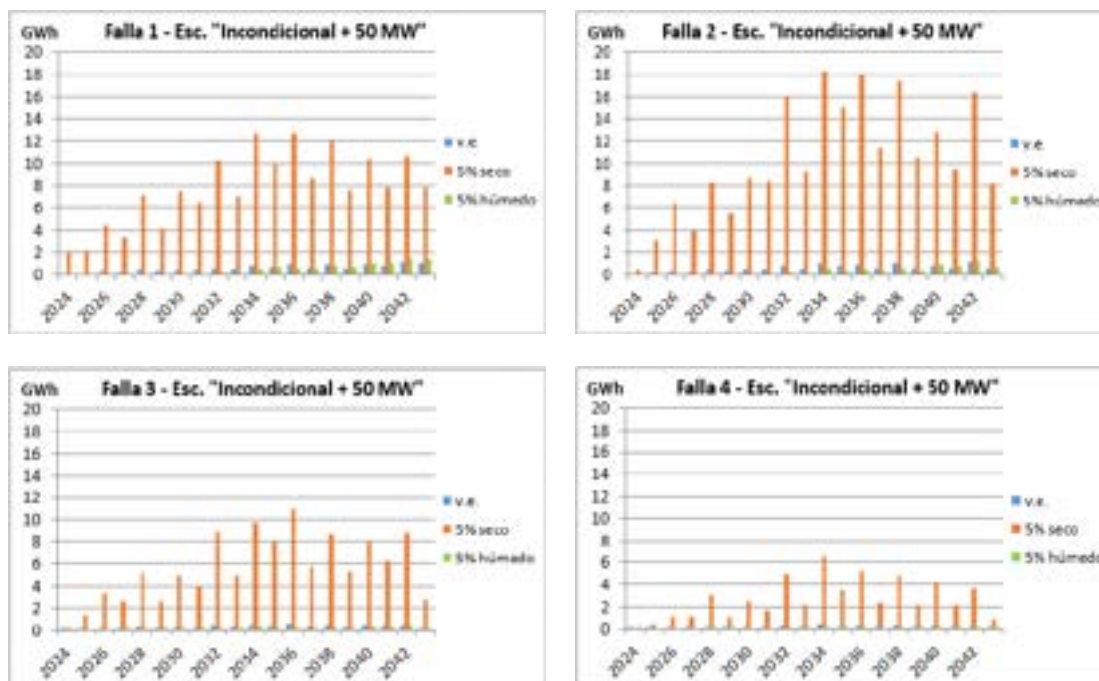


Fig. 23: Despacho anual de los 4 escalones de falla (GWh), para diferentes hidraulicidades (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), en el escenario “Incondicional + 50MW”.

En todos los casos se observa que la falla 1 y 2 son las que involucran más energía, algo más en la falla 2 dado que la misma alcanza una profundidad de hasta el 5% de la demanda, mientras que falla 1 alcanza como máximo un 2% de la demanda. Falla 3 y falla 4 resultan menores, por ser más esporádicas. Para los 3 escenarios que tienen la misma demanda (B-D), se observa que la falla es muy similar para los casos B y C (ligeramente menor en el caso C que expande con ER de mayor fp), mientras que el caso D presenta notoriamente mayor falla 1 y menor falla 2, 3 y 4, respecto de los casos B y C. Esto siempre mirando el escenario más seco, ya que en el escenario de v.e. o húmedo, toda la falla es prácticamente residual.

6.2 Costo de Abastecimiento de la Demanda (CAD).

Se muestra a continuación la estimación obtenida para el **Costo de Abastecimiento (CAD)** en el período considerado (2024-2043), con detalle **mensual** (se consideraron meses iguales de 730 horas c/u), para distintos escenarios de hidraulicidad: valor esperado (v.e.), baja hidraulicidad (5% más seco) y alta hidraulicidad (5% más húmedo), para el **caso base B**.

El mismo comprende los siguientes **costos operativos**:

- costos de operación del **parque térmico** asociado al costo variable de combustible y no combustible de las máquinas térmicas, así como pagos por disponibilidad de las nuevas incorporaciones: Motores C.Battle, Ciclo Combinado, PTI, CTR, y TGs (Costo_termico)

- costos de generación **SFV** (SFV existente y nuevas incorporaciones con un valor inicial de 42,9 USD/MWh con la evolución supuesta en el período) (Costo_Solar) (excepto caso C donde se supuso un valor inicial de 39,7 USD/MWh)
- costos de generación distribuida de **biomasa** (exceptuando celulosa) y los costos variables de la generación distribuida fósil (Costo_GenDis)
- costos de generación de la **planta de celulosa** Montes del Plata (Costo_MdP)
- costos de generación de la **planta de celulosa** existente así como la nueva planta de UPM (Costo_UPM)
- costos de generación **eólica** (eólica privados, UTE-sociedades, ex eólica Spot existentes, y nuevas incorporaciones con un valor inicial de 39 USD/MWh con la evolución supuesta en el período) (Costo_Eolica_UTE_soc y Costo_Eolica_privados)
- costo de la generación que UTE compra a **Salto Grande** (Costo_SG)
- costos de **falla** en que incurre el sistema (Costo_Falla)
- se restan los posibles ingresos mínimos que podrían obtenerse por **exportación de excedentes** (eólicos, solares, hidráulicos) (Costo_EXP)
- costos asociados a los **intercambios internacionales** con Brasil y Argentina (Costo_expo, Costo_impo), se asumen nulos (frontera cerrada) a excepción del caso D

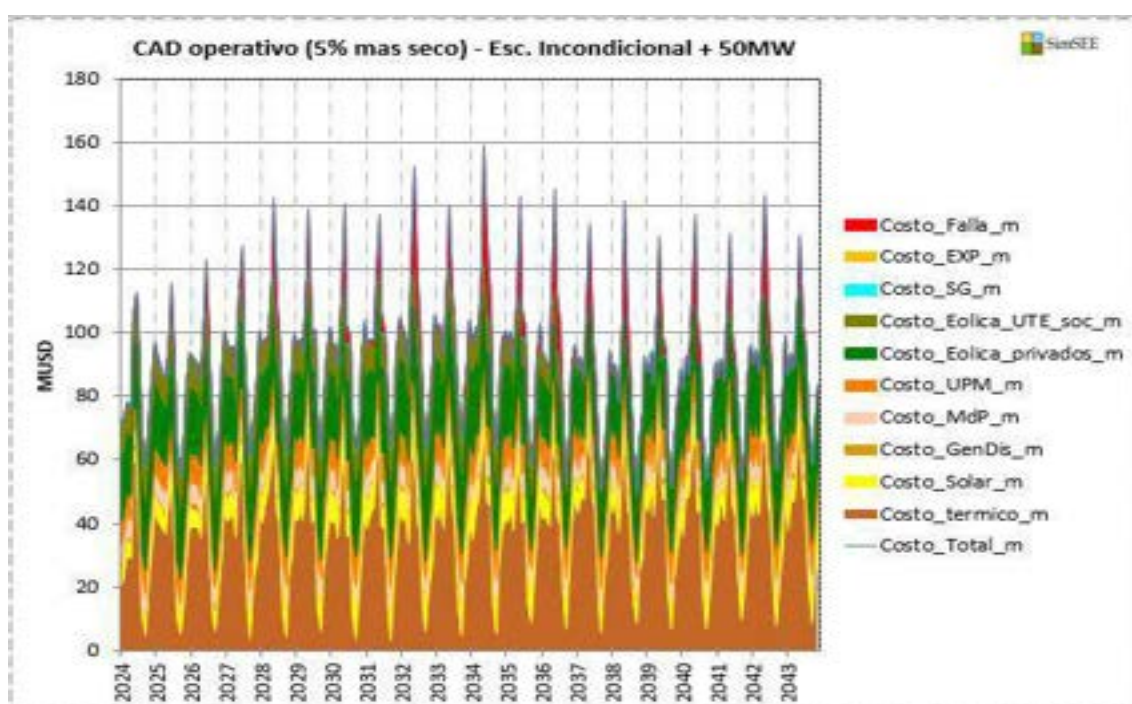


Fig. 24: Costos operativos mensuales (MUSD) para el abastecimiento de la demanda en el escenario B - "Incondicional + 50MW", para un escenario de **baja hidraulicidad** (5% más seco).

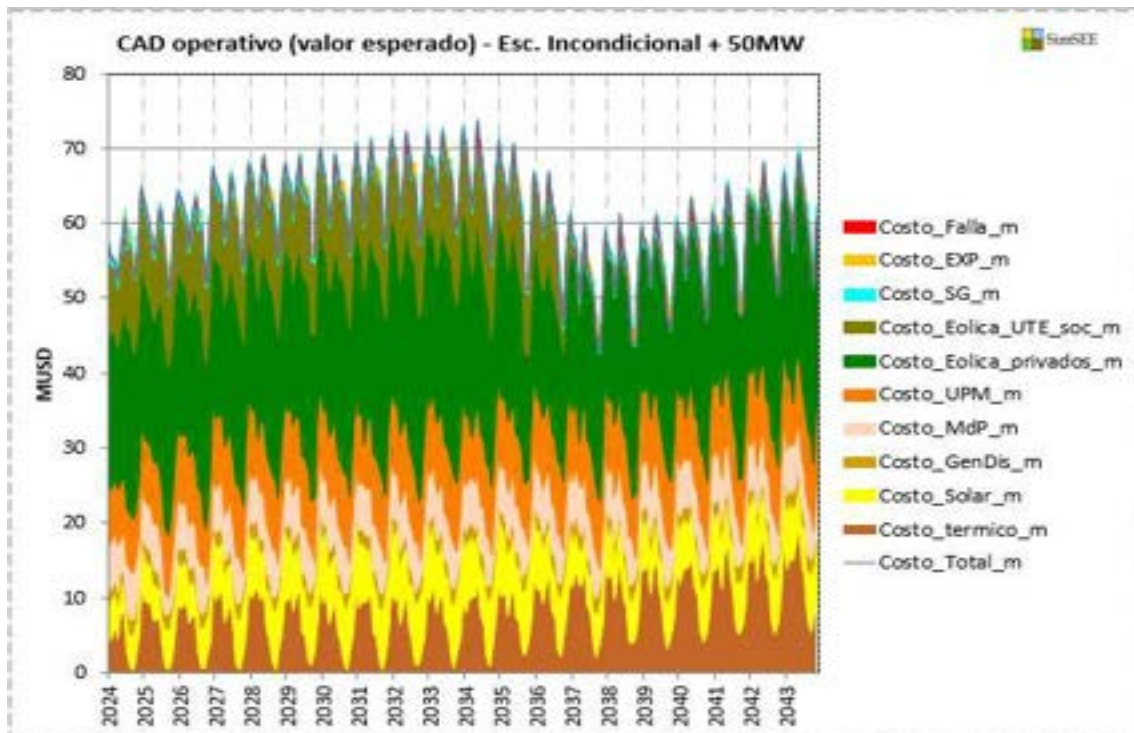


Fig. 25: Costos operativos mensuales (MUSD) para el abastecimiento de la demanda en el escenario B - “Incondicional + 50MW”, para un escenario de **hidraulicidad promedio** (valor esperado).

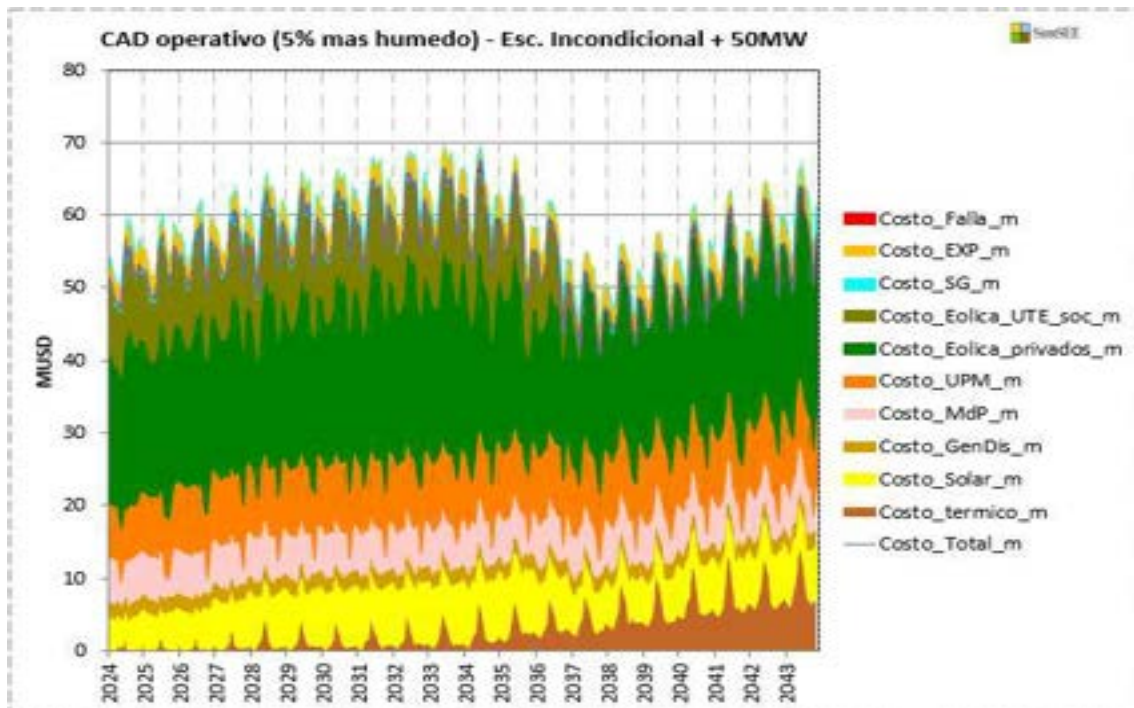


Fig. 26: Costos operativos mensuales (MUSD) para el abastecimiento de la demanda en el escenario B - “Incondicional + 50MW”, para un escenario de **alta hidraulicidad** (5% más húmedo).

Los restantes casos A, C y D no se muestran por resultar muy similares.

Puede observarse la relevancia del costo térmico para el caso de escenarios de baja hidraulicidad (5% más seco), más notorio en los últimos años del estudio, mientras que el mismo se reduce notoriamente para una hidraulicidad promedio (valor esperado) y aún más para un escenario de

alta hidraulicidad. En todos los casos se observa un incremento de los costos térmicos a medida que se avanza en el período. Los costos de falla resultan despreciables en todo el horizonte de estudio, inclusive para escenarios más secos. Se observa una notoria disminución de los costos eólicos a medida que se sustituye la eólica existente (con pagos más altos) por eólica proveniente de las ampliaciones, a costos mucho menores; a partir de 2037 se ve como desaparece el costo “Eolica_UTE_Sociedades” que se asume ya totalmente desinstalada para esa fecha. Lo mismo sucede para la SFV, aunque debido a su menor penetración inicial, no resulta tan notorio. Asimismo se observa el incremento del costo de UPM, a partir de la entrada en servicio de la nueva planta de UPM-2, que se asume generando a pleno a partir de 2026, dada la relevancia de su generación. Por otro lado puede observarse que los costos de la energía despachada por Salto Grande resultan despreciables frente a los demás costos que componen el CAD, a pesar de la relevancia de la misma para el sistema (véase la anterior sección “Despacho previsto, potencia disponible y falla” y en particular la Fig. 7 que muestra el despacho para el caso base B en valor esperado, así como las figuras sigtes. 27 y 28).

Se muestra en las figuras a continuación, para el caso base B, así como para el caso D con comercio internacional habilitado, **un comparativo del peso % en el CAD de cada fuente respecto del CAD total, junto con el peso % respecto del despacho de cada fuente respecto de la generación total**, para los escenarios en valor esperado y 5% más seco, para el primer y último año considerados en el estudio, que ilustran lo comentado en el párrafo anterior:

2024 (primer año del estudio):

2043 (último año del estudio):

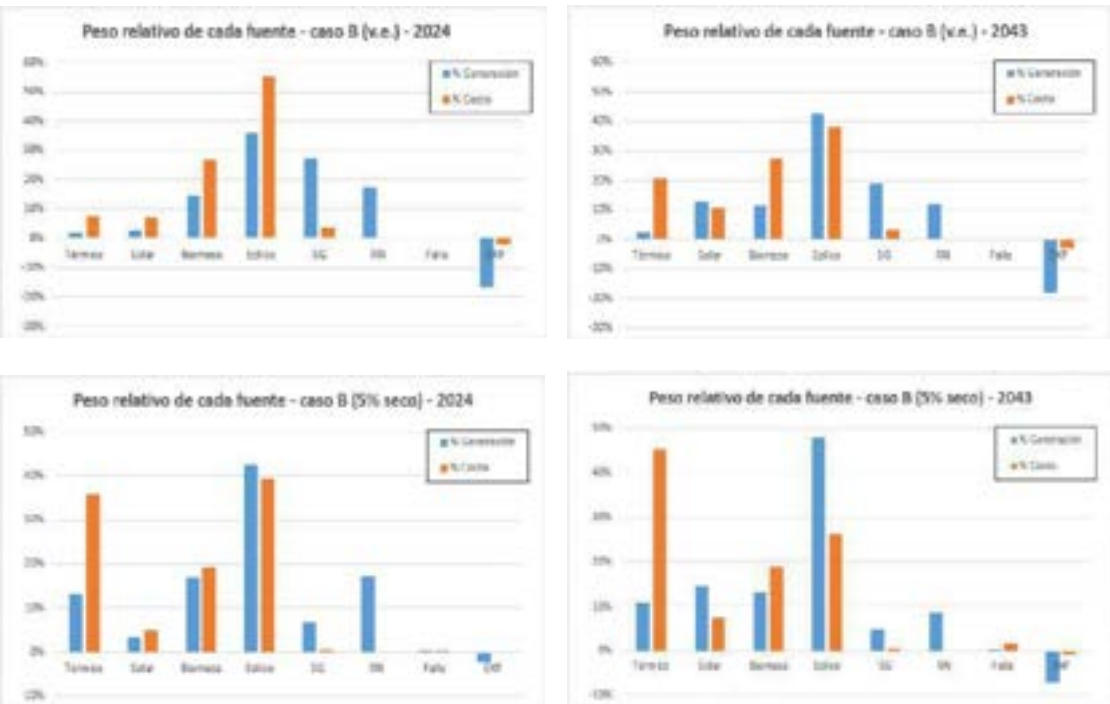


Fig. 27: Comparativo del peso % en el CAD de cada fuente respecto del CAD total, con el peso % respecto del despacho de cada fuente, para los escenarios en valor esperado (arriba) y 5% más seco (abajo), para el primer y último año considerados en el estudio, para el escenario “Incondicional + 50MW”.

2024 (primer año del estudio):



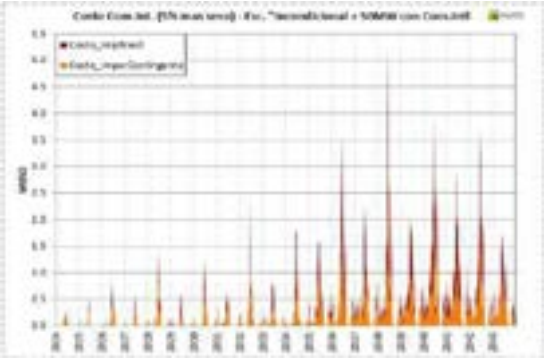
2043 (último año del estudio):



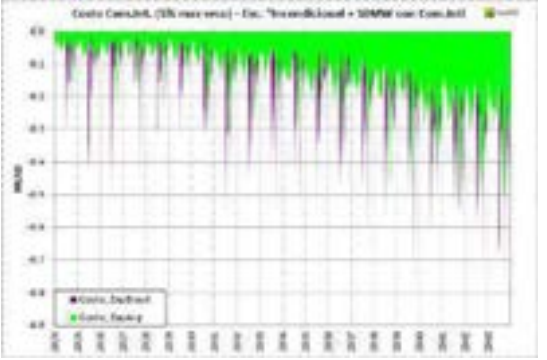
Fig. 28: Comparativo del peso % en el CAD de cada fuente respecto del CAD total, con el peso % respecto del despacho de cada fuente, para los escenarios en valor esperado (arriba) y 5% más seco (abajo), para el primer y último año considerados en el estudio, para el escenario **“Incondicional + 50MW” con Comercio Internacional**.

Se muestran en detalle, para el escenario D - **“Incondicional con Demanda 50 MW”** con Comercio Internacional, **los costos involucrados en dicho comercio**, por País, sin considerar los excedentes.

Importación:



Exportación:



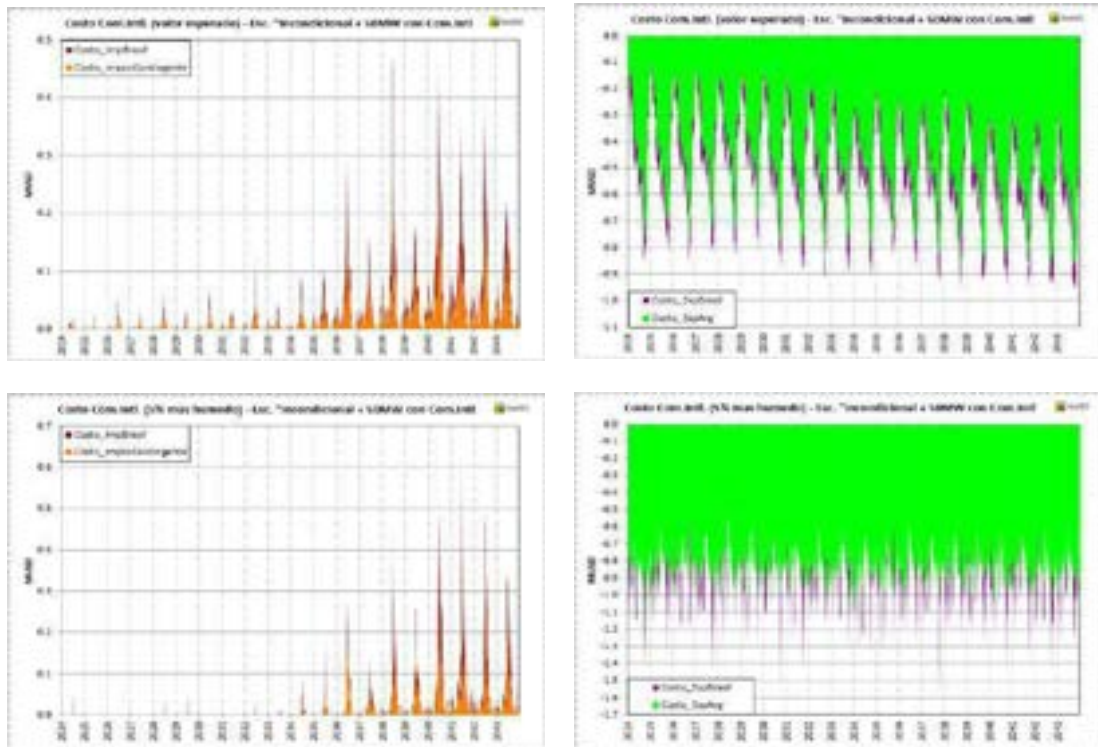


Fig. 29: Costo semanal (MUSD) resultante para el **comercio internacional** (importaciones a la izquierda, exportaciones a la derecha) en el escenario “**Incondicional con Dem.50 MW**” con Comercio Internacional, para un escenario de **baja hidraulicidad** (5% más seco, arriba), **hidraulicidad promedio** (centro), y de **alta hidraulicidad** (5% más húmedo, abajo). No se muestran los excedentes (sumidero).

En todos los casos se observa que aunque el volumen de la importación resultara muy reducido (ver anterior Fig.9, que muestra el despacho del comercio internacional para el caso base D, en los 3 escenarios de hidraulicidad), su costo es significativo comparado con los ingresos que se obtendrían por la exportación, la cual es de un volumen mucho más importante. Puede observarse que los mayores costos de importación se tendrían al comenzar el invierno (con un pico secundario al comenzar el verano), mientras que los mayores ingresos por exportación se tendrían en primavera, cuando los volúmenes exportados serían mayores, lo que puede apreciarse mejor en la siguiente figura, para un escenario de v.e.:

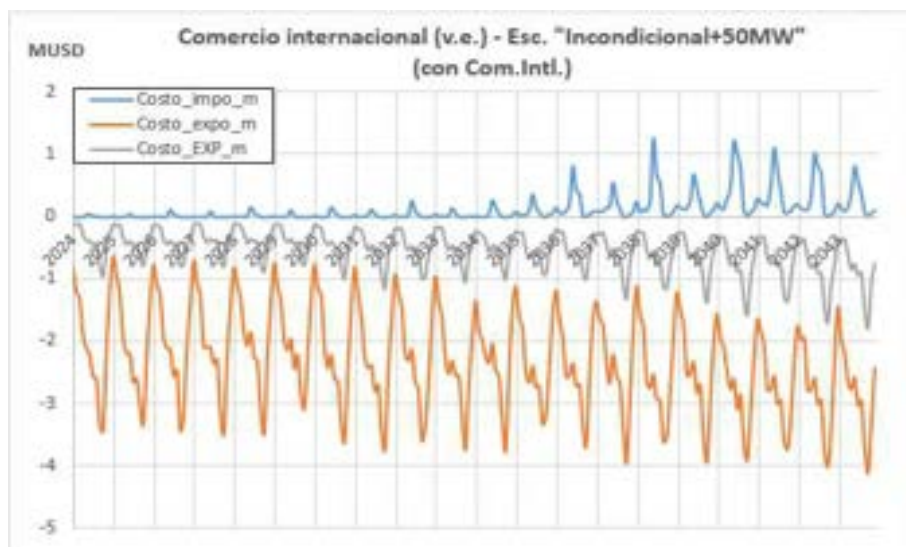


Fig. 30: Costo semanal (MUSD) resultante para el **comercio internacional** en el escenario “**Incondicional con Dem.50 MW**” con Comercio Internacional, para un escenario de **hidraulicidad promedio** (v.e.). Se muestra la importación total (curva azul), exportación (curva naranja) y excedentes (sumidero, curva gris).

Asimismo se muestra la **diferencia en los costos de falla respecto del caso base B** que solo consideraba la exportación de excedentes a bajo costo, a frontera cerrada, para un escenario de v.e. y 5% más seco. En ambos casos se observa que la posibilidad de contar con un respaldo dado por el comercio internacional, baja notoriamente los costos esperados de falla:

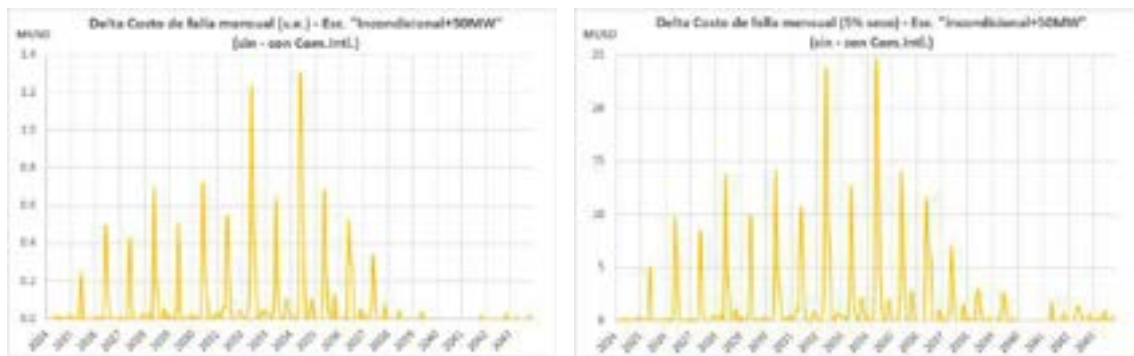


Fig. 31: Diferencia en el costo mensual de falla (MUSD), con y sin comercio internacional habilitado, para el mismo escenario de demanda, para un escenario de **hidraulicidad promedio** (izquierda), y de **baja hidraulicidad** (5% más seco, derecha).

A los costos mostrados en las Fig. 24-26, se debe agregar el **costo de arranque del CC500**, el cual por su monto (se asumieron 45 kUSD) adquiere relevancia, ya que además, siendo una de las máquinas térmicas más baratas del sistema, sus arranques pueden ser frecuentes. Por ser una máquina relativamente lenta, se asumió que no se usaría para dar los picos diarios de la demanda, por lo que en la corrida de paso semanal se modeló un arranque por paso, y no por poste, lo que implica tener arranques y apagados semanales.

En la siguiente figura se muestran los arranques promedio resultantes de las 1.150 crónicas simuladas, para los 4 casos analizados:

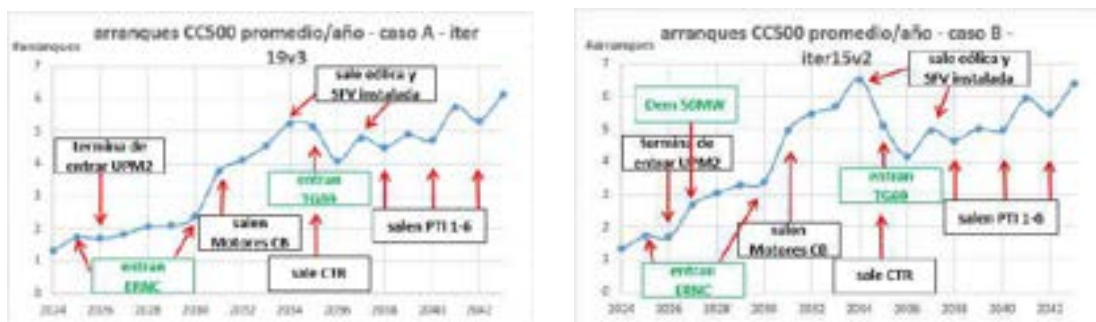




Fig. 32: Cantidad de arranques anuales del CC500 promedio/año estimados resultante de simular 1.150 crónicas en las corridas de paso semanal, para los 4 escenarios analizados (A-D). Se indican algunos eventos relevantes para el sistema que pueden explicar los cambios en la tendencia.

En todos los casos se observa un número creciente de arranques a lo largo del período, coherente con el mayor uso del térmico que se había observado en los gráficos del despacho previsto. Se observa un leve estancamiento cuando UPM-2 pasa a generar a pleno (año 2026), para continuar luego la tendencia creciente a medida que crece la demanda, con un notorio incremento en el año 2031 con la salida de los motores de C.Batlle, luego de lo cual el CC500 pasa a ser el generador térmico más barato del sistema. A posteriori de esto se observa una bajada cuando se incorporan las expansiones térmicas TG69, seguida a posteriori por una leve tendencia al alza que podría asumirse válida por el resto del período. Se observa asimismo que para los casos B y C (con 50MW planos adicionales de demanda) la cantidad de arranques es levemente mayor que para el caso A, mientras que para el caso D (con la demanda adicional y el comercio internacional habilitado), la cantidad de arranques es notoriamente mayor. Asimismo se observa en todos los casos (a excepción del caso D), una disminución en los arranques, con la salida masiva de servicio de las ERNC instaladas, que se asumió para el período comprendido entre los años 2034-2037, ya que el despacho del CC500 se incrementa en dichos años, disminuyendo consecuentemente el número de arranques.

En la siguiente tabla se muestran los valores estimados (MUSD) para el costo de arranque del CC500 en valor esperado, para los 4 escenarios analizados (A-D):

	Caso A (Incondicional)	Caso B (Incond.+50MW)	Caso C (Incond.+50MW mejor SFV)	Caso D (Incond.+50MW con Com.Intl.)
MUSD	3,43	3,90	3,89	5,28
arranques	76	87	86	117

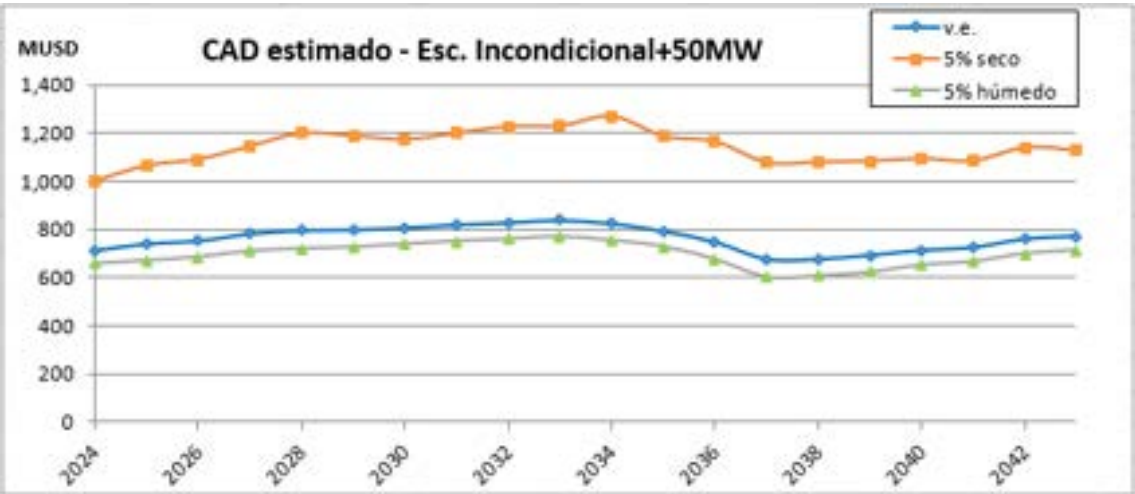
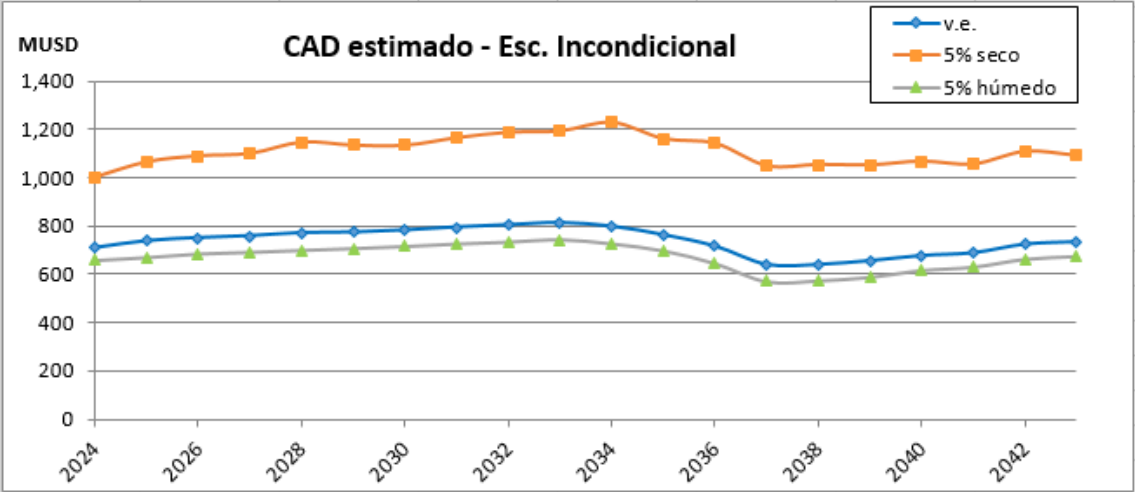
Tabla XVI: Costo total en el período (MUSD) y número de arranques estimado para el CC500 en los 4 escenarios analizados (A-D), para un escenario de v.e.

A efectos del cálculo final del CAD se deben considerar además **costos fijos** correspondientes a los siguientes conceptos, en los casos en que corresponda:

- canon de la Conversora de Melo y líneas con Brasil
- arrendamiento de terreno para leasing eólico
- arrendamiento de motores
- variables de generación
- fijo gas

Estos costos fijos no están incluidos en los valores mostrados en los gráficos de las Fig. 24-26, los que resultan directamente de la salida de las simulaciones realizadas con SimSEE. Estos costos fijos deben adicionarse a los costos operativos, a efectos del cálculo del CAD total. No se analizaron eventuales sobrecostos en que debería incurrir el sistema en el caso que fuera necesario ampliar la infraestructura existente para GO (tanques, etc.).

A continuación se muestran los resultados obtenidos adicionando los costos fijos antes mencionados y los costos estimados de arranque del CC500 en v.e., con detalle **anual** (se consideraron años iguales de 8.760 horas c/u, sin discriminar por bisiestos).



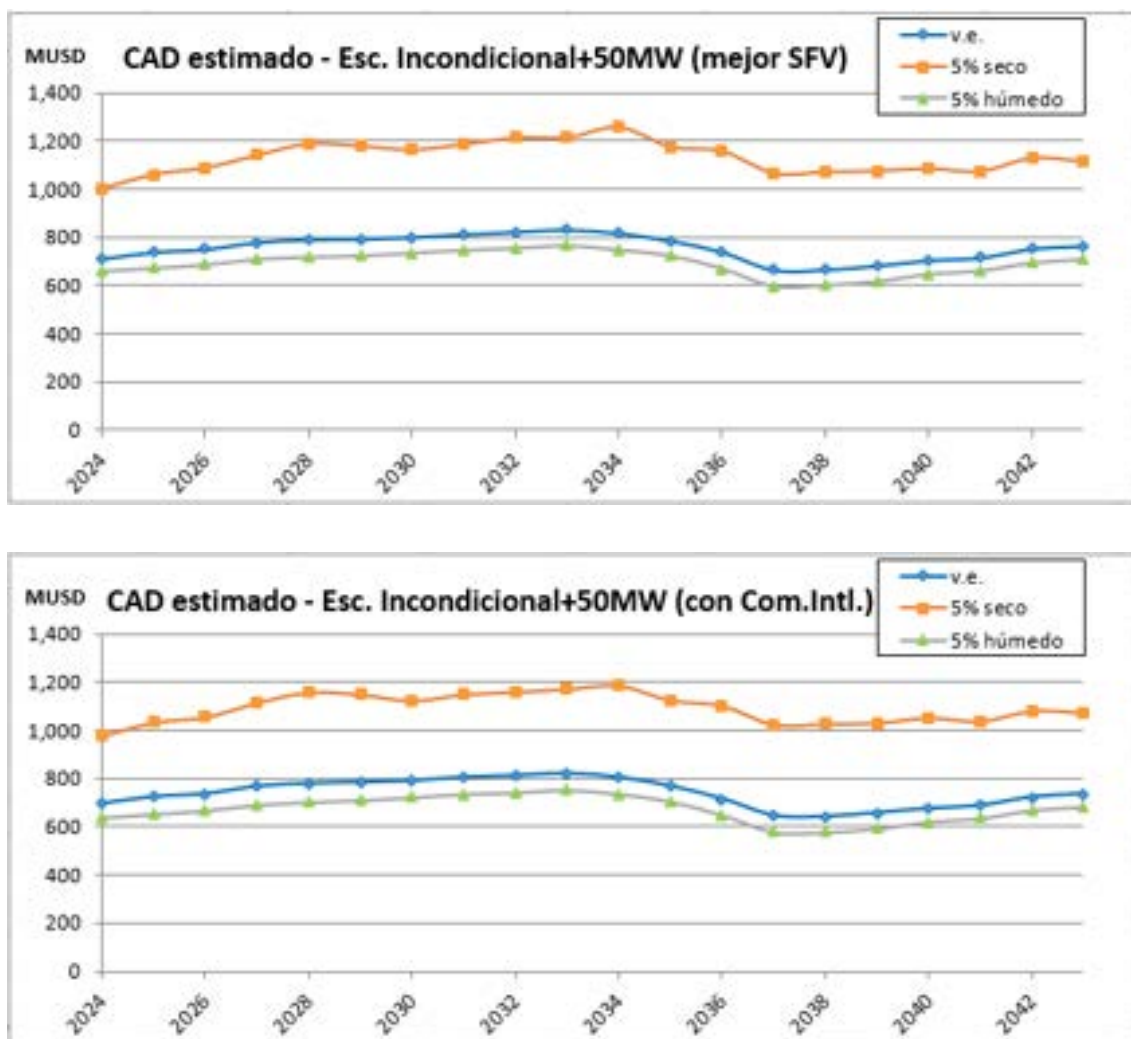


Fig. 33: Costo **anual** estimado (MUSD) para el abastecimiento de la demanda (CAD) en los 4 escenarios analizados (A-D). Se muestra el valor esperado (v.e.), un escenario de baja hidráulicidad (5% más seco) y un escenario de alta hidráulicidad (5% más húmedo).

Caso A

CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
2024	659	711	1002
2025	671	738	1066
2026	685	751	1091
2027	692	759	1101
2028	700	771	1149
2029	708	774	1135
2030	716	782	1136
2031	726	794	1168
2032	734	803	1190
2033	744	812	1196
2034	726	797	1232
2035	698	762	1163
2036	646	716	1144
2037	571	641	1049
2038	575	641	1055
2039	590	657	1053
2040	618	678	1068
2041	631	689	1056
2042	664	724	1110
2043	675	734	1093
TOTAL	13,430	14,735	22,257
Act.2024	7,215	7,907	11,783

Caso B

CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
2024	659	711	1,002
2025	671	738	1,065
2026	686	751	1,090
2027	710	781	1,146
2028	720	796	1,200
2029	726	798	1,188
2030	739	807	1,174
2031	751	819	1,199
2032	759	829	1,227
2033	769	838	1,230
2034	753	824	1,270
2035	728	792	1,186
2036	675	746	1,164
2037	603	673	1,077
2038	607	674	1,079
2039	623	690	1,083
2040	653	712	1,093
2041	667	724	1,085
2042	700	760	1,140
2043	713	771	1,128
TOTAL	13,912	15,234	22,824
Act.2024	7,419	8,124	12,062

Caso C

CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
2024	660	712	1,001
2025	673	739	1,060
2026	686	751	1,088
2027	710	780	1,141
2028	719	791	1,189
2029	724	794	1,179
2030	736	801	1,164
2031	748	813	1,187
2032	756	822	1,214
2033	766	831	1,216
2034	749	817	1,260
2035	724	786	1,176
2036	671	739	1,158
2037	597	664	1,064
2038	602	666	1,070
2039	617	682	1,074
2040	648	705	1,084
2041	662	716	1,073
2042	695	752	1,129
2043	709	764	1,115
TOTAL	13,853	15,125	22,641
Act.2024	7,398	8,079	11,977

Caso D

CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
2024	640	696	978
2025	654	723	1,034
2026	669	736	1,057
2027	692	767	1,116
2028	703	780	1,160
2029	711	784	1,151
2030	723	791	1,125
2031	737	804	1,152
2032	743	812	1,162
2033	753	820	1,174
2034	737	804	1,188
2035	706	768	1,127
2036	650	715	1,104
2037	579	645	1,025
2038	579	641	1,029
2039	593	657	1,032
2040	622	675	1,054
2041	636	687	1,039
2042	670	723	1,083
2043	684	736	1,075
TOTAL	13,481	14,763	21,865
Act.2024	7,212	7,911	11,593

Tabla XVII: Costo **anual** estimado (MUSD) para el abastecimiento de la demanda (CAD). Se muestra el valor esperado (v.e.), un escenario de baja hidraulicidad (5% más seco) y un escenario de alta hidraulicidad (5% más húmedo).

Puede observarse que, dada la elevada componente de energías renovables en el despacho, con las cuales es posible abastecer la casi totalidad de la demanda en el escenario promedio de aportes, el CAD no presenta mayores variaciones respecto al caso de un escenario de alta hidraulicidad (húmedo), donde solo se están considerando beneficios adicionales por la

exportación de excedentes a bajo precio. Sin embargo, para un escenario de baja hidraulicidad (seco) puede apreciarse la influencia de los costos térmicos y de falla en que incurrirá el sistema, con el consiguiente sobre costo.

Asimismo se observa que el costo para el escenario con el comercio internacional habilitado resulta algo menor, como era esperable, aunque las hipótesis que se asumieron para el mismo son sumamente restrictivas. En valor esperado el costo es del orden del escenario A (que no contempla la demanda plana adicional de 50 MW a partir del año 2027, como los demás escenarios), e incluso esto se acentúa y resulta algo menor en el escenario seco. De todas formas debe tenerse en cuenta que los valores correspondientes a años húmedos o secos se presentan solo a efectos ilustrativos, ya que no tiene sentido considerar que se tendrá un escenario con todos los años secos durante un período de 20 años como el analizado, siendo lo más razonable asumir que se tendrá un mix de años secos, medios y húmedos, lo cual se refleja mejor en el escenario de valor esperado. Asimismo el costo para el escenario C de “mejor SFV” resulta algo menor que el caso base B, ya que la nueva SFV que se incorpora lo hace a un menor costo.

Se muestra en la tabla a continuación la diferencia en el CAD estimado para el período, para los distintos casos (A-D) en los 3 escenarios de hidraulicidad considerados:

CAD estimado en el período (MUSD)	A- “Incondic.”	B- “Incondic.” Con 50MW	C- “Incondic Mejor SFV” Con 50MW	D- “Incondic con Com.Intl.” Con 50MW
5% seco	22.257	22.824	22.641	21.865
<i>Difer. caso base (B)</i>	<i>-2,5%</i>	-	<i>-0,8%</i>	<i>-4,2%</i>
<i>(MUSD)</i>	<i>-567</i>	-	<i>-183</i>	<i>-958</i>
Valor esperado	14.735	15.234	15.125	14.763
<i>Difer. caso base (B)</i>	<i>-3,3%</i>	-	<i>-0,7%</i>	<i>-3,1%</i>
<i>(MUSD)</i>	<i>-500</i>	-	<i>-109</i>	<i>-471</i>
5% húmedo	13.430	13.912	13.853	13.481
<i>Difer. caso base (B)</i>	<i>-3,5%</i>	-	<i>-0,4%</i>	<i>-3,1%</i>
<i>(MUSD)</i>	<i>-483</i>	-	<i>-60</i>	<i>-431</i>

Tabla XVIII: CAD estimado para el total del período para los 4 casos considerados (A-D), en un escenario de baja hidraulicidad (5% más seco), valor esperado y alta hidraulicidad (5% más húmedo). Se indica en cada caso (en azul cursivo) la diferencia (% y MUSD) respecto del caso base B.

6.3 Evolución del costo marginal del sistema y Precio Spot previsto.

A continuación se muestra la evolución prevista para el costo marginal (cmg) del sistema, como **valores promedio mensuales** en un escenario de hidraulicidad promedio, para los 4 casos analizados (A-D):

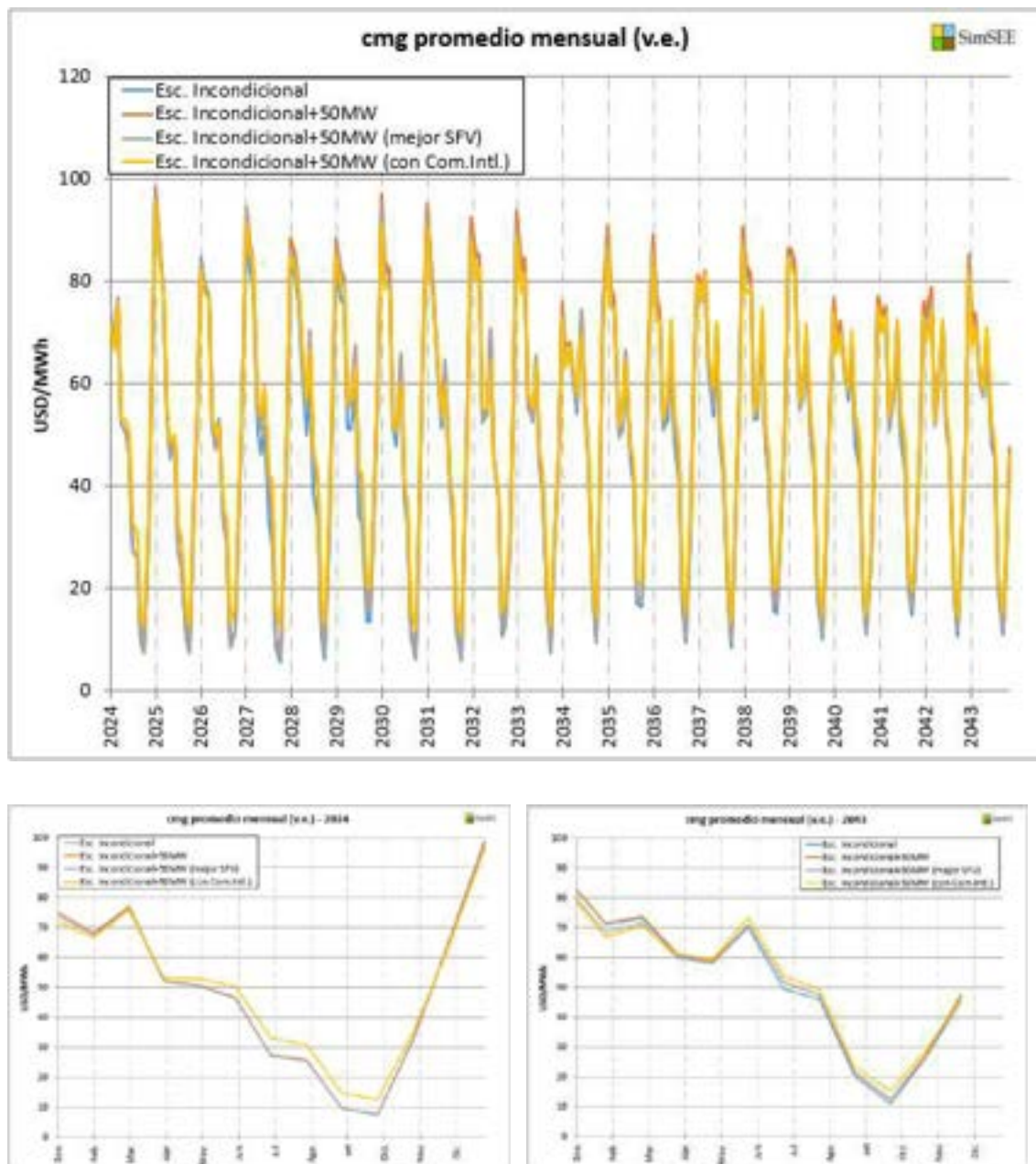


Fig. 34: Evolución del costo marginal (cmg) promedio mensual (USD/MWh), en un escenario de hidraulicidad promedio (v.e.), para los 4 casos analizados (A-D). Se muestra abajo un detalle mensual para el primer y último año considerados en el estudio.

Puede verse que en los 4 casos los valores resultan muy similares; en promedio son apenas algo más bajos para el escenario “Incondicional” de menor demanda como resultaría esperable, seguido por el escenario “Incondicional+50MW” con mejor SFV; el más caro resulta el escenario “Incondicional+50MW” con Comercio Internacional. Se muestra arriba (Fig.34) un detalle para el año inicial 2024, donde el cmg para los casos A, B y C es el mismo (ya que aún no se agregó la

demanda adicional de 50 MW, que se agregará para los casos B y C en 2027), y solamente el caso D presenta un cmg algo diferente: disponer de importaciones, aunque las mismas sean muy reducidas y a un precio considerado emergencial, permite eliminar algo de falla en escenarios muy secos, lo cual abarata un poco el cmg en los meses más exigidos del verano, mientras que valorizar la exportación de excedentes a un valor mayor a 0, encarece el cmg en los meses en que existen abundantes excedentes eólicos y/o hidroeléctricos para exportar (fines del otoño, invierno y muy especialmente en primavera). Por otra parte si se mira hacia fines del período analizado, donde las expansiones sugeridas adquieren mayor relevancia, un detalle **para el año 2043** muestra que para el verano el escenario con mayor penetración de SFV (caso C) contribuye a bajar el cmg, al igual que el caso D como ya se comentara, a valores inferiores incluso que para el caso A de menor demanda; el resto del año, a partir del otoño y hasta fines de la primavera el escenario A de menor demanda pasa a tener el menor cmg, igualándose prácticamente el cmg para los casos B y C, resultando el caso D el de mayor cmg tal como ya se mencionara que ocurría para el 2024. Los mayores valores de cmg se registran en los picos del verano, donde se alcanza un máximo en los valores promedio mensuales al principio del período (enero/2025) del orden de 98,7 USD/MWh (caso A), siendo el más bajo de los máximo 95,9 USD/MWh (caso D); los mismos van disminuyendo a lo largo del período, con valores para el pico del verano 2043 del orden de los 85 USD/MWh (casos A y B), 82 USD/MWh (caso C) y 81 USD/MWh (caso D).

En el siguiente gráfico se muestra la diferencia entre el costo marginal promedio mensual para el caso base B, respecto de los demás casos (A, C, y D):

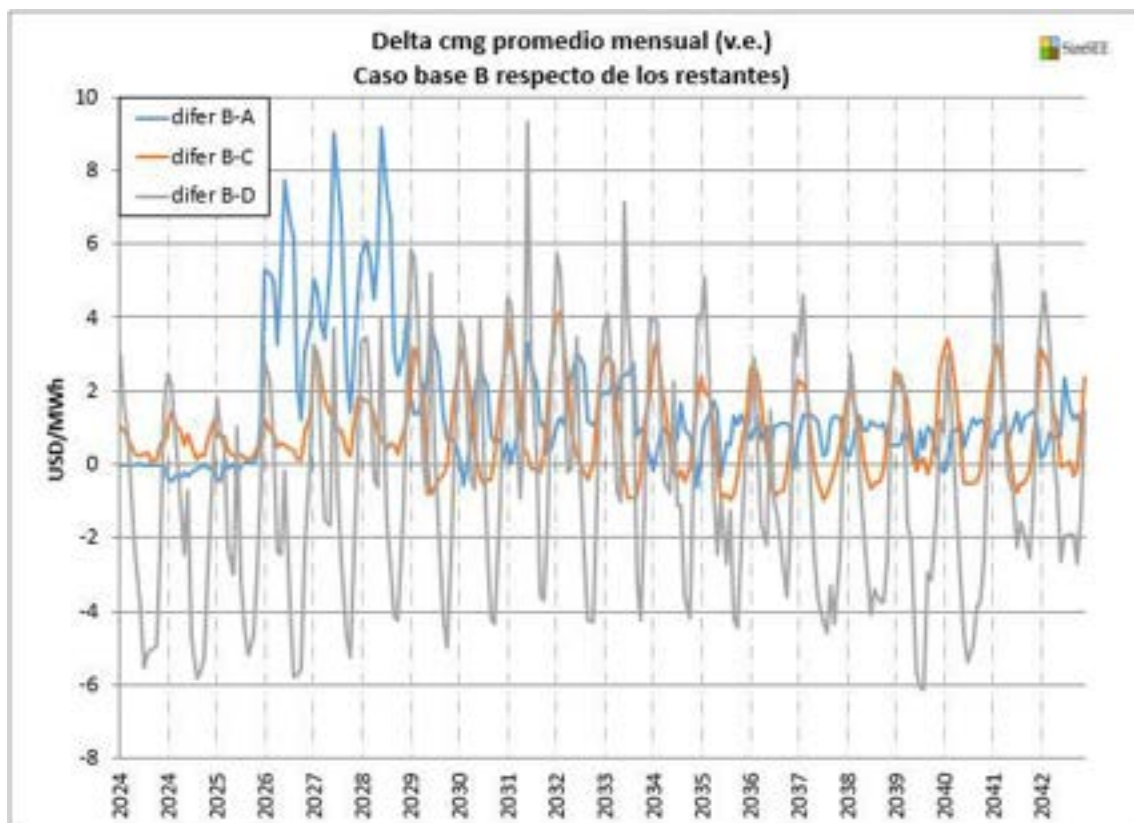


Fig. 35: Evolución de la diferencia del costo marginal (cmg) promedio mensual (USD/MWh), en un escenario de hidraulicidad promedio (v.e.), del caso base B, respecto de los restantes 3 casos analizados (A, C y D).

A continuación se presenta una tabla con los valores de cmg promedio, máximo y mínimo mensuales que se alcanzan en los 4 escenarios analizados (A-D), para un escenario de valor esperado:

(USD/MWh)	Caso A (Incondicional)	Caso B (Incond.+50MW)	Caso C (Incond.+50MW mejor SFV)	Caso D (Incond.+50MW con Com.Intl.)
promedio	50,45	51,93	51,04	52,45
máximo	98,70	98,34	97,26	95,88
mínimo	5,61	6,72	6,49	11,05

Tabla XIX: Valores promedio, máximo y mínimo (USD/MWh) que alcanza el costo marginal medio mensual en el período, para los 4 escenarios analizados (A-D), para un escenario de v.e.

El valor **máximo** se tiene en el pico de verano de enero/2025 en todos los casos, mientras que el valor **mínimo** se tiene en primavera en el mes de octubre en todos los casos (oct/2027 para el caso A, sin demanda adicional de 50MW, y oct/2031 para los restantes 3 casos).

Puede observarse que en todos los casos el cmg presenta una tendencia ligeramente al alza a medida que crece la demanda, presentando sin embargo una clara disminución en los picos máximos de verano, como ya se mencionara, a medida que se incrementa la penetración de ERNC (en particular de la SFV), las que se despachan en la base con cmg nulo. Hay que tener en cuenta que para el escenario de hidraulicidad promedio que se muestra en las gráficas, predomina el despacho de energías renovables lo que favorece la estabilidad en los valores de cmg del sistema; se observa que el mismo se incrementa paulatinamente, a medida que se incrementa el despacho térmico al ir aumentando la demanda.

Si se observan los **valores promedio ponderado anual**, puede apreciarse mejor la tendencia de su evolución promedio, aunque se están atenuando aún más (respecto del gráfico anterior, con detalle mensual) los valores extremos que puedan presentarse:

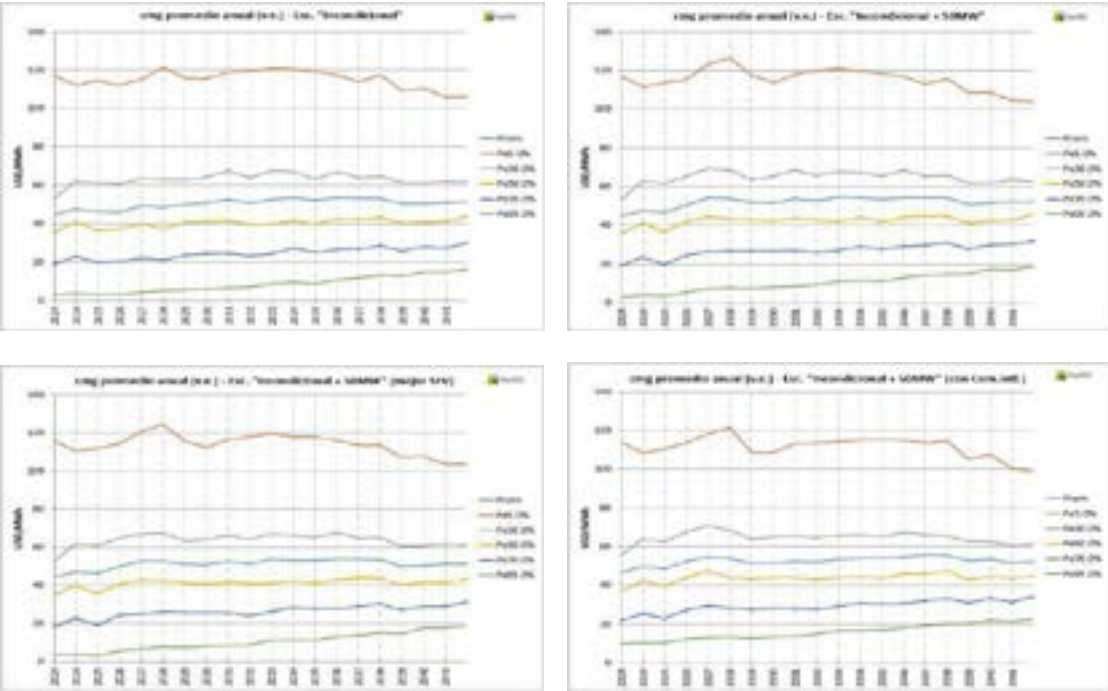


Fig. 36: Evolución del costo marginal (cmg) promedio anual (USD/MWh), para distintos escenarios de hidraulicidad (v.e., 5% y 30% más seco, 50%, 30% y 5% más húmedo), para los 4 casos analizados (A-D).

Por otra parte si se observan los **valores promedio semanales** (esto es, se realizó el promedio ponderado de los valores de cmg obtenidos para cada poste semanal), asimismo en un escenario de **hidraulicidad promedio**, para los 4 casos analizados (A-D), se tiene lo siguiente:

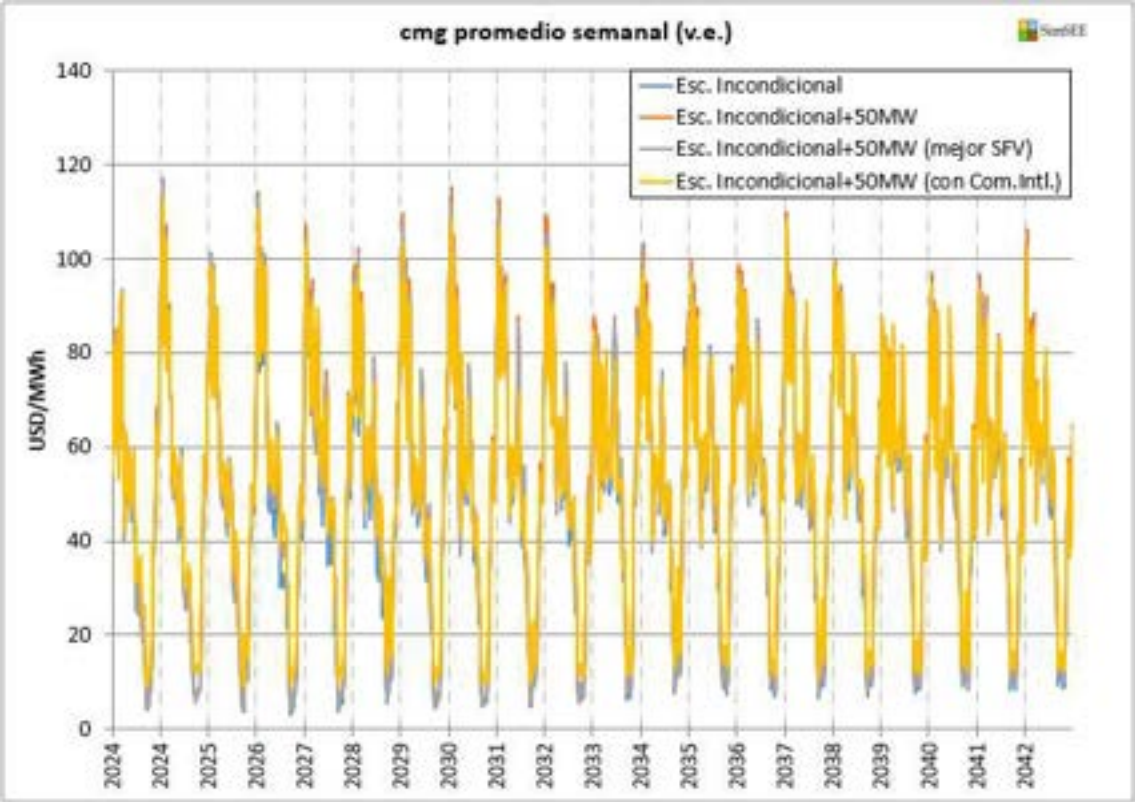


Fig. 37: Evolución del costo marginal (cmg) promedio semanal (USD/MWh), en un escenario de hidraulicidad promedio (v.e.), para los 4 casos analizados (A-D).

A continuación se presenta una tabla con los valores de cmg promedio, máximo y mínimo semanales que se alcanzan en los 4 casos analizados (A-D), para un escenario de de hidraulicidad promedio:

(USD/MWh)	Caso A (Incondicional)	Caso B (Incond.+50MW)	Caso C (Incond.+50MW mejor SFV)	Caso D (Incond.+50MW con Com.Intl.)
promedio	50,46	51,94	51,05	52,46
máximo	117,22	116,34	114,91	112,92
mínimo	3,25	3,79	3,68	8,94

Tabla XX: Valores promedio, máximo y mínimo (USD/MWh) que alcanza el costo marginal medio semanal en el período, para los 4 casos analizados (A-D), para un escenario de v.e.

Nuevamente se observa que el valor **máximo** se tiene a mediados de enero/2025 en el pico de verano en todos los casos, mientras que el valor **mínimo** se tiene en primavera a fines de setiembre en todos los casos (fines de set/2027 para el caso A, fines de set-ppios. de oct/2026 para los casos B y C, y fines de set/2024 para el caso D). A nivel de cmg promedio semanal se observan valores máximos entre un 18-19% más altos respecto de los cmg promedio mensuales, y valores mínimos entre un 42-44% más bajos (casos A-C) y 19% más bajos (caso D).

Se muestran a continuación los valores que podrían alcanzarse en caso de **hidraulicidades extremas** (5% más seco y 5% más húmedo), así como en v.e., para los valores de **cmg promedio semanales**, en los 4 casos analizados (A-D).

Para el caso A - “**Incondicional**” se tiene:

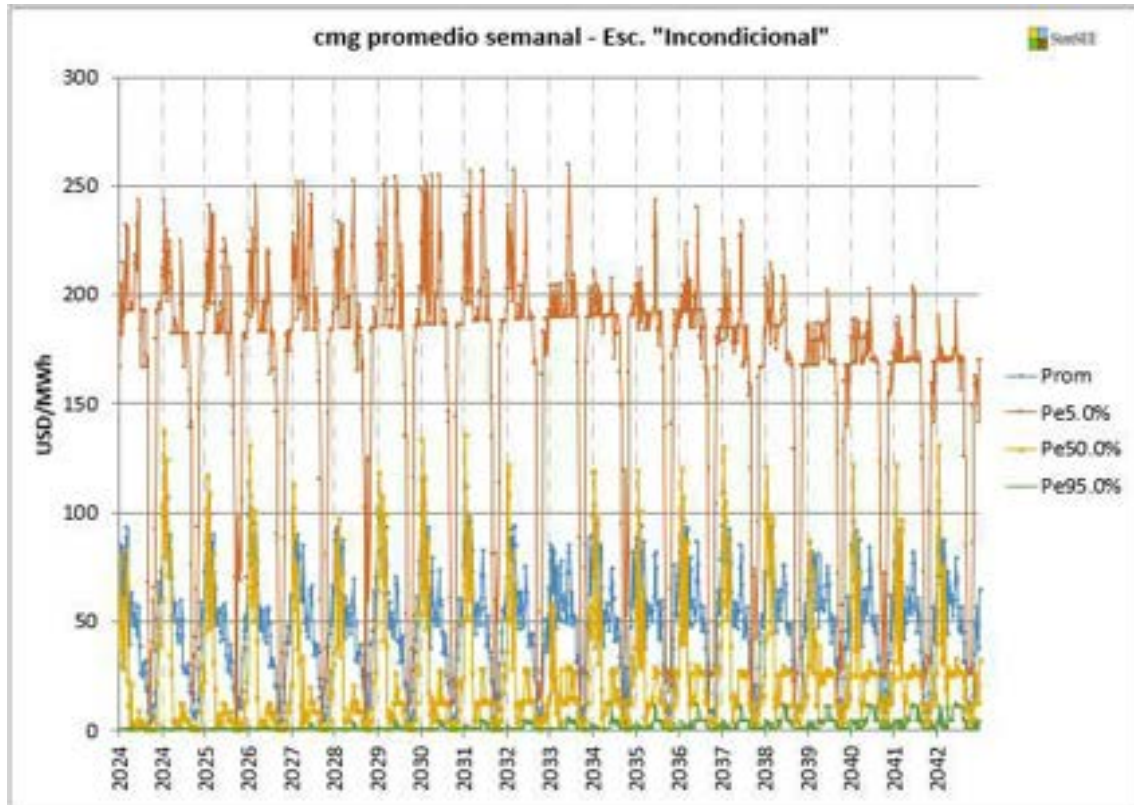


Fig. 38: Evolución del costo marginal (cmg) promedio semanal (USD/MWh), para diferentes escenarios de hidraulicidad (5% más seco, v.e., 50% prob. de excedencia, 5% más húmedo), para el caso A “**Incondicional**”.

Para el caso B - “Incondicional + 50MW” (caso base) se tiene:

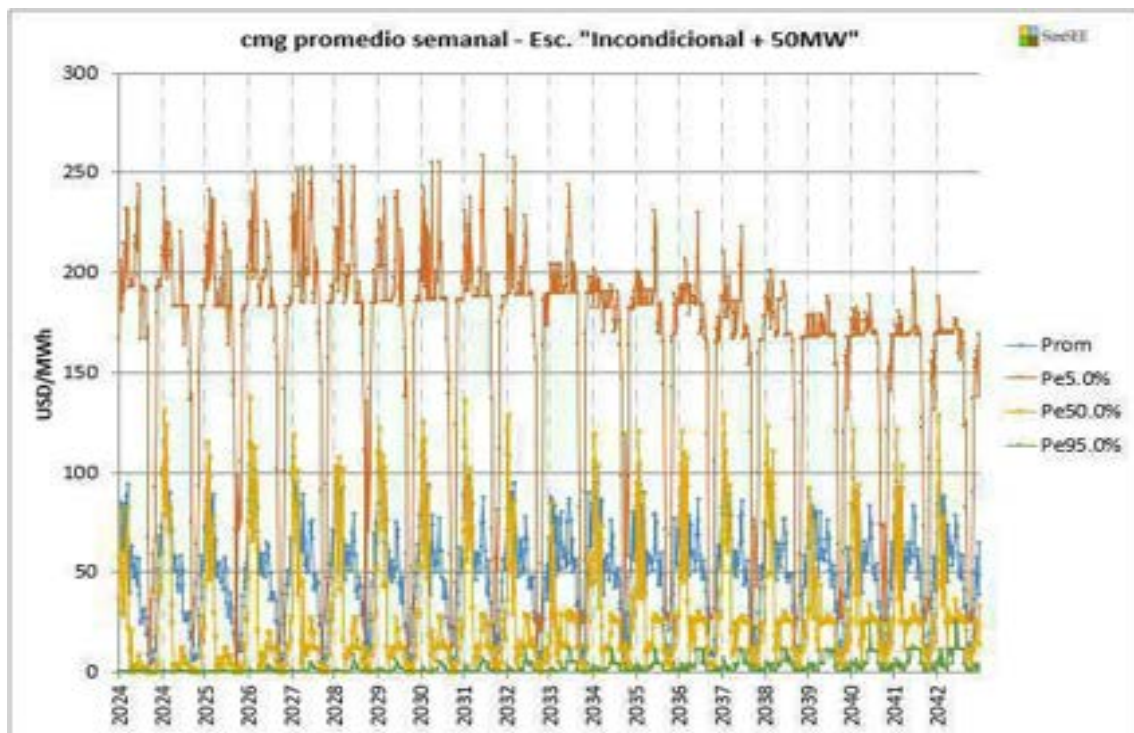


Fig. 39: Evolución del costo marginal (cmg) promedio semanal (USD/MWh), para diferentes escenarios de hidraulicidad (5% más seco, v.e., 50% prob. de excedencia, 5% más húmedo), para el caso B “Incondicional+50MW”.

Para el caso C - “Incondicional + 50MW” con mejor SFV se tiene:

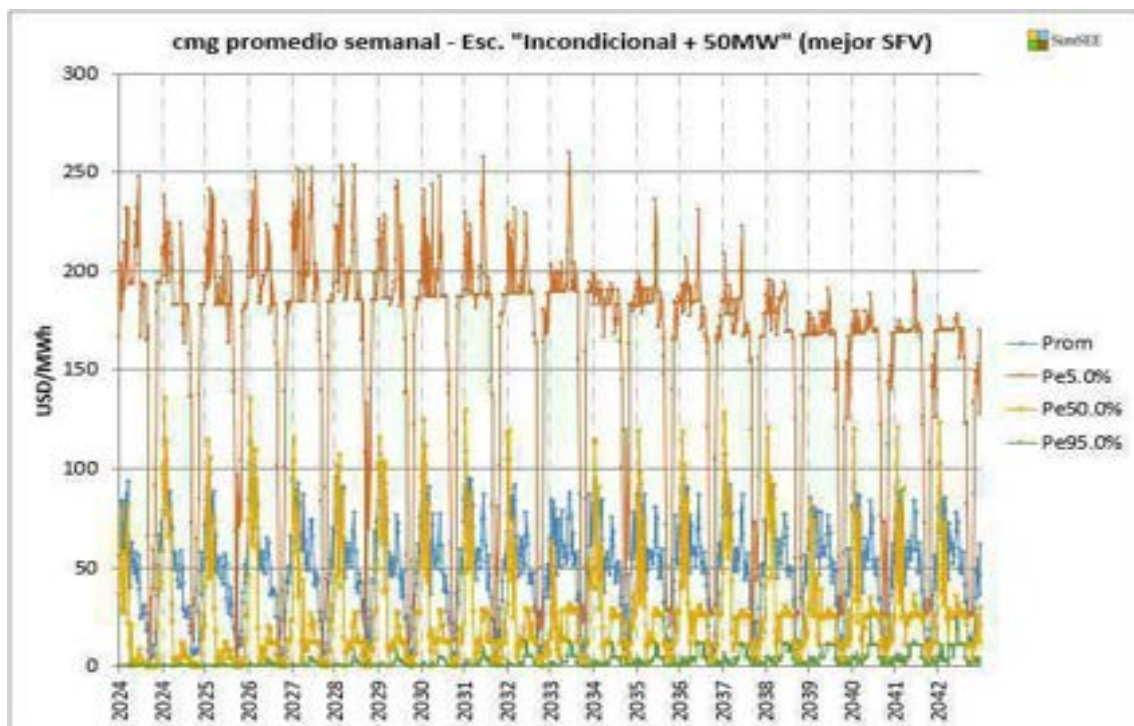


Fig. 40: Evolución del costo marginal (cmg) promedio semanal (USD/MWh), para diferentes escenarios de hidraulicidad (5% más seco, v.e., 50% prob. de excedencia, 5% más húmedo), para el caso C “Incondicional+50MW” con mejor SFV.

Para el caso D - “Incondicional + 50MW” con Comercio Internacional se tiene:

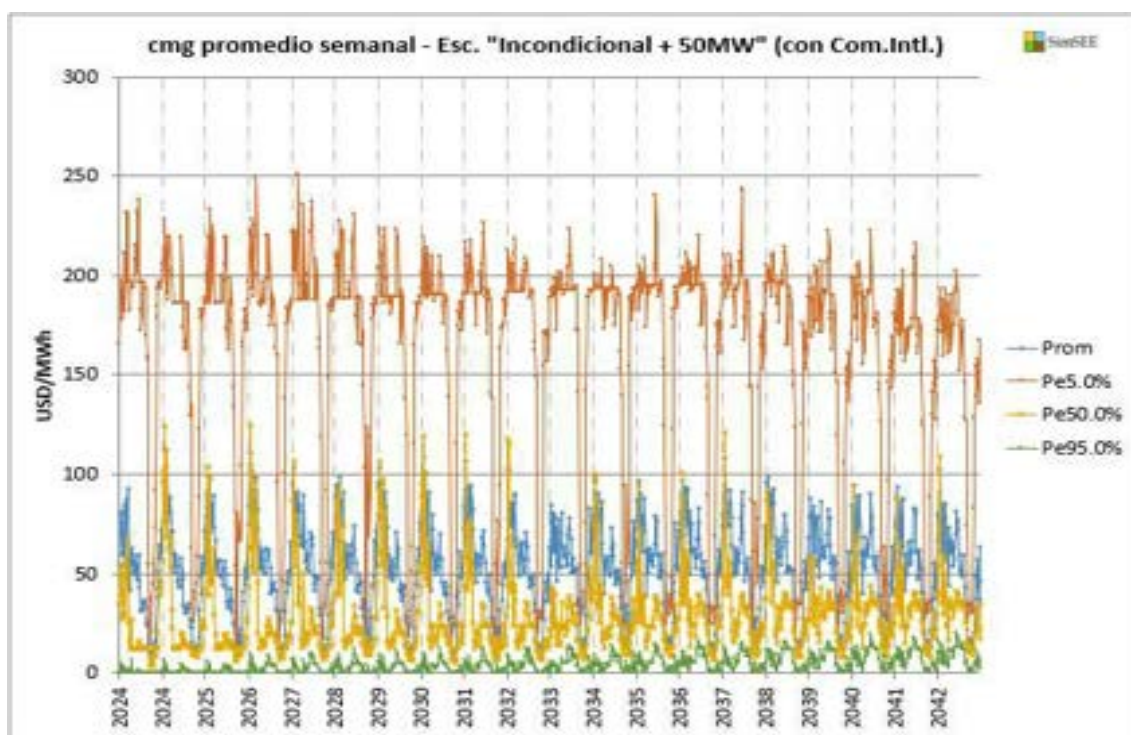
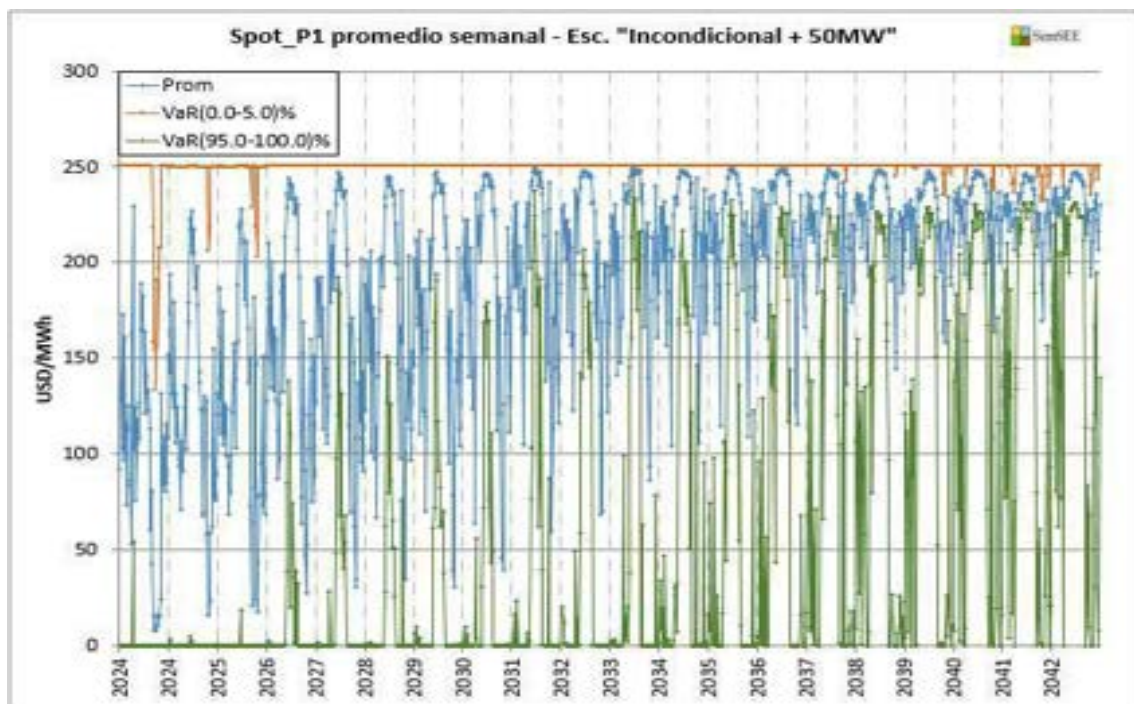


Fig. 41: Evolución del costo marginal (cmg) promedio semanal (USD/MWh), para diferentes escenarios de hidraulicidad (5% más seco, v.e., 50% prob. de excedencia, 5% más húmedo), para el caso D “Incondicional+50MW” con Comercio Internacional.

Como era esperable, el escenario de peor hidraulicidad (5% más seco) presenta valores notoriamente más elevados que el caso de hidraulicidad promedio, y puntualmente muestra probabilidad de valores muy elevados en los picos de verano e invierno. Puede observarse, como ya se mencionara, que dichos valores críticos se van desplazando a lo largo del período hacia el invierno. Los mismos presentan valores algo superiores a los del tope del Spot (250 USD/MWh), pero inferiores a los costos de falla.

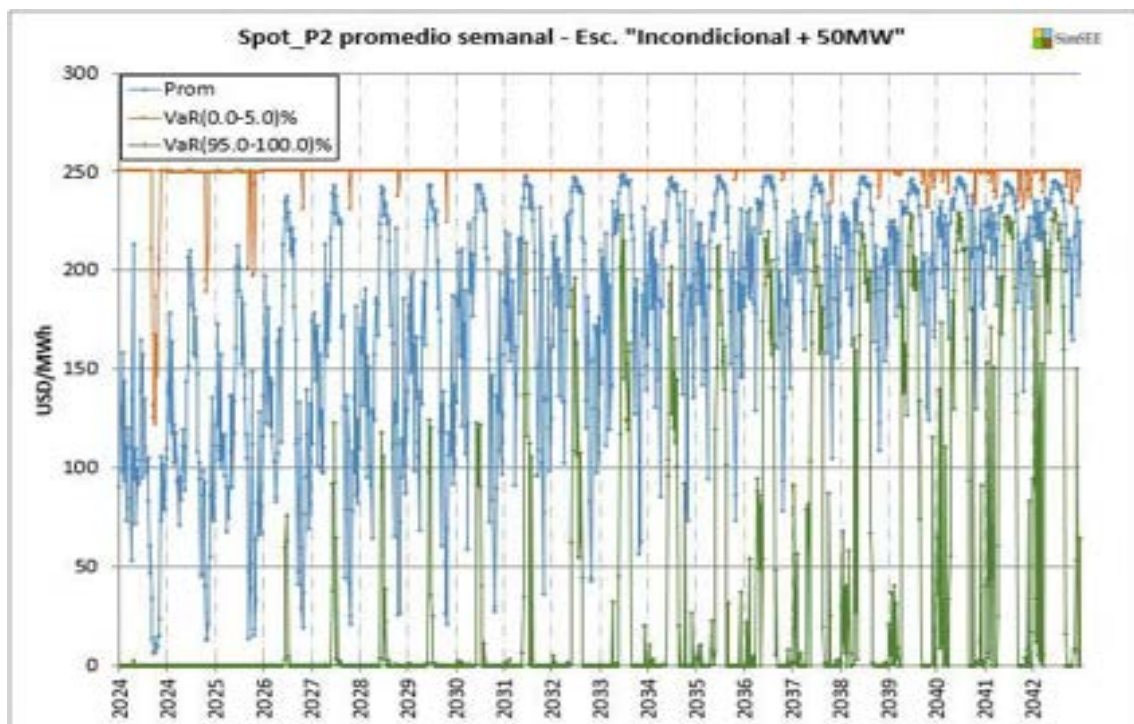
Precio Spot.

Se analizó la evolución del **Precio Spot promedio semanal** previsto para el período; al igual que para los valores de cmg mostrados anteriormente, los mismos surgen del promedio ponderado de los valores de cmg obtenidos para cada poste semanal (ver en la sección “Metodología” la definición de los postes), pero ahora los mismos se topean en 250 USD/MWh. Se muestran los valores por poste (solo para el caso base B) en v.e., así como los valores que podrían alcanzarse en caso de hidraulicidades extremas (promedio del 5% más seco y 5% más húmedo). A modo indicativo se agrega una tabla con los valores correspondientes a la primera semana de cada estación del año, en las 3 condiciones hidrológicas mostradas, para algunos años representativos del período, a efectos de observar mejor las variaciones estacionales:



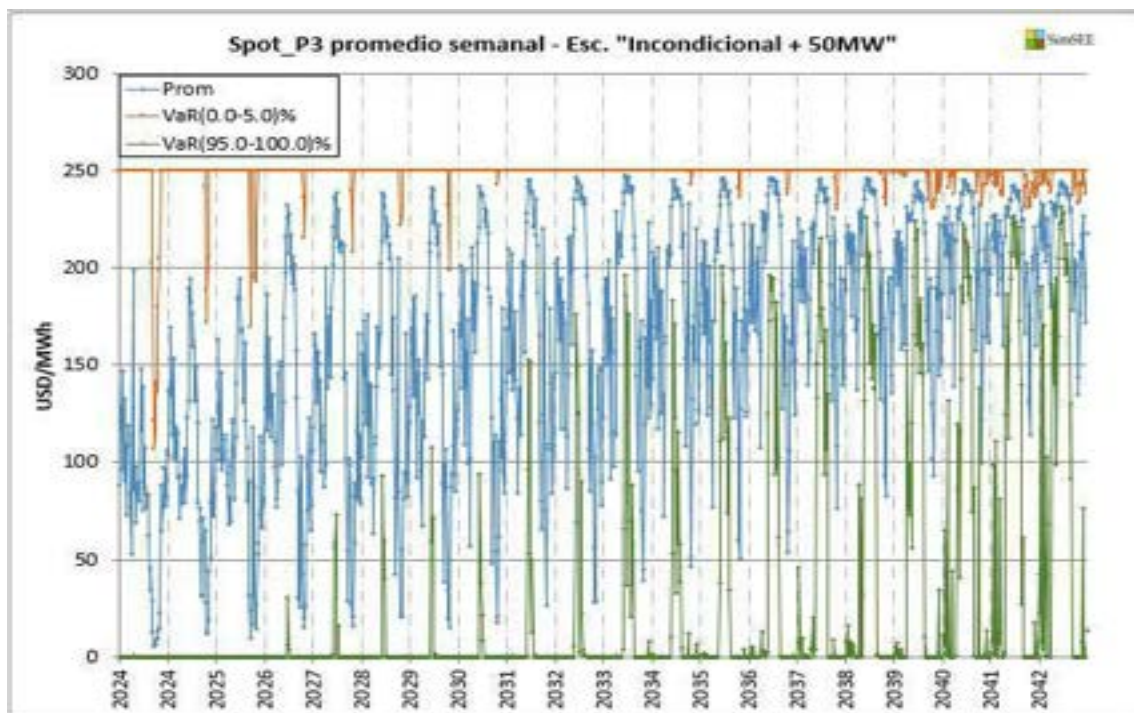
Spot_P1 Prom. Semanal		Prom	5.0% seco	5% húmedo			Prom	5.0% seco	5% húmedo
2024	otoño	86.9	250.0	0.1	2039	otoño	201.8	250.0	0.1
	invierno	164.9	250.0	0.1		invierno	248.2	250.0	226.0
	primavera	8.2	158.4	0.1		primavera	190.6	250.0	0.1
	verano	85.0	250.0	0.1		verano	188.7	250.0	0.1
2029	otoño	98.1	250.0	0.1	2043	otoño	224.5	250.0	76.5
	invierno	243.0	250.0	126.6		invierno	246.4	250.0	229.7
	primavera	97.9	250.0	0.1		primavera	223.9	250.0	24.6
	verano	113.4	250.0	0.1		verano	216.1	250.0	8.0
2034	otoño	148.1	250.0	0.1					
	invierno	249.8	250.0	245.8					
	primavera	166.0	250.0	0.1					
	verano	176.0	250.0	0.1					

Fig. 42 y Tabla XXI: Evolución prevista para el Precio Spot del sistema (USD/MWh) en el **poste 1** (P1, de 1 hora de duración), para diferentes escenarios de hidraulicidad (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), en el escenario **"Incondicional+50MW"**. Se muestran en la tabla valores indicativos correspondientes a la primera semana de cada estación del año, para algunos años seleccionados del período.



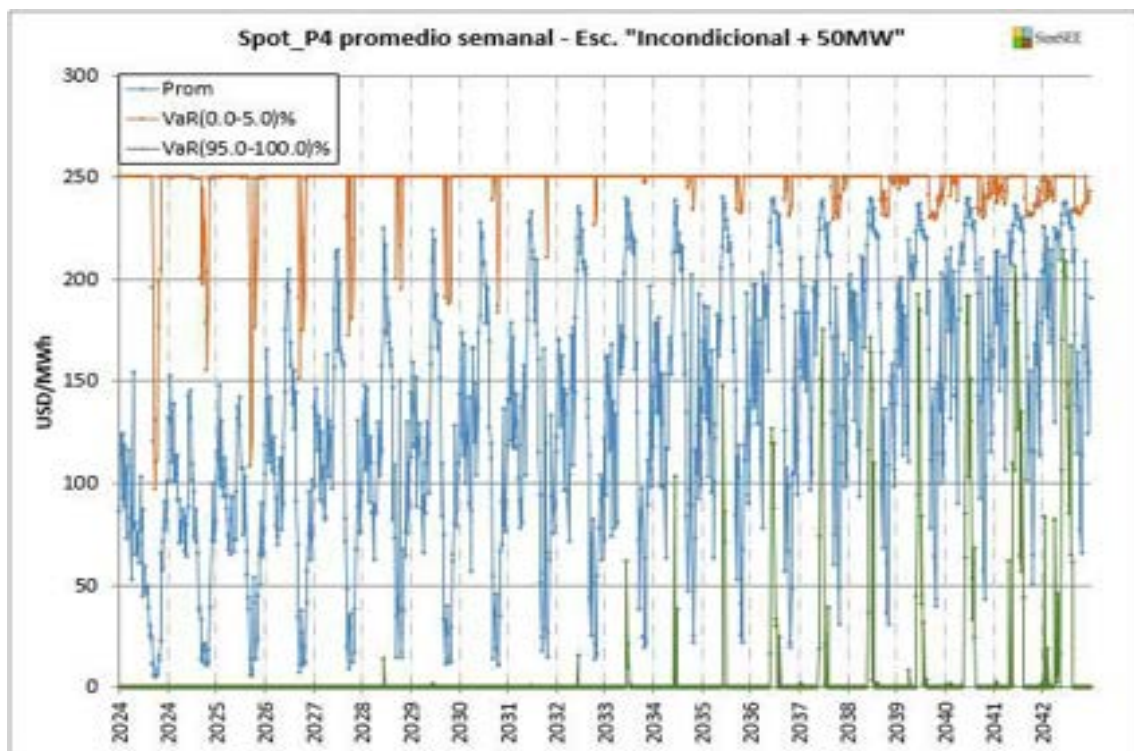
Spot_P2 Prom. Semanal		Prom	5.0% seco	5% húmedo			Prom	5.0% seco	5% húmedo
2024	otoño	84.6	250.0	0.1	2039	otoño	182.9	250.0	0.1
	invierno	139.0	250.0	0.1		invierno	246.9	250.0	216.2
	primavera	6.7	131.6	0.1		primavera	163.6	250.0	0.1
	verano	83.7	250.0	0.1		verano	166.8	250.0	0.1
2029	otoño	91.6	250.0	0.1	2043	otoño	215.7	245.4	1.7
	invierno	238.9	250.0	90.7		invierno	244.6	250.0	229.7
	primavera	65.5	250.0	0.1		primavera	207.6	250.0	0.1
	verano	101.9	250.0	0.1		verano	203.1	247.1	0.1
2034	otoño	119.8	250.0	0.1					
	invierno	248.9	250.0	227.7					
	primavera	127.5	250.0	0.1					
	verano	152.1	250.0	0.1					

Fig. 43 y Tabla XXII: Evolución prevista para el Precio Spot del sistema (USD/MWh) en el **poste 2** (P2, de 1 hora de duración), para diferentes escenarios de hidraulicidad (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), en el escenario **"Incondicional+50MW"**. Se muestran en la tabla valores indicativos correspondientes a la primera semana de cada estación del año, para algunos años seleccionados del período.



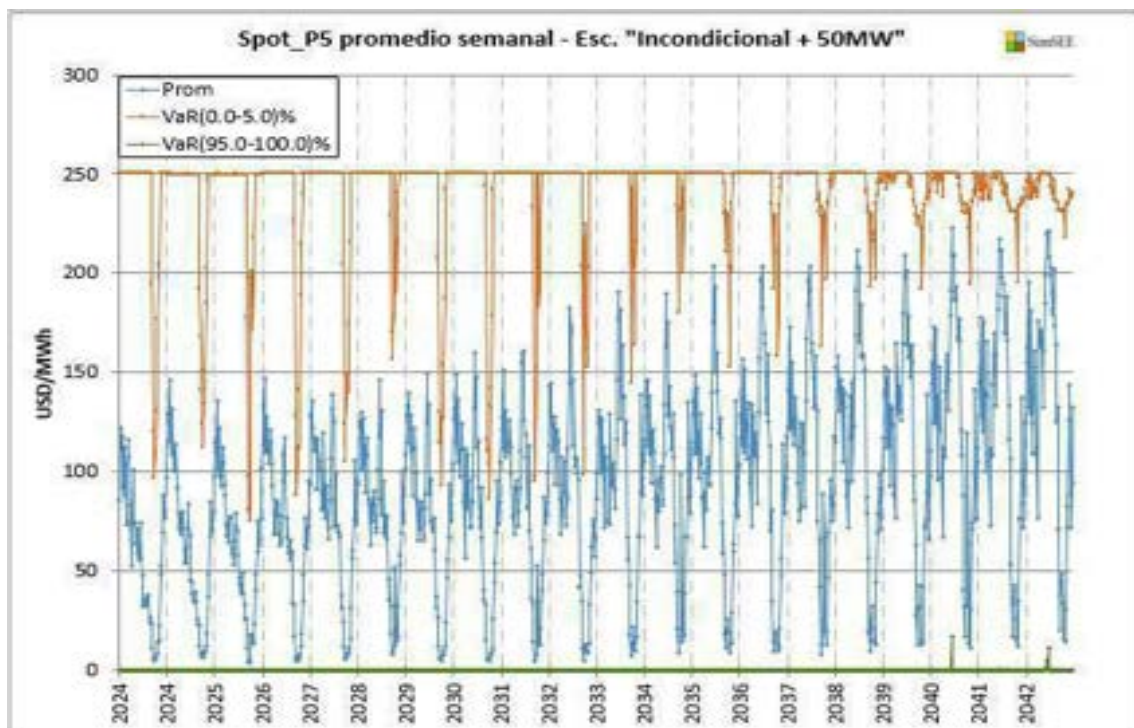
Spot_P3 Prom. Semanal		Prom	5.0% seco	5% húmedo			Prom	5.0% seco	5% húmedo
2024	otoño	83.8	250.0	0.1	2039	otoño	167.7	250.0	0.1
	invierno	116.7	250.0	0.1		invierno	245.3	250.0	206.3
	primavera	6.2	121.6	0.1		primavera	132.8	248.5	0.1
	verano	82.8	250.0	0.1		verano	144.5	249.8	0.1
2029	otoño	88.7	250.0	0.1	2043	otoño	206.4	242.8	0.1
	invierno	231.2	250.0	40.2		invierno	242.9	250.0	224.5
	primavera	42.3	250.0	0.1		primavera	191.5	248.5	0.1
	verano	95.0	250.0	0.1		verano	190.4	243.0	0.1
2034	otoño	98.3	250.0	0.1					
	invierno	247.2	250.0	195.8					
	primavera	95.8	250.0	0.1					
	verano	129.8	250.0	0.1					

Fig. 44 y Tabla XXIII: Evolución prevista para el Precio Spot del sistema (USD/MWh) en el **poste 3** (P3, de 1 hora de duración), para diferentes escenarios de hidraulicidad (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), en el escenario **"Incondicional+50MW"**. Se muestran en la tabla valores indicativos correspondientes a la primera semana de cada estación del año, para algunos años seleccionados del período.



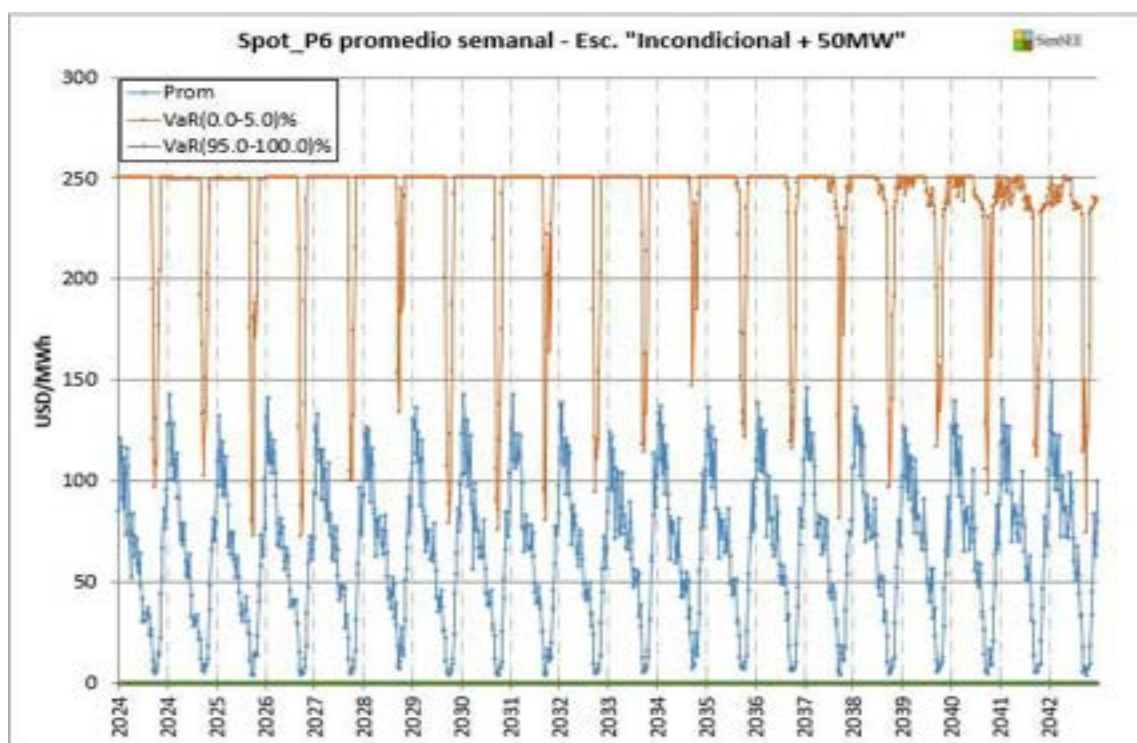
Spot_P4 Prom. Semanal		Prom	5.0% seco	5% húmedo			Prom	5.0% seco	5% húmedo
2024	otoño	83.0	250.0	0.1	2039	otoño	118.4	250.0	0.1
	invierno	77.6	250.0	0.1		invierno	239.5	250.0	171.6
	primavera	6.2	120.2	0.1		primavera	68.8	231.2	0.1
	verano	81.5	250.0	0.1		verano	106.3	247.2	0.1
2029	otoño	86.4	250.0	0.1	2043	otoño	172.5	240.3	0.1
	invierno	205.0	250.0	0.1		invierno	237.0	250.0	203.9
	primavera	14.8	199.8	0.1		primavera	138.0	232.3	0.1
	verano	89.6	250.0	0.1		verano	154.0	240.7	0.1
2034	otoño	78.1	250.0	0.1					
	invierno	236.7	250.0	10.0					
	primavera	38.3	250.0	0.1					
	verano	106.7	250.0	0.1					

Fig. 45 y Tabla XXIV: Evolución prevista para el Precio Spot del sistema (USD/MWh) en el **poste 4** (P4, de 5 horas de duración), para diferentes escenarios de hidraulicidad (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), en el escenario **"Incondicional+50MW"**. Se muestran en la tabla valores indicativos correspondientes a la primera semana de cada estación del año, para algunos años seleccionados del período.



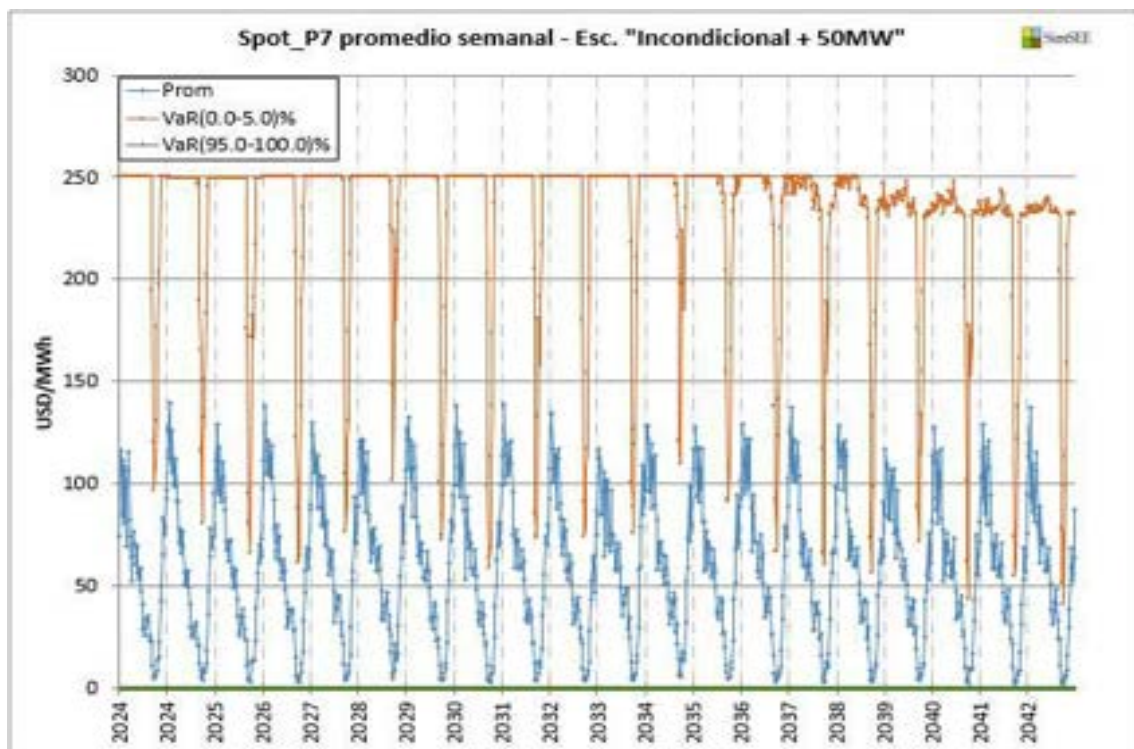
Spot_P5 Prom. Semanal		Prom	5.0% seco	5% húmedo			Prom	5.0% seco	5% húmedo
2024	otoño	82.9	250.0	0.1	2039	otoño	95.3	250.0	0.1
	invierno	56.3	250.0	0.1		invierno	203.4	250.0	0.1
	primavera	6.2	120.2	0.1		primavera	10.0	193.2	0.1
	verano	81.4	250.0	0.1		verano	77.3	246.5	0.1
2029	otoño	86.1	250.0	0.1	2043	otoño	110.1	240.3	0.1
	invierno	117.6	250.0	0.1		invierno	219.5	250.0	1.7
	primavera	8.1	156.7	0.1		primavera	38.0	231.7	0.1
	verano	87.9	250.0	0.1		verano	94.2	239.5	0.1
2034	otoño	75.9	250.0	0.1					
	invierno	176.7	250.0	0.1					
	primavera	7.4	144.5	0.1					
	verano	97.1	250.0	0.1					

Fig. 46 y Tabla XXV: Evolución prevista para el Precio Spot del sistema (USD/MWh) en el **poste 5** (P5, de 10 horas de duración), para diferentes escenarios de hidraulicidad (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), en el escenario **"Incondicional+50MW"**. Se muestran en la tabla valores indicativos correspondientes a la primera semana de cada estación del año, para algunos años seleccionados del período.



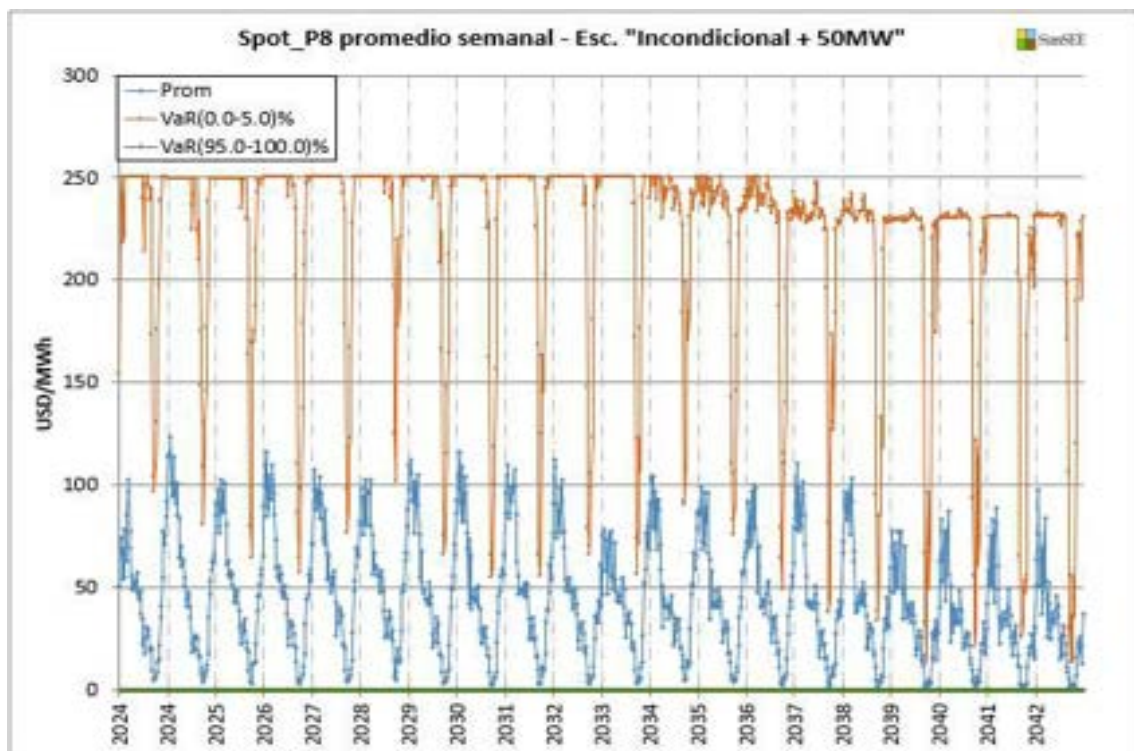
Spot_P6 Prom. Semanal		Prom	5.0% seco	5% húmedo			Prom	5.0% seco	5% húmedo
2024	otoño	82.9	250.0	0.1	2039	otoño	94.7	250.0	0.1
	invierno	48.8	250.0	0.1		invierno	73.4	250.0	0.1
	primavera	6.2	120.2	0.1		primavera	5.0	97.8	0.1
	verano	81.4	250.0	0.1		verano	74.0	245.7	0.1
2029	otoño	86.1	250.0	0.1	2043	otoño	95.7	240.3	0.1
	invierno	64.3	250.0	0.1		invierno	94.6	249.0	0.1
	primavera	7.9	153.2	0.1		primavera	6.5	126.9	0.1
	verano	87.6	250.0	0.1		verano	80.5	239.1	0.1
2034	otoño	75.7	250.0	0.1					
	invierno	71.4	250.0	0.1					
	primavera	6.1	118.2	0.1					
	verano	96.6	250.0	0.1					

Fig. 47 y Tabla XXVI: Evolución prevista para el Precio Spot del sistema (USD/MWh) en el **poste 6** (P6, de 35 horas de duración), para diferentes escenarios de hidraulicidad (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), en el escenario **"Incondicional+50MW"**. Se muestran en la tabla valores indicativos correspondientes a la primera semana de cada estación del año, para algunos años seleccionados del período.



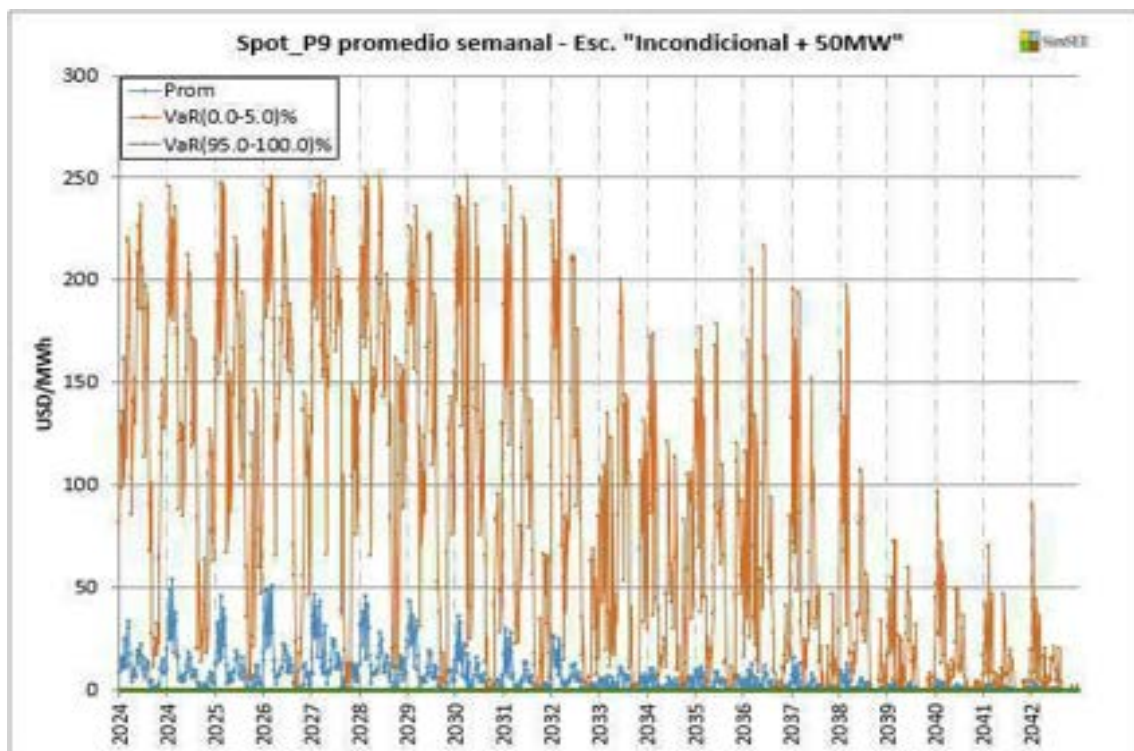
Spot_P7 Prom. Semanal		Prom	5.0% seco	5% húmedo			Prom	5.0% seco	5% húmedo
2024	otoño	82.1	250.0	0.1	2039	otoño	87.5	249.1	0.1
	invierno	47.7	250.0	0.1		invierno	51.9	244.7	0.1
	primavera	6.2	120.2	0.1		primavera	3.8	73.3	0.1
	verano	78.8	250.0	0.1		verano	64.7	236.0	0.1
2029	otoño	84.8	250.0	0.1	2043	otoño	85.2	232.3	0.1
	invierno	57.9	250.0	0.1		invierno	59.8	240.0	0.1
	primavera	7.7	149.0	0.1		primavera	2.7	51.5	0.1
	verano	84.8	250.0	0.1		verano	63.8	232.9	0.1
2034	otoño	70.5	250.0	0.1					
	invierno	59.1	250.0	0.1					
	primavera	5.2	101.1	0.1					
	verano	92.1	250.0	0.1					

Fig. 48 y Tabla XXVII: Evolución prevista para el Precio Spot del sistema (USD/MWh) en el **poste 7** (P7, de 35 horas de duración), para diferentes escenarios de hidraulicidad (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), en el escenario **"Incondicional+50MW"**. Se muestran en la tabla valores indicativos correspondientes a la primera semana de cada estación del año, para algunos años seleccionados del período.



Spot_P8 Prom. Semanal		Prom	5.0% seco	5% húmedo			Prom	5.0% seco	5% húmedo
2024	otoño	77.6	250.0	0.1	2039	otoño	67.6	231.9	0.1
	invierno	37.5	250.0	0.1		invierno	41.0	236.1	0.1
	primavera	5.4	104.4	0.1		primavera	2.1	39.0	0.1
	verano	74.9	250.0	0.1		verano	32.6	228.1	0.1
2029	otoño	79.7	250.0	0.1	2043	otoño	53.8	231.4	0.1
	invierno	48.6	250.0	0.1		invierno	41.4	233.0	0.1
	primavera	6.4	125.6	0.1		primavera	0.8	14.2	0.1
	verano	80.4	250.0	0.1		verano	21.8	228.5	0.1
2034	otoño	55.9	250.0	0.1					
	invierno	49.2	250.0	0.1					
	primavera	3.0	56.8	0.1					
	verano	79.7	250.0	0.1					

Fig. 49 y Tabla XXVIII: Evolución prevista para el Precio Spot del sistema (USD/MWh) en el **poste 8** (P8, de 35 horas de duración), para diferentes escenarios de hidraulicidad (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), en el escenario **"Incondicional+50MW"**. Se muestran en la tabla valores indicativos correspondientes a la primera semana de cada estación del año, para algunos años seleccionados del período.



Spot_P9 Prom. Semanal		Prom	5.0% seco	5% húmedo			Prom	5.0% seco	5% húmedo
2024	otoño	18.0	207.0	0.1	2039	otoño	1.0	18.1	0.1
	invierno	16.8	212.2	0.1		invierno	5.5	106.4	0.1
	primavera	0.7	11.6	0.1		primavera	0.1	0.1	0.1
	verano	8.2	128.2	0.1		verano	0.1	0.1	0.1
2029	otoño	16.9	183.0	0.1	2043	otoño	0.4	5.9	0.1
	invierno	24.0	239.1	0.1		invierno	0.8	13.5	0.1
	primavera	0.6	10.2	0.1		primavera	0.1	0.1	0.1
	verano	7.8	119.8	0.1		verano	0.2	1.6	0.1
2034	otoño	0.7	11.0	0.1					
	invierno	9.8	183.9	0.1					
	primavera	0.1	0.1	0.1					
	verano	3.1	59.9	0.1					

Fig. 50 y Tabla XXIX: Evolución prevista para el Precio Spot del sistema (USD/MWh) en el **poste 9** (P9, de 45 horas de duración), para diferentes escenarios de hidraulicidad (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), en el escenario **"Incondicional+50MW"**. Se muestran en la tabla valores indicativos correspondientes a la primera semana de cada estación del año, para algunos años seleccionados del período.

En todos los escenarios y postes se observan valores notoriamente menores en primavera, como es de esperarse dada la elevada disponibilidad del recurso hidráulico y eólico en dicha época del año, y los mayores valores para invierno y verano. El valor mínimo de 0,1 USD/MWh que se observa para el escenario más húmedo y en algunos casos en el promedio de primavera, se debe a la valoración para la exportación de excedentes que se utilizó en la corrida.

En la siguiente tabla se muestra el Precio Spot promedio en todo el período, en valor esperado, por poste, para los 4 casos analizados (A-D):

Precio Spot v.e. (USD/MWh)	P1	P2	P3	P4	P5	P6	P7	P8	P9
A – "Incondicional"	180,2	164,7	151,2	121,0	83,0	63,2	57,9	45,3	7,3
B – "Incondicional+50MW"	192,0	177,4	164,4	133,9	91,2	65,4	59,2	45,0	6,5
C – "Incondicional+50MW" (mejor SFV)	192,7	178,4	165,5	134,9	91,4	64,5	57,9	43,3	6,1
D – "Incondicional+50MW" (con Com.Intl.)	193,0	177,9	164,3	132,7	89,6	65,9	58,2	42,0	10,3

Tabla XXX: Precio Spot promedio (v.e.) del sistema (USD/MWh) para el período 2024-2043, por poste de demanda neta, para los 4 escenarios analizados (casos A-D).

Puede observarse que los valores resultan algo mayores en los escenarios de mayor demanda, respecto del caso A (“Incondicional”, sin los 50MW de demanda plana adicional en 2027), como resulta esperable, a excepción de los postes 8 y 9, donde el caso A registra valores ligeramente más altos respecto de los demás escenarios que instalan una mayor cantidad de renovables (a excepción del caso D, en el cual incide la valorización de la energía para la exportación). Entre los escenarios de igual demanda (B, C y D) se registran valores ligeramente menores en el escenario B para los postes más exigidos (con menor despacho de ERNC y mayor demanda neta), mientras que los escenarios con mayor instalación de ERNC (C y D) registran valores más bajos en los postes menos exigidos (con mayor despacho de ERNC y menor demanda neta, a excepción del poste 9 en el caso D, en el cual incide la valorización de la energía para la exportación, como ya se mencionó).

6.4 Evolución prevista para la cota de Bonete

A continuación se muestra la evolución prevista para la cota de Bonete (única central considerada con embalse en el presente estudio), a efectos de analizar la posible influencia de la fuerte componente de ERNC que se incorpora al sistema con la expansión propuesta, que podría estar llevando la cota a operar en niveles más elevados que los habituales.

Se modeló la operativa normal para la central entre una cota de 70m (mín.) y 80m (máx.), abriéndose los vertederos cuando la cota alcanza los 80,7m, incrementándose el volumen erogado a medida que la cota va aumentando, hasta un máximo de 83m⁴².

Se muestra como resultado el valor promedio semanal previsto para la cota en las simulaciones realizadas, graficándose el mismo para distintas probabilidades de excedencia.

⁴² De acuerdo a los parámetros establecidos en la Prog.Estacional nov/23-abr/24 (Tabla 18).

Para el escenario A - “Incondicional” se tiene:

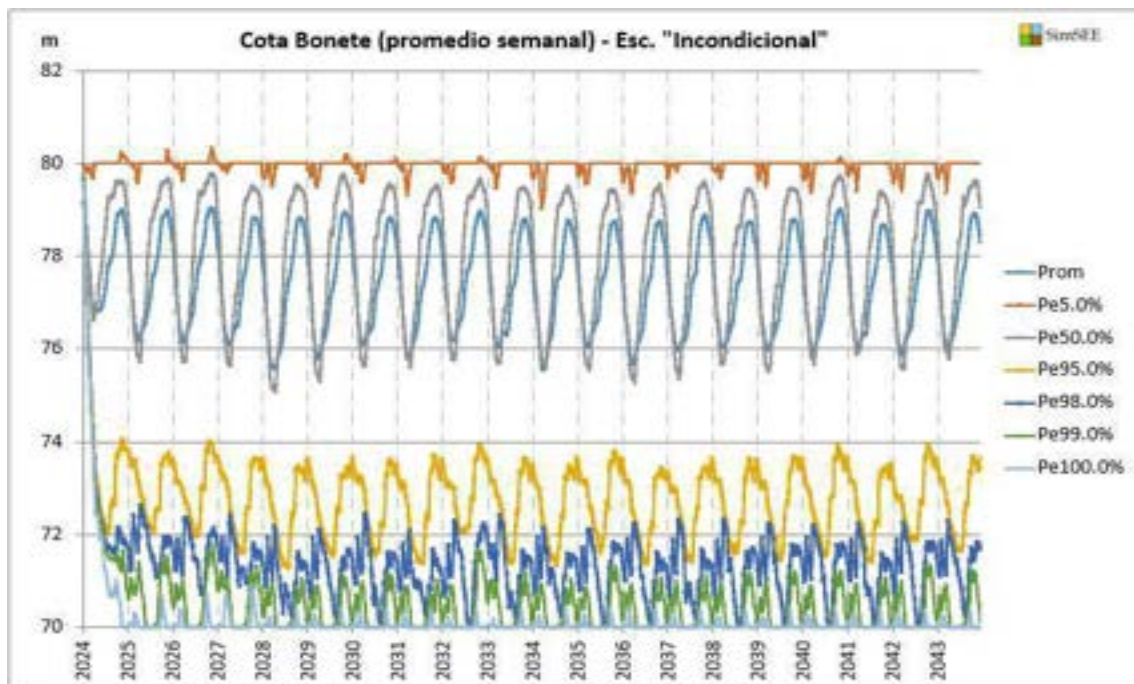


Fig. 51: Evolución prevista para la cota de Bonete (m) (promedio semanal) en el período, con diferentes probabilidades de excedencia, en el escenario “Incondicional”.

Se observa que en la operación promedio semanal de la central la cota se mueve entre 79,8m (máximo) que se registra habitualmente sobre principios de octubre, debido al acopio en el embalse dado por las abundantes lluvias que se producen durante la primavera, y 75,5m (mínimo) que se registra habitualmente a mediados de marzo, al terminar el verano. La alta participación de energías renovables que se despachan en la base permite un ahorro de agua en el embalse, lo que hace que la cota del mismo se mantenga en promedio alta (77,4m promedio del período).

Para el escenario B - **“Incondicional + 50MW”** (caso base) se tiene:

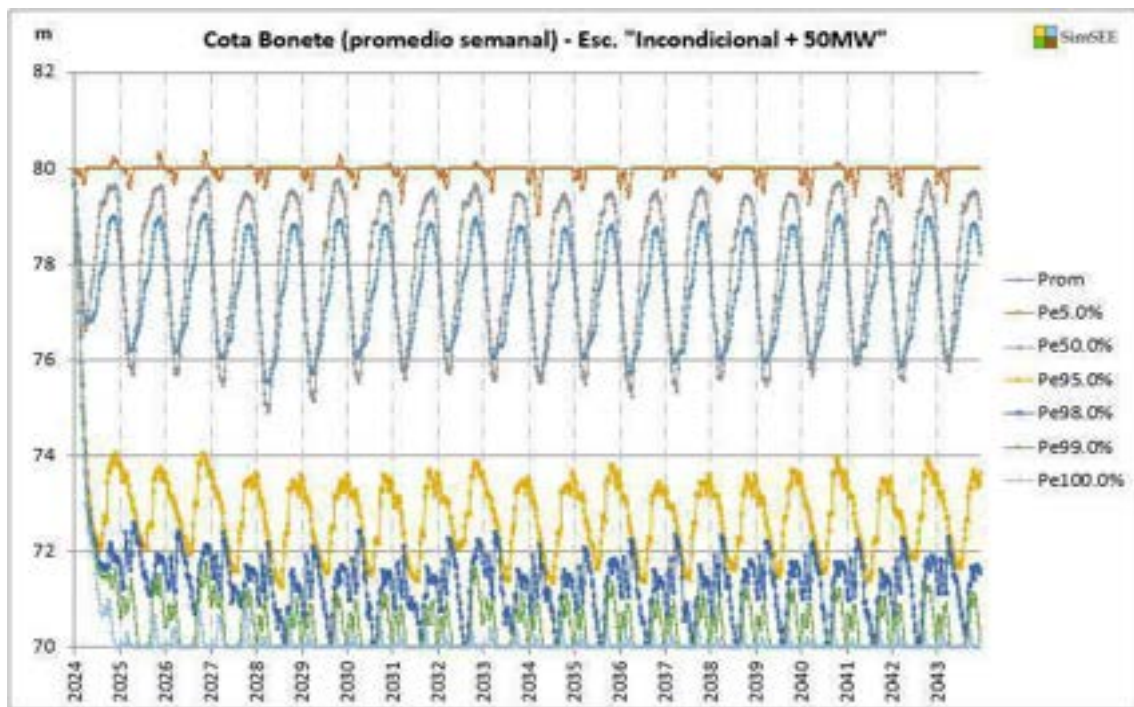


Fig. 52: Evolución prevista para la cota de Bonete (m) (promedio semanal) en el período, con diferentes probabilidades de excedencia, en el escenario **“Incondicional + 50MW”**.

Se observa que la operación promedio de la cota se mantiene muy similar al escenario anterior (que no contempla la demanda plana adicional de 50MW), moviéndose entre 79,8m (máximo) y 75,5m (mínimo), con un promedio de operación en el período de 77,4m.

Para el escenario C - **“Incondicional + 50MW”** con mejor SFV se tiene:

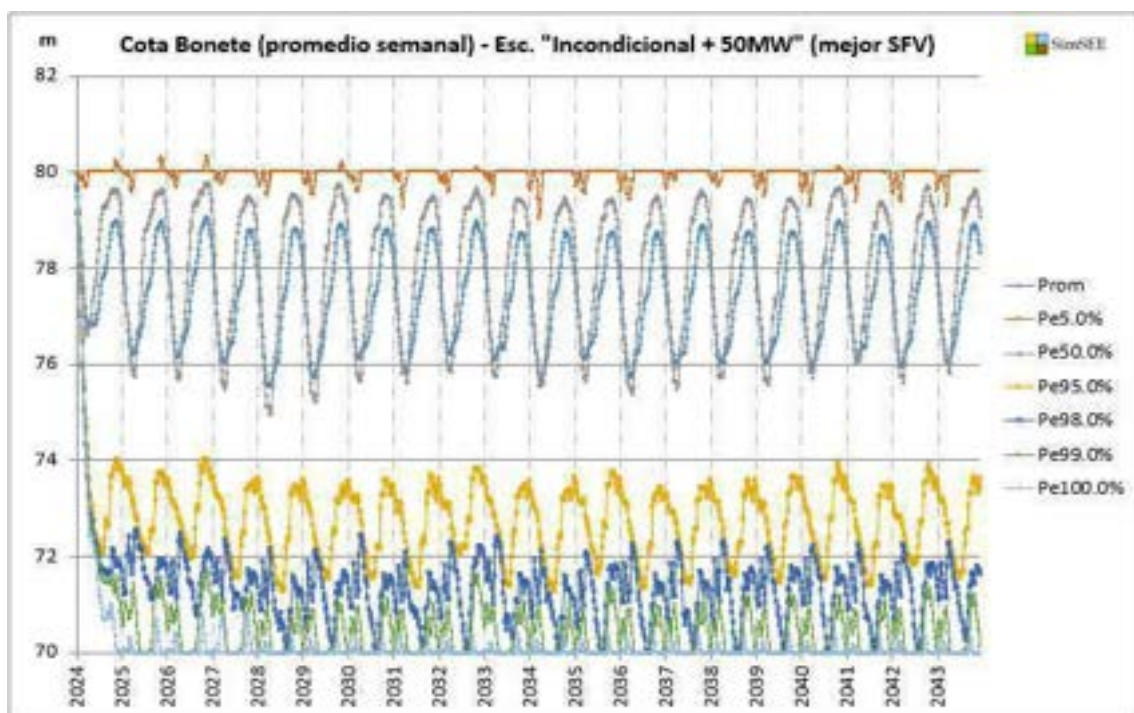


Fig. 53: Evolución prevista para la cota de Bonete (m) (promedio semanal) en el período, con diferentes probabilidades de excedencia, en el escenario **“Incondicional + 50MW”** con mejor SFV.

Se observa que en la operación promedio semanal de la central la cota se mueve entre 79,8m (máximo) y 75,6m (mínimo), resultados que continúan siendo muy similares a los casos anteriores. La cota promedio de operación resulta en 77,4m al igual que en los casos anteriores.

Para el escenario D - **“Incondicional + 50MW”** con Comercio Internacional se tiene:

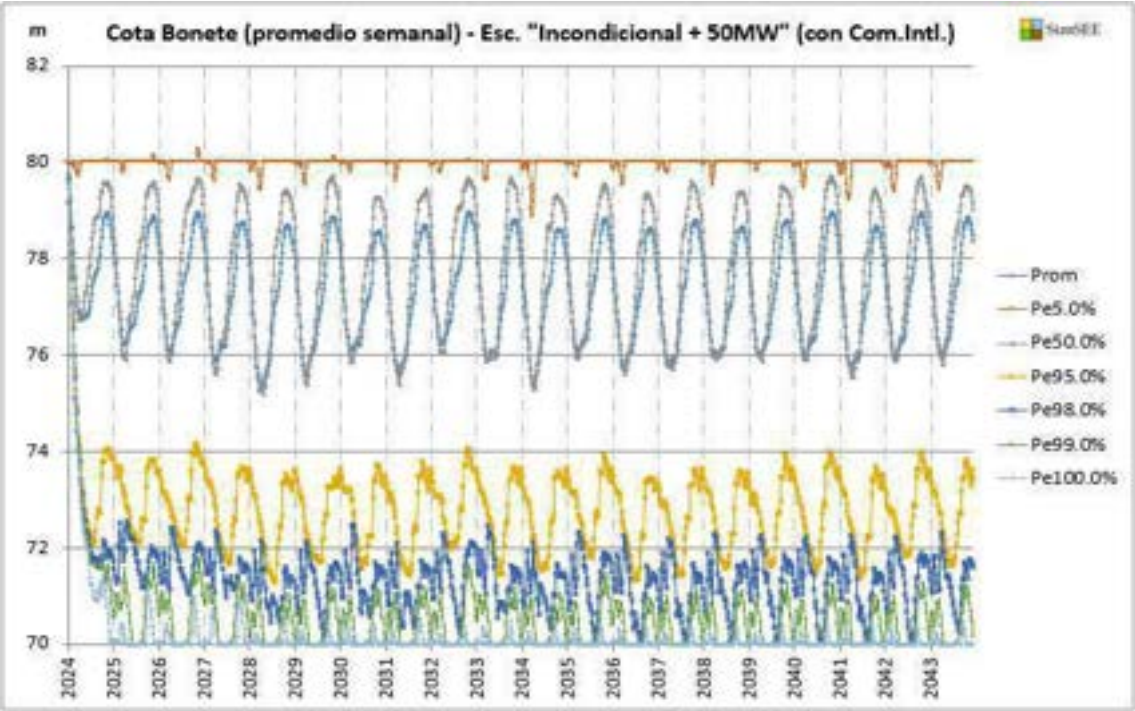


Fig. 54: Evolución prevista para la cota de Bonete (m) (promedio semanal) en el período, con diferentes probabilidades de excedencia, en el escenario **“Incondicional + 50MW” con Comercio Internacional**.

Se observa que en la operación promedio semanal de la central la cota se mueve entre 79,8m (máximo) y 75,4m (mínimo), resultados nuevamente muy similares a los demás casos anteriores. La cota promedio de operación en el período resulta de 77,3m, apenas 0,1m inferior a los casos anteriores.

A continuación se muestra un cuadro resumen con los principales resultados:

Cota (m)	Mínima	Promedio	Máxima
A – “Incondicional”	75,55	77,41	79,77
B – “Incondicional+50MW”	75,53	77,39	79,77
C – “Incondicional+50MW” (mejor SFV)	75,59	77,41	79,77
D – “Incondicional+50MW” (con Com.Intl.)	75,37	77,29	79,78

Tabla XXXI: Cota mínima, promedio y máxima (promedio semanal, en metros), correspondientes al período analizado (2024-2043) para los 4 casos analizados (A-D).

Asimismo se observa que los controles de cota impuestos están actuando correctamente, limitando por un lado la cota máxima en 80m, tal como se estableciera a efectos de evitar inundar terrenos circundantes, nivel que se superaría puntualmente tan solo con un 5% de probabilidad de excedencia (curva naranja en los gráficos anteriores), alcanzándose en ese caso

una cota máxima de 80,3m (promedio semanal) en todos los escenarios analizados, y por otro lado la cota mínima fijada por seguridad de abastecimiento en 72,3m se puede cumplir con un 95% de probabilidad de excedencia (curva amarilla en los gráficos anteriores), a excepción de algunas semanas puntuales del otoño/invierno donde podría llegar a bajar hasta un mínimo de 71,3m (valor que se alcanza en la última semana de jul/2034 en los casos A y B, y en la misma semana de jul/2028 para los casos C y D).

6.5 Consumo estimado de combustibles.

Consumo estimado de Gas Oil (GO) y FOM

A continuación se muestra el consumo esperado de **GO** para el abastecimiento de la demanda nacional del **sector eléctrico** en el período analizado, así como el consumo de **FOM**.

Las máquinas del parque térmico considerado que se asumieron operarán con **GO** durante todo el período son: el **ciclo combinado** (CC540), las **PTI1-6** (hasta los años 2038, 2040 y 2042 en que se dan de baja 2 unidades por vez), las **PTI 7-8**, las **CTR** (hasta el año 2035 en que se dan de baja) y las ampliaciones de **TG69**. Los **motores de C.Batlle** operan con **FOM** y salen de servicio en el año 2031. En base a la generación de estas unidades que resulta de las simulaciones, y en base a su rendimiento asumido (con GO o FOM respectivamente): **47,62%** para el caso del CC540 cerrado; **40%** para las futuras TG69; **35,83%** para el caso de las PTI 1-6; **31,97%** para las PTI 7-8; **28,57%** para las CTR y **42,88%** para los motores CB, así como de un estimado para el PCI del GO que se utilizará (8.685 kcal/dm³) y del FOM (9.492 kcal/L) y su densidad (0,833 kg/L para el GO y 0,985 kg/L para el FOM), se calculó el **consumo semanal** que ocasionarán las mismas, en los escenarios de hidraulicidad promedio (v.e.), 5% más seco y 5% más húmedo, para los 4 casos analizados (A-D).

Cabe señalar que el rendimiento utilizado para los cálculos de consumo de combustible, corresponde al despacho de la máquina **a pleno** (a su potencia nominal), que suele ser la situación habitual para las máquinas térmicas, no quitando que puede haber intervalos de tiempo en los cuales, para evitar su apagado y posterior re-encendido, las mismas se dejan forzadas en su mínimo técnico, en cuyo caso el consumo específico de combustible en dichos intervalos sería mayor (menor rendimiento); esto sucede habitualmente en horas de la madrugada, y puede resultar más notorio en la corrida de paso semanal para las máquinas lentas a las que se impuso encendido/apagado por paso y no por poste (ya que quedarían encendidas durante todo un poste semanal, podría ser el caso del CC540 solamente, por cómo se modeló).

Se observó en estudios anteriores que si se realizan corridas de **paso diario** (donde se modelan con embalse las 3 centrales: Bonete, Palmar y SG) se tiene un **despacho algo menor de agua** con diferencias del orden de 2,5%, de los cuales una parte corresponde a un menor despacho de SG (1,0%), ya que en las corridas de paso diario puede almacenar agua en su embalse y por tanto optimizar su despacho, y la parte restante (1,5%) corresponde a un menor despacho de RN (donde Palmar también puede almacenar agua en las corridas de paso diario y optimizar por tanto mejor el despacho del Rio Negro en su conjunto). Las mismas presentan en consecuencia un **despacho térmico algo mayor** (que compensa solo del orden del 30% de lo que disminuyó el

despacho hidráulico en todo el período), así como un **despacho muy similar de falla**, y principalmente una **menor exportación de excedentes** (que equivale a aprox. el 78% de la disminución del despacho de agua en todo el período), lo que muestra una mejor optimización en el aprovechamiento de los recursos del sistema utilizando el modelado diario con 3 embalses. Esto se debe a que las corridas de **paso semanal** utilizan un modelado simplificado con un solo embalse (Bonete). El **peor caso** para el consumo estimado de combustible (mayor consumo) así como para la falla se observó en todos los casos analizados en las corridas de paso diario, por lo que para un cálculo detallado del consumo de combustibles originado por la generación térmica, es aconsejable realizar corridas de paso diario. Lo que se muestra en esta sección por tanto sería una aproximación y una cota inferior para dicho consumo en todo el período analizado (20 años).

A continuación se muestran gráficos con el **consumo semanal previsto de GO** a lo largo del período 2024-2043, solo para el caso base B, en los distintos escenarios de hidraulicidad analizados, así como tablas donde se calcula en cada caso el **consumo anual previsto de GO y FOM** (por máquina y total, en millones de litros ML/año), el promedio diario anual y el máximo diario medio semanal (en miles de litros por día, kL/día) de consumo de GO.

Se observa que en escenarios de hidraulicidad baja (5% más seco) y alta (5% más húmedo) los consumos **máximos** de combustible se producen en **invierno**, con un pico secundario en **verano** y una notoria reducción del consumo (mínimo) en primavera. Mientras que en escenarios de hidraulicidad media (v.e.), a medida que se avanza en el período de estudio, el mayor consumo pasa a ser en **verano**, con un pico secundario en **invierno**; esto se puede ver en los gráficos que se muestran con el consumo diario total, para dos años representativos del período (año 1: 2024 y año 10: 2033).

El mayor **despacho térmico** se observó, como resultara esperable, en el escenario **“Incondicional + 50 MW”** (caso B), para el cual se tenía además la mayor componente térmica en la expansión determinada. El mayor **consumo de GO** se observa por tanto en dicho escenario, ya que en el caso A se tiene algo menos de demanda, lo que incide en un consumo algo menor, en el caso C, al disponer de SFV de mejor fp, necesita despachar algo menos de térmico, y en el caso D, al tener habilitado el comercio internacional, el despacho térmico resulta aún menor.

Se muestra en la tabla a continuación la diferencia en el consumo de GO y FOM para los distintos casos (A-D) en los escenarios de hidraulicidad considerados:

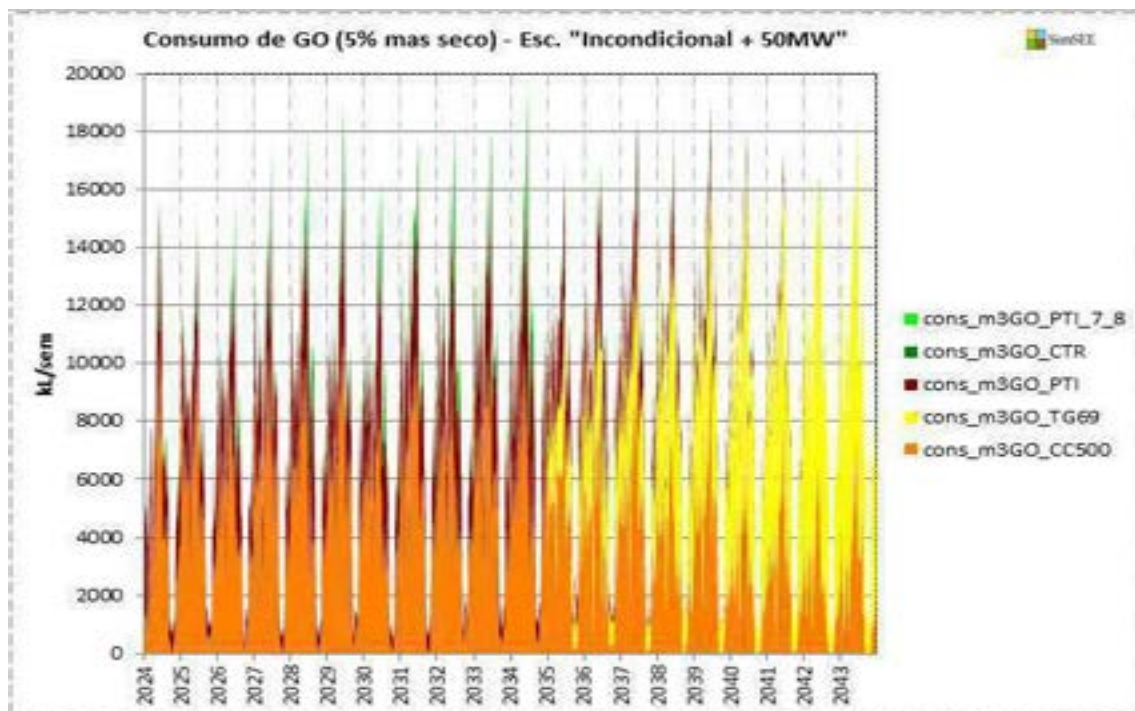
Consumo GO en el período (ML)	A- “Incondic.”	B- “Incondic.” Con 50MW	C- “Incondic Mejor SFV” Con 50MW	D- “Incondic con Com.Intl.” Con 50MW
5% seco	8.612	8.880	8.751	7.739
Difer. caso base (B)	-3%	-	-1%	-13%
Valor esperado	1.566	1.700	1.662	1.420
Difer. caso base (B)	-8%	-	-2%	-16%
5% húmedo	432	540	553	474
Difer. caso base (B)	-20%	-	2%	-12%

Consumo FOM en el período (ML)	A- "Incondic."	B- "Incondic." Con 50MW	C- "Incondic Mejor SFV" Con 50MW	D- "Incondic con Com.Intl." Con 50MW
5% seco	427	432	428	414
<i>Difer. caso base (B)</i>	<i>-1%</i>	-	<i>-1%</i>	<i>-4%</i>
Valor esperado	119	126	123	114
<i>Difer. caso base (B)</i>	<i>-5%</i>	-	<i>-2%</i>	<i>-10%</i>
5% húmedo	18	23	23	21
<i>Difer. caso base (B)</i>	<i>-18%</i>	-	<i>0%</i>	<i>-6%</i>

Tabla XXXII: Consumo de combustible (GO y FOM, en ML) previsto en el período para los 4 casos considerados (A-D), en un escenario de baja hidraulicidad (5% más seco), valor esperado y alta hidraulicidad (5% más húmedo). Se indica en cada caso la diferencia de consumo (%) respecto del caso base B (en azul cursivo).

Puede observarse que para el caso A (sin la demanda plana de 50 MW), se tiene un menor consumo de combustible en todos los escenarios de hidraulicidad, respecto del caso base B. Para el caso C (de igual demanda que el B), disponer de mejores ER (SFV con mayor fp) resulta en un consumo menor de combustible en el escenario del 5% más seco y promedio (v.e.), no así en el de alta hidraulicidad. Por otra parte, la mayor disminución en el consumo de combustible se verifica para el caso D (asimismo de igual demanda que el B) con un reducido comercio internacional habilitado. Esto muestra que una mayor demanda, junto con un escenario a frontera cerrada exige más al parque térmico, y muestra la relevancia de poder contar con intercambios internacionales fluidos. Asimismo una mayor penetración de ERNC (dado que en el caso C la SFV tiene un precio más bajo), incide en una exigencia algo menor al parque térmico.

El ahorro porcentual de GO resulta mayor que el de FOM, lo cual parece lógico ya que los motores CB son el térmico que se despacha en la base, antes que las demás máquinas térmicas.



GO (ML)	CONSUMO ANUAL 5% MAS SECO						CONSUMO DIARIO (kl)		5% SECO	FCM (ML)
año	CC500	TG69	PTI	CTR	PTI_7_8	TOTAL	Prom.	Max medio	año	Mot. CB
2024	181	1	124	6	4	317	866	2,291	2024	54
2025	248	1	138	6	4	376	1,031	2,363	2025	61
2026	221	1	134	13	7	376	1,031	2,255	2026	62
2027	270	1	132	30	6	439	1,148	2,334	2027	64
2028	239	1	137	22	10	409	1,223	2,632	2028	66
2029	287	1	135	15	7	445	1,219	2,726	2029	65
2030	129	1	142	21	9	301	1,099	2,344	2030	61
2031	284	1	151	29	9	484	1,269	2,561	2031	1
2032	256	1	159	25	11	452	1,234	2,587	2032	0
2033	285	1	159	38	9	472	1,292	2,552	2033	0
2034	274	1	177	31	13	495	1,355	2,783	2034	0
2035	242	104	108	0	5	459	1,258	2,424	2035	0
2036	318	153	100	0	6	576	1,381	2,408	2036	0
2037	254	145	89	0	5	503	1,351	2,643	2037	0
2038	192	225	51	0	5	473	1,296	2,639	2038	0
2039	220	213	47	0	4	486	1,331	2,739	2039	0
2040	151	278	21	0	5	452	1,236	2,398	2040	0
2041	160	278	18	0	4	451	1,237	2,488	2041	0
2042	127	325	0	0	5	457	1,253	2,378	2042	0
2043	144	320	0	0	4	468	1,283	2,673	2043	0
TOTAL	4,501	2,042	2,021	185	129	8,880			TOTAL	432

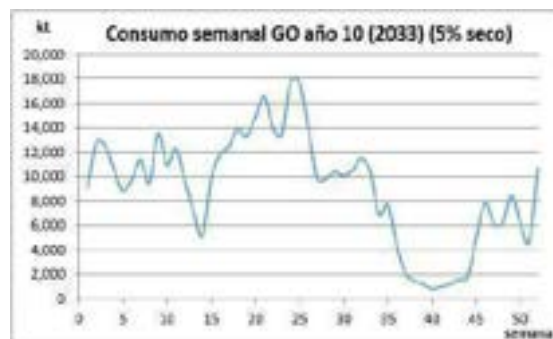
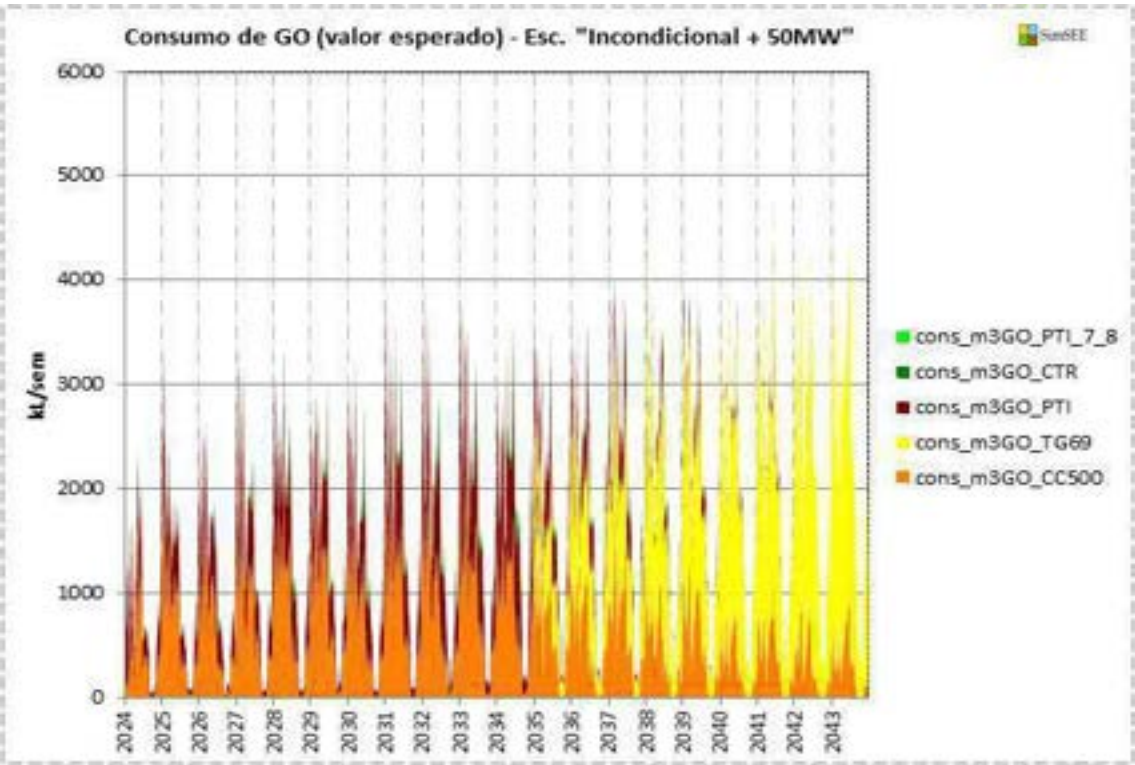


Fig. 55 y Tabla XXXIII: Consumo previsto de combustible (GO y FOM) en el escenario "Incondicional+50MW", para un escenario de **baja hidraulicidad** (5% más seco). Se muestra un gráfico con el consumo semanal de GO (kl/sem) por máquina para el período 2024-2043, así como una tabla con el consumo anual por máquina y por tipo de combustible (GO/FOM en ML), consumo promedio y máximo

diario medio semanal (kl) por año y total previsto para el período. Se muestra en los gráficos de abajo el detalle del consumo diario de GO (kl) para 2 años seleccionados del período (año 1 y año 10).



GO (ML)	CONSUMO ANUAL VALOR ESPERADO						CONSUMO DIARIO (KL)	
año	CC540	TG69	PTI	CTR	PTI_7_8	TOTAL	Prom.	Max medio
2024	21	0	22	0	0	43	118	332
2025	34	0	23	0	0	58	159	504
2026	31	0	24	1	0	56	155	390
2027	38	0	27	1	1	67	185	495
2028	41	0	32	1	1	75	206	505
2029	42	0	29	1	1	73	200	438
2030	36	0	29	1	1	67	185	461
2031	44	0	36	1	1	83	227	579
2032	42	0	37	2	1	82	224	563
2033	45	0	40	1	1	88	242	548
2034	43	0	44	2	2	91	248	525
2035	35	31	22	0	1	89	245	523
2036	33	45	18	0	1	96	281	528
2037	36	46	18	0	0	100	275	580
2038	26	64	8	0	1	99	271	659
2039	29	66	8	0	0	104	284	565
2040	39	76	3	0	1	98	269	578
2041	22	81	3	0	1	107	293	682
2042	38	90	0	0	1	108	297	627
2043	39	95	0	0	1	114	313	676
TOTAL	653	596	424	13	14	1,700		

VAL. ESPER.	FOM (ML)
año	Mot. CB
2024	13
2025	18
2026	17
2027	19
2028	20
2029	20
2030	19
2031	0
2032	0
2033	0
2034	0
2035	0
2036	0
2037	0
2038	0
2039	0
2040	0
2041	0
2042	0
2043	0
TOTAL	126

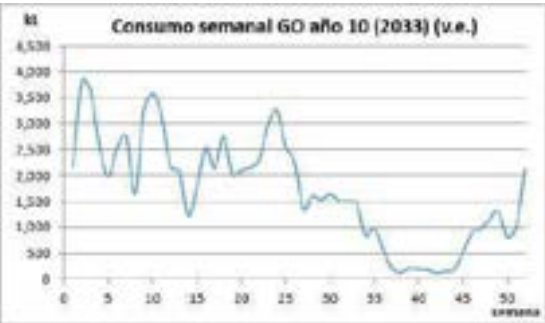
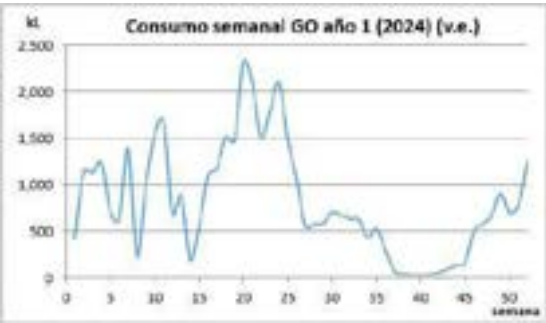
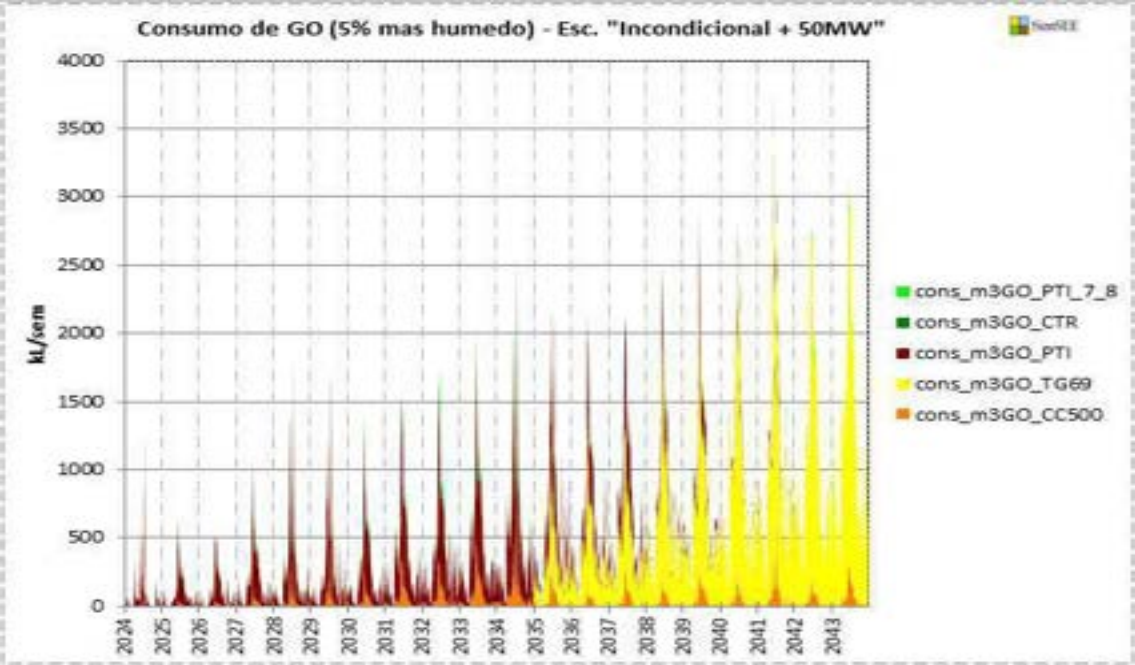


Fig. 56 y Tabla XXXIV: Consumo previsto de combustible (GO y FOM) en el escenario “Incondicional+50MW”, para un escenario de **hidraulicidad media** (v.e.). Se muestra un gráfico con el consumo semanal de GO (kL/sem) por máquina para el período 2024-2043, así como una tabla con el consumo anual por máquina y por tipo de combustible (GO/FOM en ML), consumo promedio y máximo diario medio semanal (kL) por año y total previsto para el período. Se muestra en los gráficos de abajo el detalle del consumo diario de GO (kL) para 2 años seleccionados del período (año 1 y año 10).



GO (ML)	CONSUMO ANUAL VALOR ESPERADO						CONSUMO DIARIO (kL)	
año	CC540	TG69	PTI	CTR	PTI_7_8	TOTAL	Prom.	Max medio
2024	0	0	4	0	0	5	12	176
2025	0	0	5	0	0	5	13	91
2026	0	0	5	0	0	5	14	74
2027	1	0	8	0	0	9	26	154
2028	1	0	10	0	0	13	35	253
2029	2	0	10	0	0	13	36	266
2030	1	0	11	0	0	13	35	208
2031	2	0	15	0	1	19	51	226
2032	3	0	16	1	1	21	57	249
2033	4	0	18	1	1	24	65	288
2034	5	0	21	1	1	29	78	364
2035	3	14	13	0	1	30	82	328
2036	1	19	10	0	0	30	82	313
2037	2	20	11	0	0	34	93	304
2038	2	30	5	0	1	38	101	360
2039	3	32	6	0	1	41	112	410
2040	2	41	2	0	1	46	125	419
2041	4	46	3	0	1	54	148	537
2042	2	49	0	0	1	52	143	398
2043	3	57	0	0	1	61	160	451
TOTAL	42	309	173	5	11	540		

5% HUM.	FOM (ML)
año	Mot. CB
2024	2
2025	2
2026	2
2027	4
2028	4
2029	4
2030	4
2031	0
2032	0
2033	0
2034	0
2035	0
2036	0
2037	0
2038	0
2039	0
2040	0
2041	0
2042	0
2043	0
TOTAL	23

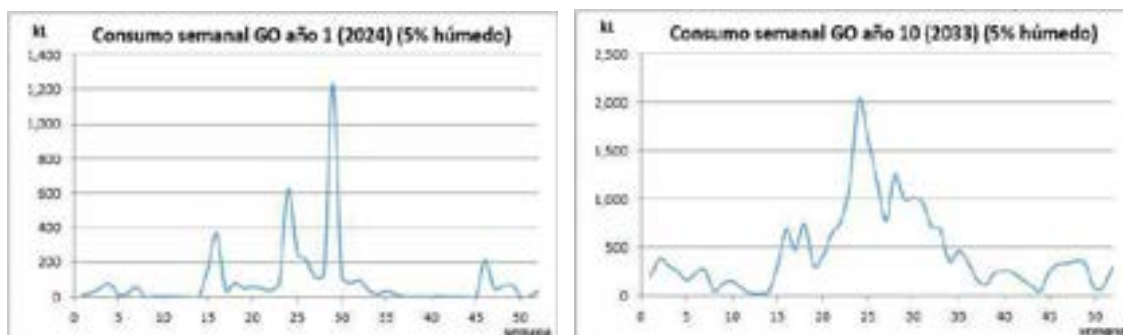


Fig. 57 y Tabla XXXV: Consumo previsto de combustible (GO y FOM) en el escenario “Incondicional+50MW”, para un escenario de **alta hidraulicidad** (5% más húmedo). Se muestra un gráfico con el consumo semanal de GO (kl/sem) por máquina para el período 2024-2043, así como una tabla con el consumo anual por máquina y por tipo de combustible (GO/FOM en ML), consumo promedio y máximo diario medio semanal (kl) por año y total previsto para el período. Se muestra en los gráficos de abajo el detalle del consumo diario de GO (kl) para 2 años seleccionados del período (año 1 y año 10).

7. Análisis con baterías

Como ya se dijera en la introducción, se volvió a simular el caso base (B), considerando una posible incorporación de módulos de baterías de 120MW, de acuerdo a las hipótesis técnicas y de costo realizadas para los mismos (ver sección “Centrales candidatas de expansión”). Si bien de acuerdo a la última información actualizada con que se cuenta, no resultaría aún viable poder obtener bancos de baterías en Uruguay a los precios considerados en las hipótesis de este estudio, se considera de todas formas que los resultados presentados revisten interés ya que permiten apreciar los beneficios que se obtendrían para el sistema con la incorporación de las mismas, cuando el precio alcance los valores asumidos.

Como herramienta para la toma de decisiones en cuanto a incorporación de módulos de baterías, se analizó el **gradiente de inversión acumulado** calculado por SimSEE, para lo cual se habilitó 1 MW de esta tecnología “candidata”, así como la opción “calcular gradiente de inversión” en el actor correspondiente (“Banco de baterías”), a efectos de poder visualizar en qué momento el gradiente de inversión de SimSEE estaría sugiriendo incorporar centrales “candidatas”. A continuación se muestran en forma gráfica los resultados obtenidos:

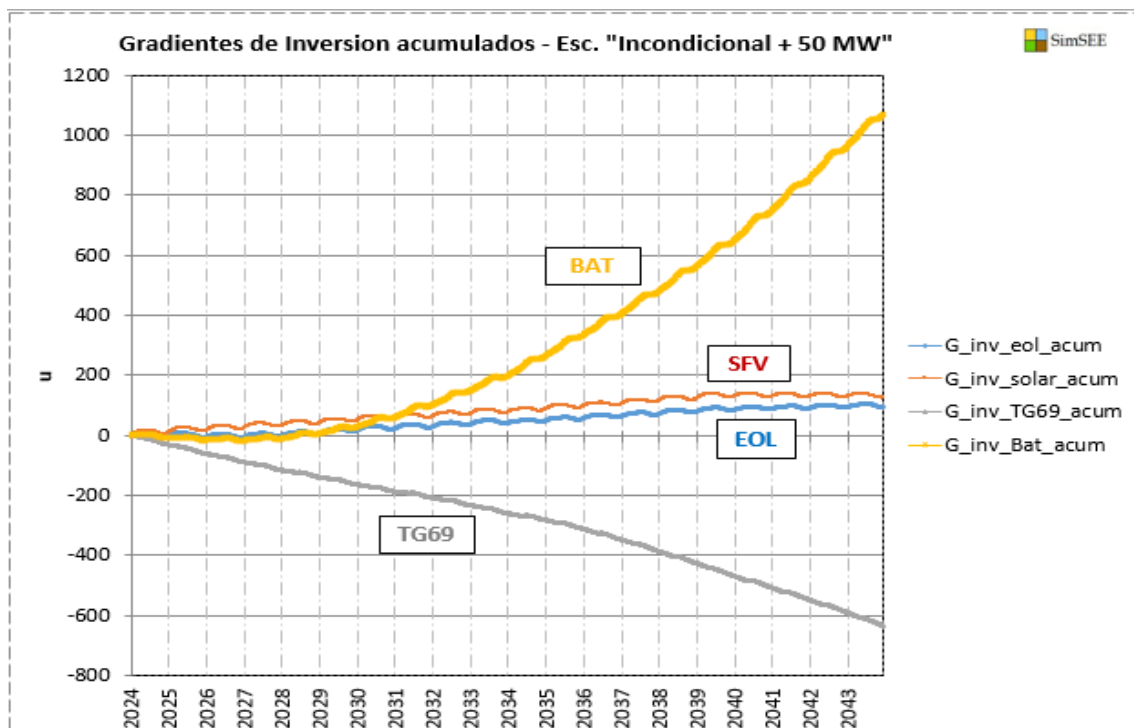


Fig. 58: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 4 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el escenario B - “Incondicional+50MW”, a posteriori de determinadas las expansiones, pero sin incluir baterías.

Puede observarse que el mismo sugiere una fuerte incorporación de baterías, comenzando a **partir del año 2029**, como puede observarse mejor si se amplía la escala del gráfico, a efectos de observar con más detalle los primeros años del estudio:

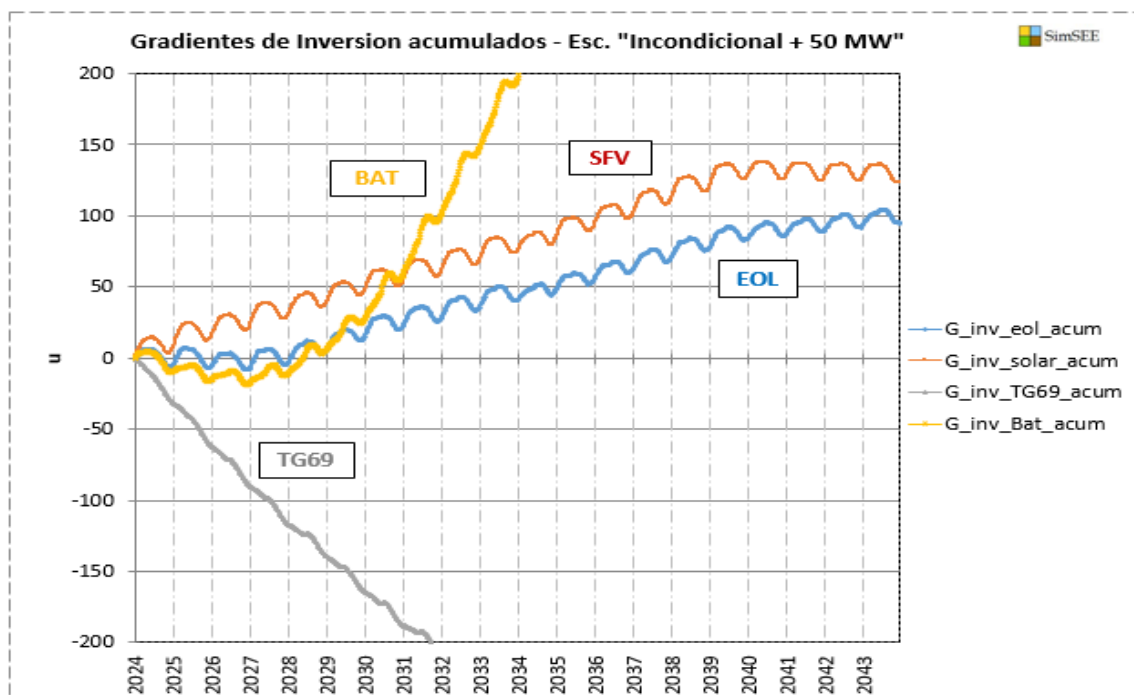


Fig. 59: Detalle para los primeros años del período de la evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 4 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el escenario B - “Incondicional+50MW”, a posteriori de determinadas las expansiones, pero sin incluir baterías.

Se realizaron sucesivas iteraciones con SimSEE que toman como punto de partida la ampliación óptima del parque generador obtenida anteriormente para el caso base B, a la que se fueron adicionando módulos de 120 MW de baterías, de acuerdo a lo sugerido por el gradiente de inversión, hasta obtener una curva con pendiente aproximadamente nula. Se realizaron en total 10 iteraciones adicionales, obteniéndose finalmente el equilibrio deseado, como puede verse en la siguiente figura:

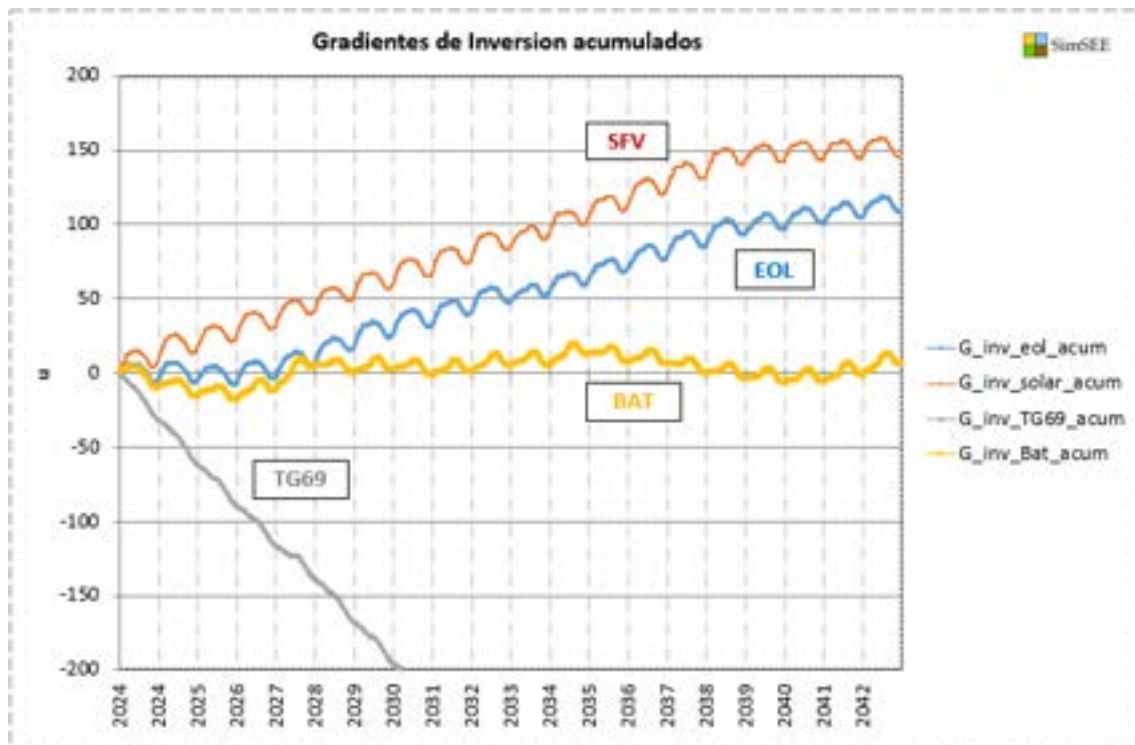


Fig. 60: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 4 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el escenario B - “Incondicional+50MW”, a posteriori de determinadas las expansiones y las baterías a incluir.

Criterio “LOLE2”

A medida que se fueron agregando los bancos de baterías, se observó una notoria disminución en los valores de “LOLE2” obtenidos, por lo que se ensayó en las sucesivas iteraciones el paulatino retiro de las TG69 agregadas a efectos de dar cumplimiento a dicho criterio en el caso base B.

Se muestran a continuación los valores promedio de LOLE2 anuales obtenidos luego del agregado de los módulos de baterías y los retiros de TG69, los cuales se comparan con los mostrados previamente para el caso B (ver Tabla A2.XIV en el Anexo 2 “Análisis con SimSEE”).

Caso B_bat

LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año
0	0	0	0	2024
2	2	1	0	2025
5	5	2	0	2026
3	3	1	0	2027
6	6	2	1	2028
3	3	1	0	2029
4	4	1	0	2030
3	3	1	0	2031
8	8	2	0	2032
4	4	1	0	2033
8	8	2	0	2034
11	11	3	0	2035
11	11	4	0	2036
7	7	2	0	2037
14	14	4	0	2038
9	9	2	0	2039
14	14	5	1	2040
9	9	3	0	2041
14	14	5	1	2042
8	8	2	0	2043

Caso B

LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año
0	0	0	0	2024
2	2	1	0	2025
5	5	2	0	2026
3	3	1	0	2027
6	6	2	1	2028
4	4	1	0	2029
6	6	3	1	2030
6	6	2	0	2031
12	12	4	1	2032
7	7	2	0	2033
14	14	5	1	2034
11	11	4	1	2035
13	13	5	1	2036
8	8	3	1	2037
13	13	5	1	2038
8	8	2	0	2039
11	11	4	1	2040
8	8	3	0	2041
14	14	5	1	2042
8	8	2	0	2043

Tabla XXXVI: Valores promedio de LOLE2 anuales obtenidos (columna izquierda, en bordeaux), y detalle de su composición en horas promedio de falla 2, 3 y 4, para el **Escenario B_bat – “Incondicional + 50MW” con incorporación de baterías** (tabla izquierda) y el **Escenario B – “Incondicional + 50MW”** (tabla derecha), luego de ajustar la incorporación de TG69 necesarias de acuerdo con el **criterio “LOLE2”**.

Despacho previsto y falla

A continuación se muestra el despacho previsto para las baterías modeladas en el escenario analizado (caso B_bat), con detalle **semanal**, para distintos escenarios de hidraulicidad: valor esperado (v.e.), baja hidraulicidad (5% más seco) y alta hidraulicidad (5% más húmedo).

Allí se muestra la energía despachada correspondiente a:

- energía demandada por las baterías (eBat_Dem)
- energía entregada por las baterías (eBat_Gen)
- energía neta despachada por las baterías (eBat = eBat_Gen – eBat_Dem)

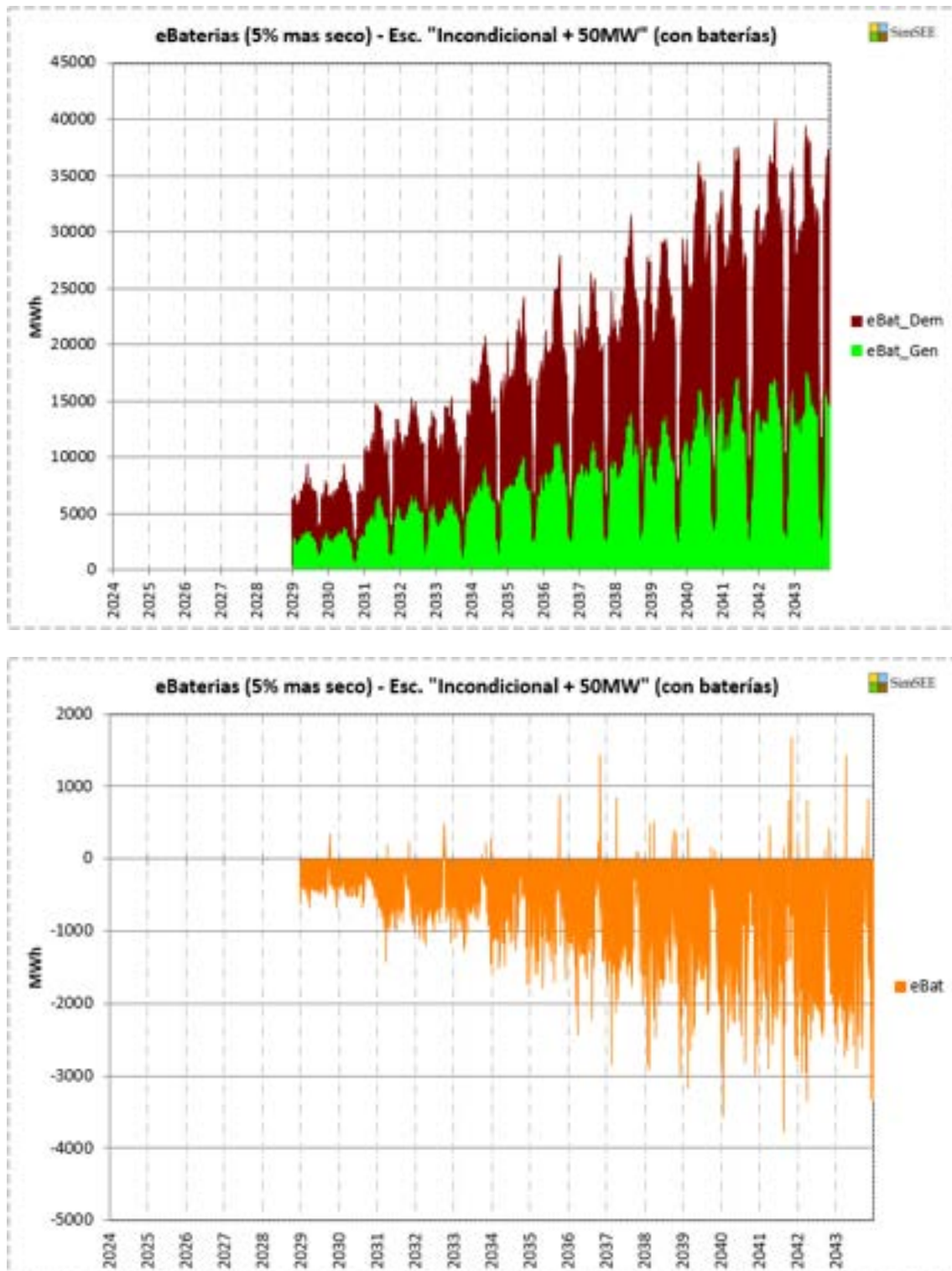


Fig. 61: Despacho semanal (MWh) previsto para los bancos de baterías en el caso B_{bat} - "Incondicional+50MW" con baterías, para un escenario de **baja hidráulica** (5% más seco).

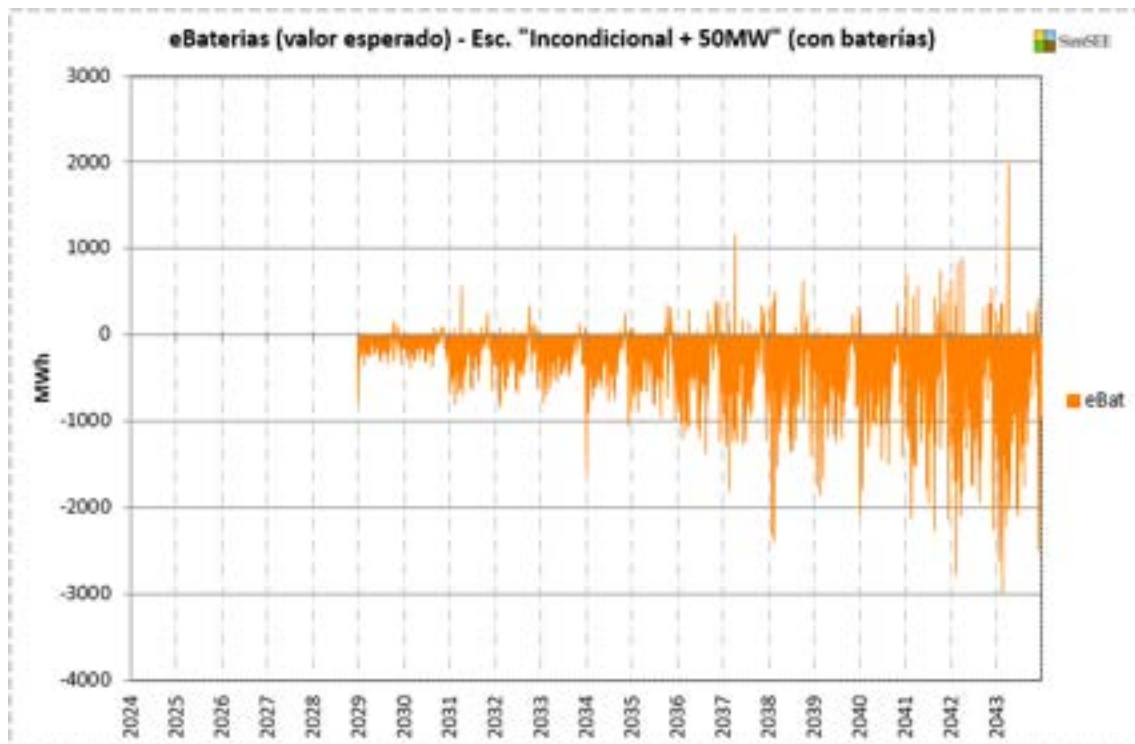
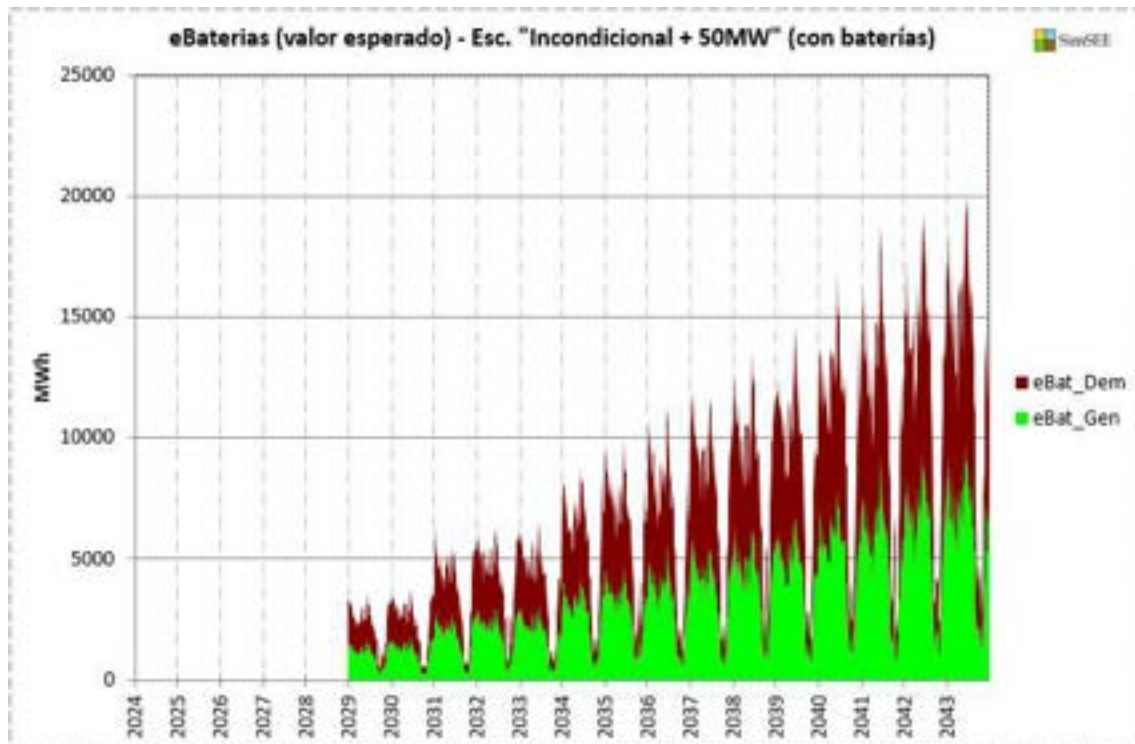


Fig. 62: Despacho semanal (MWh) previsto para los bancos de baterías en el caso B_{bat} - “Incondicional+50MW” con baterías, para un escenario de **hidraulicidad promedio** (valor esperado).

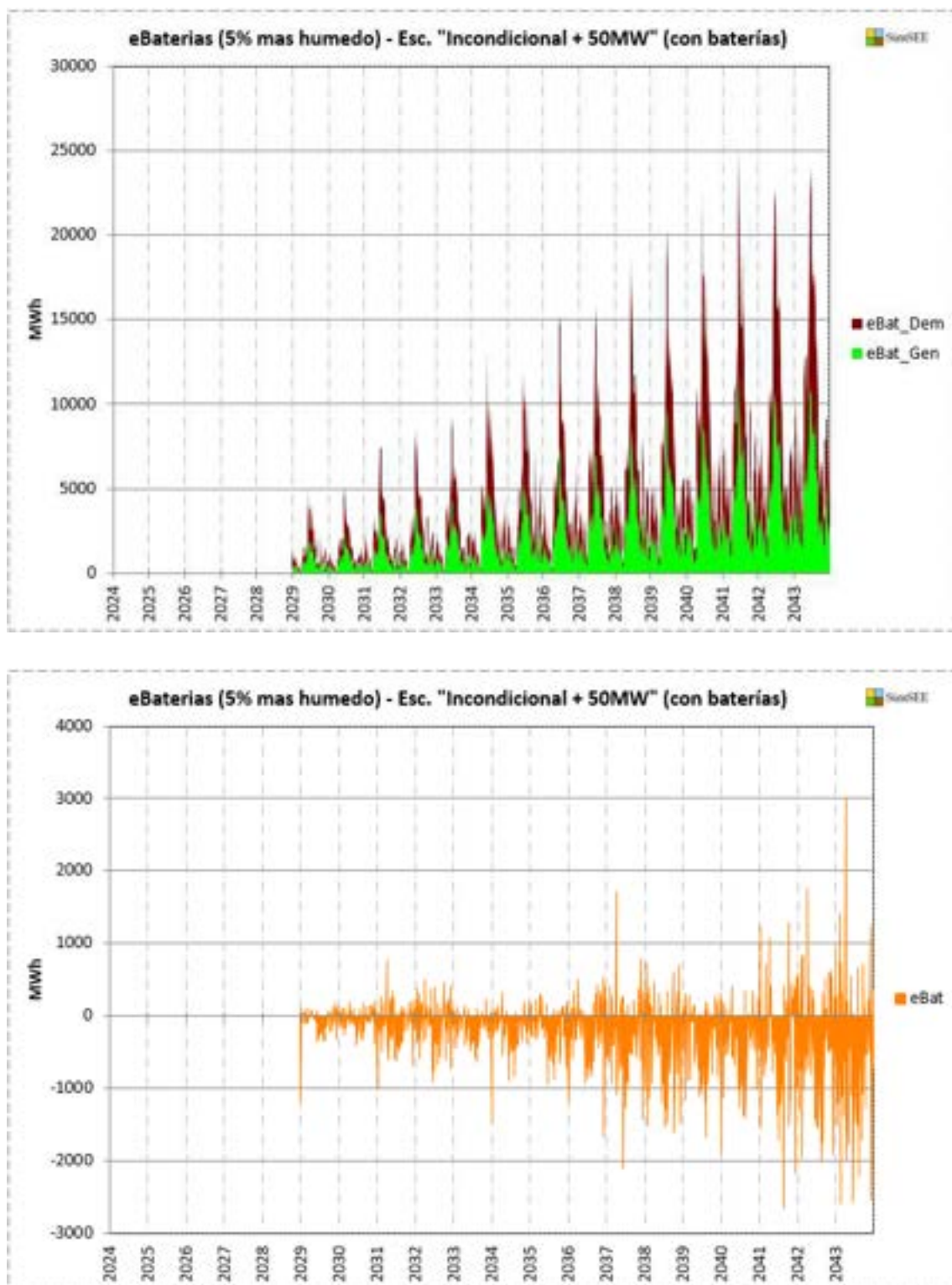


Fig. 63: Despacho semanal (MWh) previsto para los bancos de baterías en el caso B_{bat} - "Incondicional+50MW" con baterías, para un escenario de **alta hidraulicidad** (5% más húmedo).

En todos los casos se observa que la energía demandada por las baterías a la red, supera en algo a la energía generada por éstas hacia la red, como sería esperable y con valores acordes al rendimiento supuesto para las mismas (89%).

En la siguiente tabla se muestra la energía generada y demandada por las baterías en todo el período de estudio, en los distintos escenarios de hidraulicidad considerados:

(GWh)	eBat_Gen	eBat_Dem
5% seco	6.707	7.471
Valor esperado	2.663	2.997
5% húmedo	1.821	2.008

Tabla XXXVII: Energía total demandada (eBat_Dem) y generada (eBat_Gen) por las baterías en el período de 20 años analizado (GWh) en los diferentes escenarios de hidraulicidad considerados.

Se observa que la energía demandada y generada por las baterías es notoriamente mayor en un régimen de hidraulicidad seco, acorde al mayor uso que se les dará a las mismas, siendo más frecuente en dicho escenario que la ganancia resultante sea mayor o igual a 30 USD/MWh (diferencia mínima supuesta entre el precio de compra y de venta de la energía almacenada).

Se muestra en la tabla a continuación un resumen con la diferencia en el despacho para el total del período de las fuentes que muestran los cambios más relevantes, en los distintos escenarios de hidraulicidad considerados, respecto del caso base B:

Despacho en el período (GWh)	eRN		eTermica		eEXP		eFalla	
	B	B_Bat	B	B_Bat	B	B_Bat	B	B_Bat
5% seco	32.326	32.889	40.216	35.485	-12.591	-5.377	529	468
<i>Difer. caso base (B)</i>	<i>563</i>	<i>1.7%</i>	<i>-4.731</i>	<i>-11,8%</i>	<i>7.214</i>	<i>-57,3%</i>	<i>-61</i>	<i>-11,6%</i>
Valor esperado	48.074	47.936	7.763	5.805	-56.445	-51.791	34	29
<i>Difer. caso base (B)</i>	<i>-138</i>	<i>-0,3%</i>	<i>-1.958</i>	<i>-25,2%</i>	<i>4.655</i>	<i>-8,2%</i>	<i>-5</i>	<i>-13,7%</i>
5% húmedo	76.095	76.007	2.232	520	-127.371	-123.154	19	5
<i>Difer. caso base (B)</i>	<i>-88</i>	<i>-0,1%</i>	<i>-1.713</i>	<i>-76,7%</i>	<i>4.217</i>	<i>-3,3%</i>	<i>-14</i>	<i>-72,1%</i>

Tabla XXXVIII: Despacho total en el período de 20 años (GWh) previsto para el Rio Negro (eRN), las centrales térmicas (eTermica), los excedentes (eEXP) y la falla (eFalla), para los casos B (base) y B_bat - “Incondicional+50MW” sin y con baterías, para un escenario de **baja hidraulicidad** (5% más seco), **valor esperado** y **alta hidraulicidad** (5% más húmedo). Se muestra para cada escenario (en azul cursivo) la diferencia respecto del caso base B, expresada en GWh y %.

En lo que hace al despacho de la biomasa (despachada en la base a costo variable nulo) y Salto Grande (modelada como central de pasada), no se registran diferencias entre los 2 casos (B y B_bat), ni entre los distintos escenarios de hidraulicidad, como resultaría esperable, por lo que no se muestran. En lo que hace a las ERNC (eólica y SFV), se registran pequeñas diferencias (-1,8% y +0,2% respectivamente, iguales en todos los escenarios de hidraulicidad), ya que si bien las mismas se despachan en la base asimismo con costo variable nulo, la expansión para el caso B_bat redujo en algo la potencia de ERNC a incorporar a efectos de alcanzar el equilibrio económico mediante el criterio marginalista. Por otra parte resulta notorio observando la Tabla XXXVIII, que el efecto más relevante se tiene en el despacho térmico, así como de falla y de excedentes de exportación, notoriamente a la baja en todos los escenarios de hidraulicidad considerados.

Se muestra en las figuras a continuación, la diferencia entre los casos base B y B_bat, del despacho anual de falla previsto para el sistema a lo largo del período considerado, con el detalle por tipo de falla (en GWh anuales):

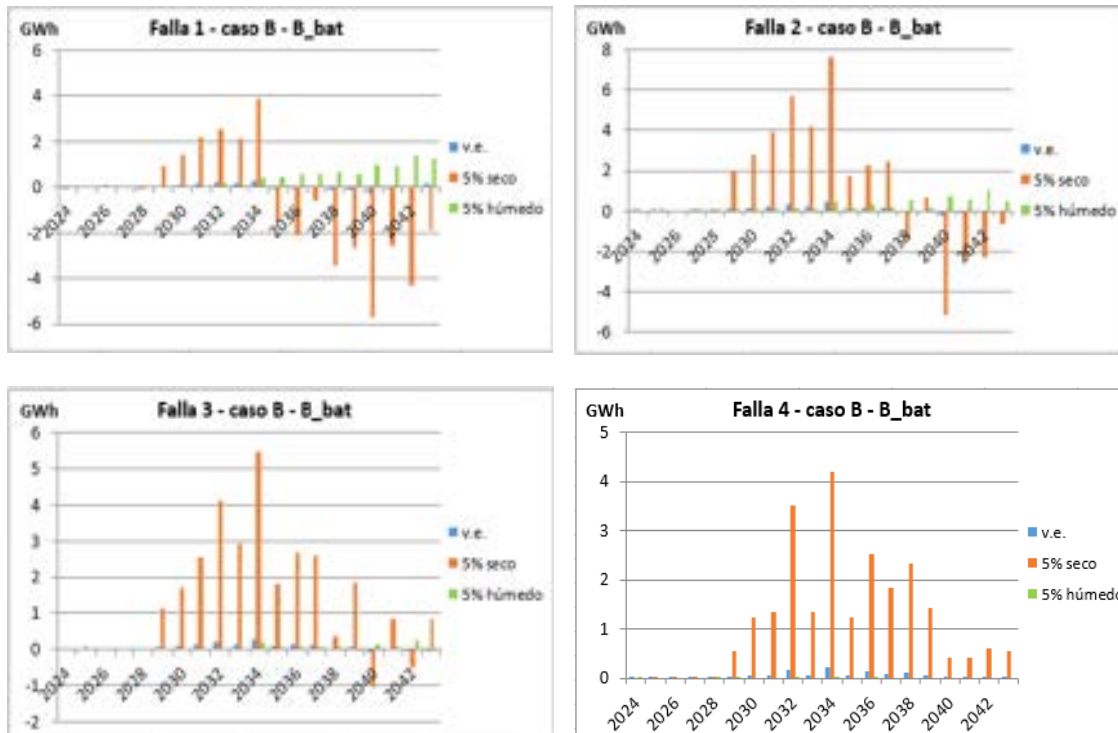


Fig. 64: Diferencia en el despacho anual de los 4 escalones de falla (GWh), para diferentes hidraulicidades (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), entre el caso B y el caso B_bat, “Incondicional+50MW” sin y con baterías.

Puede verse que el despacho anual de falla resulta muy similar en los dos casos, siendo el mismo ligeramente mayor para el caso base B (sin baterías), resultando la diferencia más notoria para el escenario del 5% más seco y prácticamente despreciable en los demás escenarios. Para la falla 1 y 2 sin embargo, la misma resulta ligeramente mayor para el caso B_bat (con baterías) en la 2ª mitad del período, en el escenario seco.

Costo de abastecimiento de la demanda y arranques CC500

Se volvió a calcular el Costo de Abastecimiento de la Demanda para la solución que incluye baterías; se muestra el mismo a continuación y su comparación con los resultados obtenidos en el caso B.

Caso B_Bat

CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
2024	660	712	1,001
2025	672	740	1,066
2026	687	752	1,091
2027	712	783	1,147
2028	721	797	1,201
2029	731	800	1,165
2030	741	807	1,147
2031	755	821	1,158
2032	760	828	1,175
2033	768	836	1,189
2034	753	821	1,202
2035	720	781	1,126
2036	672	738	1,097
2037	597	663	1,007
2038	601	662	997
2039	610	675	1,008
2040	636	694	1,023
2041	646	701	998
2042	676	732	1,051
2043	684	741	1,034
TOTAL	13,803	15,082	21,882
Act.2024	7,396	8,083	11,710

Caso B

CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
2024	659	711	1,002
2025	671	738	1,065
2026	686	751	1,090
2027	710	781	1,146
2028	720	796	1,200
2029	726	798	1,188
2030	739	807	1,174
2031	751	819	1,199
2032	759	829	1,227
2033	769	838	1,230
2034	753	824	1,270
2035	728	792	1,186
2036	675	746	1,164
2037	603	673	1,077
2038	607	674	1,079
2039	623	690	1,083
2040	653	712	1,093
2041	667	724	1,085
2042	700	760	1,140
2043	713	771	1,128
TOTAL	13,912	15,234	22,824
Act.2024	7,419	8,124	12,062

Tabla IXL: Costo anual estimado (MUSD) para el abastecimiento de la demanda (CAD) para los casos B_bat y B (base), “Incondicional+50MW” con y sin baterías. Se muestra el valor esperado (v.e., en azul), un escenario de baja hidraulicidad (5% más seco) y un escenario de alta hidraulicidad (5% más húmedo). Al pie de la tabla se muestran los totales actualizados al año 2024.

ΔCAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
TOTAL	110	152	941
Act.2024	24	42	352

Tabla XL: Diferencia resultante en el costo total estimado para el período (MUSD) para el abastecimiento de la demanda (CAD) en el caso B_bat, respecto del caso B (sin baterías).

Puede observarse una diferencia positiva para todos los escenarios de hidraulicidad, por lo que se infiere que la incorporación de baterías resultaría en un ahorro en todos los escenarios, resultando éste más cuantioso para el escenario más seco, como cabría esperar.

Al igual que antes, en el valor presentado se encuentra comprendido el costo de arranque del CC500 (asumido en 45 kUSD) obtenido promediando las 1.150 crónicas simuladas. En la siguiente figura se muestran los arranques resultantes:

Caso B_Bat



Caso B



Fig. 65: Cantidad de arranques anuales del CC500 promedio resultante de simular 1.150 crónicas en las corridas de paso semanal, estimados para los casos B_Bat y B (base), “Incondicional+50MW” con y sin baterías. Se indican algunos eventos relevantes para el sistema que pueden explicar cambios en la tendencia; en verde se indica el año en que se incorporan las expansiones como resultado del criterio “LOLE2” y marginalista, así como la demanda adicional de 50 MW y las baterías para el caso B_bat.

Se observa un número de arranques notoriamente más bajo del CC500 para el caso B_bat, con un total promedio de 51 arranques en el período, mientras que para el caso B se tenían 87 arranques promedio en el mismo período, coherente con el menor uso del CC500 que cabría esperar, al haber incorporado baterías al sistema.

Se muestra en las figuras a continuación, una comparación entre los casos base B y B_bat, del peso porcentual del costo de cada fuente con respecto al CAD total, y del peso porcentual del despacho de cada fuente con respecto al total, para los escenarios en valor esperado y 5% más seco, en el último año considerado en el estudio, cuando la penetración de baterías puede resultar más relevante:

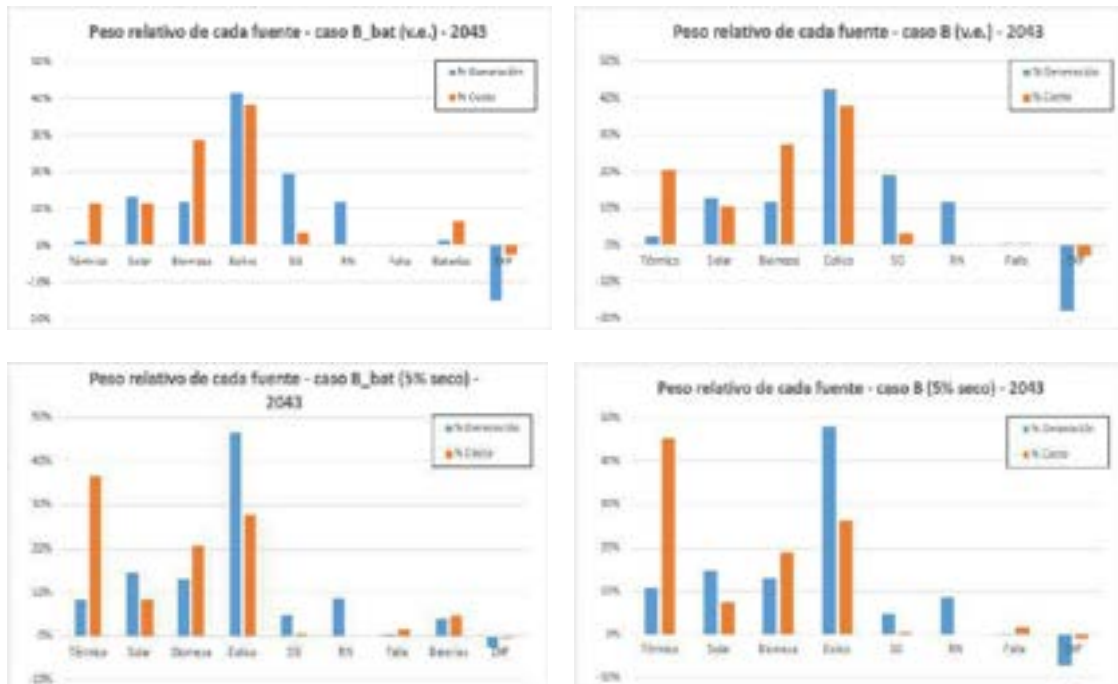


Fig. 66: Comparativo del peso % en el CAD de cada fuente respecto del CAD total, con el peso % respecto del despacho de cada fuente, para los escenarios en valor esperado (arriba) y 5% más seco (abajo), para

el último año considerados en el estudio, para los escenarios B_Bat (izquierda) y B (derecha) **“Incondicional + 50MW” con y sin baterías.**

Puede observarse una disminución importante del costo térmico para el caso que incorpora las baterías, como resultaría esperable. Por otra parte aparece una componente de costo de las baterías, que considera la inversión en las mismas.

En el siguiente gráfico se muestra la energía demandada y entregada por las baterías, valorada al costo marginal esperado del sistema, por paso y por poste, en valores anualizados:

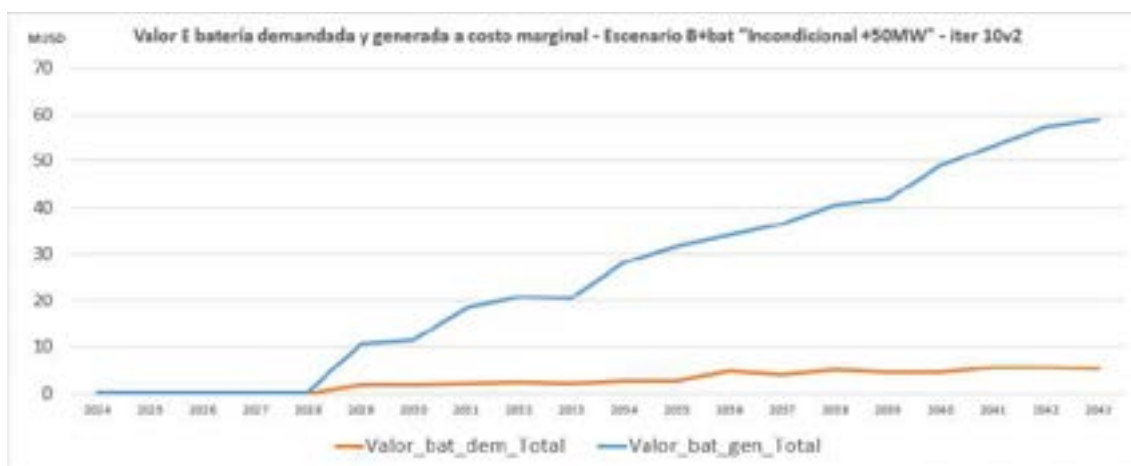


Fig. 67: Energía generada por las baterías (curva azul) y demandada al sistema (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (MUSD) como resultado de las simulaciones, en el escenario **“Incondicional+50MW” con baterías.**

Puede observarse la importante y creciente diferencia entre el valor de compra y de venta de la energía al sistema por parte de las baterías, en valor esperado.

Costo marginal

A continuación se muestran los **valores promedio ponderado mensual** (cmg_m) en valor esperado, comparando el caso original sin baterías (ver sección “Evolución del costo marginal del sistema”) con esta última simulación donde se incluyen las baterías.

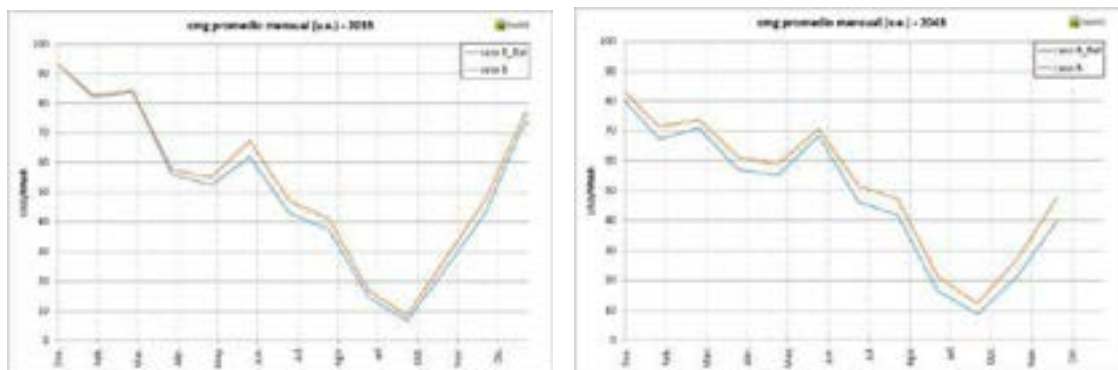
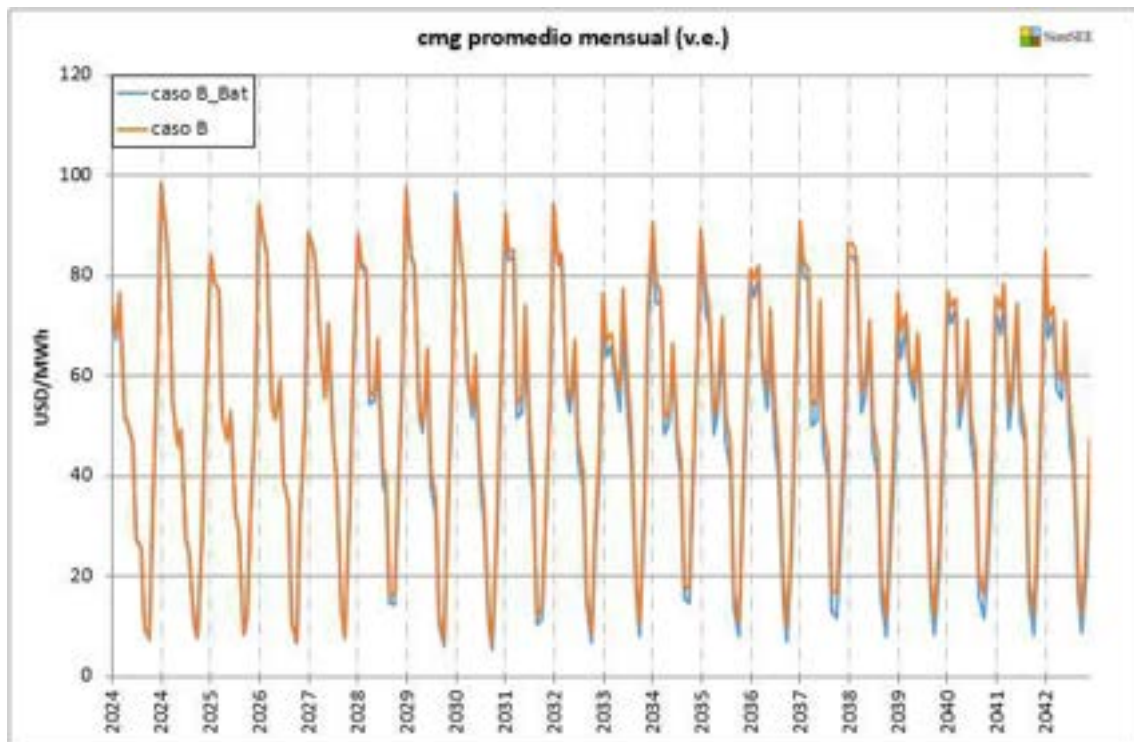


Fig. 68: Evolución del costo marginal (cmg) promedio mensual (USD/MWh), en un escenario de hidraulicidad promedio (v.e.), para el escenario “**Incondicional+50MW**”, con y sin incluir baterías. Se muestra abajo un detalle para el año 10 y el año 20 del estudio.

Puede verse que si bien en los 2 casos los valores resultan muy similares en promedio, resultan algo más bajos para el escenario con baterías, como resultaría esperable.

Se muestra en el siguiente gráfico en detalle la diferencia entre el costo marginal promedio mensual para el caso base B, respecto del caso B_Bat con baterías, en valor esperado:

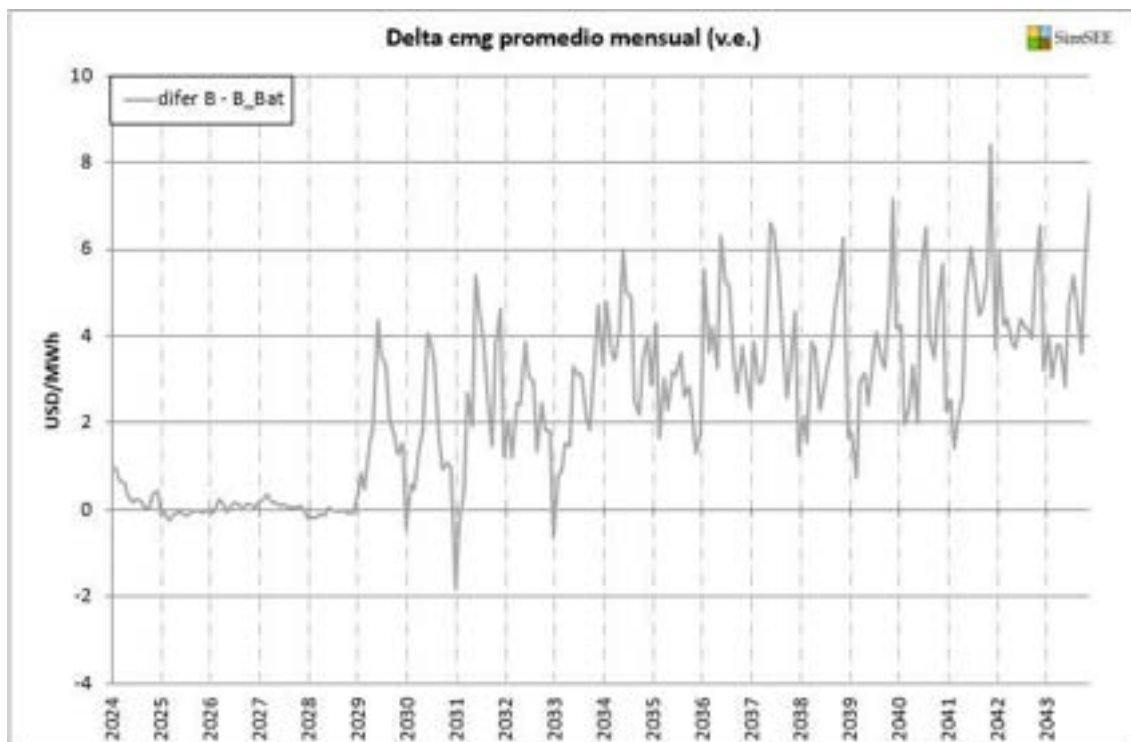


Fig. 69: Evolución de la diferencia del costo marginal (cmg) promedio mensual (USD/MWh), en un escenario de hidraulicidad promedio (v.e.), del caso B_bat, respecto del caso base B.

A continuación se presenta una tabla con los valores del costo marginal promedio, máximo y mínimo mensuales, que se alcanzan en los 2 casos analizados (B y B_Bat), para un escenario de valor esperado:

(USD/MWh)	Caso B_Bat (Incond.+50MW)	Caso B (Incond.+50MW)
promedio	49,34	51,93
máximo	98,46	98,34
mínimo	5,28	6,72

Tabla XLI: Valores promedio, máximo y mínimo (USD/MWh) que alcanza el costo marginal medio mensual en el período, para los 2 escenarios analizados (B_Bat y B), para un escenario de v.e.

El valor **máximo** se tiene en el pico de verano de enero de 2025 en ambos casos, mientras que el valor **mínimo** se tiene en primavera en el mes de octubre de 2031, también en ambos casos.

Solución final obtenida

Se muestra en la siguiente tabla la ampliación propuesta luego de modificar en base al agregado de baterías, la solución previamente ajustada por los criterios de Planificación:

Año	Escenarios						
	B- “Incondicional” Con Dem.50MW			B_bat- “Incondicional” Con Dem.50MW Con Baterías			
	EOL	SFV	TG	EOL	SFV	TG	BAT
2024	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	90	-	-	80	-	-
2026	-	120	-	-	115	-	-
2027	-	275	-	-	270	-	-
2028	-	380	-	-	370	-	-
2029	-	435	-	-	430	-	120
2030	110	480	-	105	465	-	120
2031	220	480	-	210	465	-	240
2032	250	540	-	230	520	-	240
2033	250	540	-	230	520	-	240
2034	490	585	-	455	560	-	360
2035	915	620	138	890	615	-	360
2036	1220	705	207	1185	715	69	480
2037	1710	855	207	1685	860	69	480
2038	1835	915	345	1805	930	138	600
2039	1900	955	345	1845	955	138	600
2040	2025	1110	483	1945	1105	207	720
2041	2050	1120	483	1995	1120	207	720
2042	2190	1175	621	2085	1170	345	720
2043	2245	1215	621	2160	1205	345	720

Tabla XLII: EOL= Potencia total a instalar a partir de parques Eólicos / SFV = Potencia total a instalar a partir de Plantas Solares Fotovoltaicas / TG= Potencia total a instalar a partir de Turbinas de Gas / BAT= Potencia total a instalar de baterías, resultantes luego de ajustar la incorporación de baterías por el criterio “Gradiente de inversión” a la corrida SimSEE de paso semanal ajustada por el 1er y 2º criterio de Planificación energética, por criterio marginalista y “LOLE2”, para el escenario B “Incondicional + 50MW”. Se resaltan en rojo los incrementos resultantes respecto del caso base B sin baterías, y en verde el decremento y retraso de nuevas incorporaciones térmicas, necesarias para dar cumplimiento al criterio “LOLE2”, así como el leve decremento en la incorporación de ERNC obtenidas por el criterio marginalista.

Se observa como resultado más relevante que la incorporación de baterías desplaza el respaldo térmico a incorporar, retrasando su incorporación.

8. Análisis con la demanda del Distribuidor

Se volvió asimismo a simular el caso base (B), considerando la proyección para la demanda proporcionada por el Distribuidor para los primeros 5 años del estudio (2024-2028), la que fuera utilizada por ADME para la confección de su estudio de Programación Estacional nov/2023-abr/2024 (cuyas hipótesis se tomaron como base para el presente estudio) con el agregado de una demanda plana de 50 MW a partir del año 2027 (al igual que en el caso B) (ver sección “Hipótesis – Demanda y Falla”).

Verificación de los criterios de Planificación

Se muestran a continuación los resultados obtenidos a efectos de verificar los **2 criterios de falla energética** aplicados:

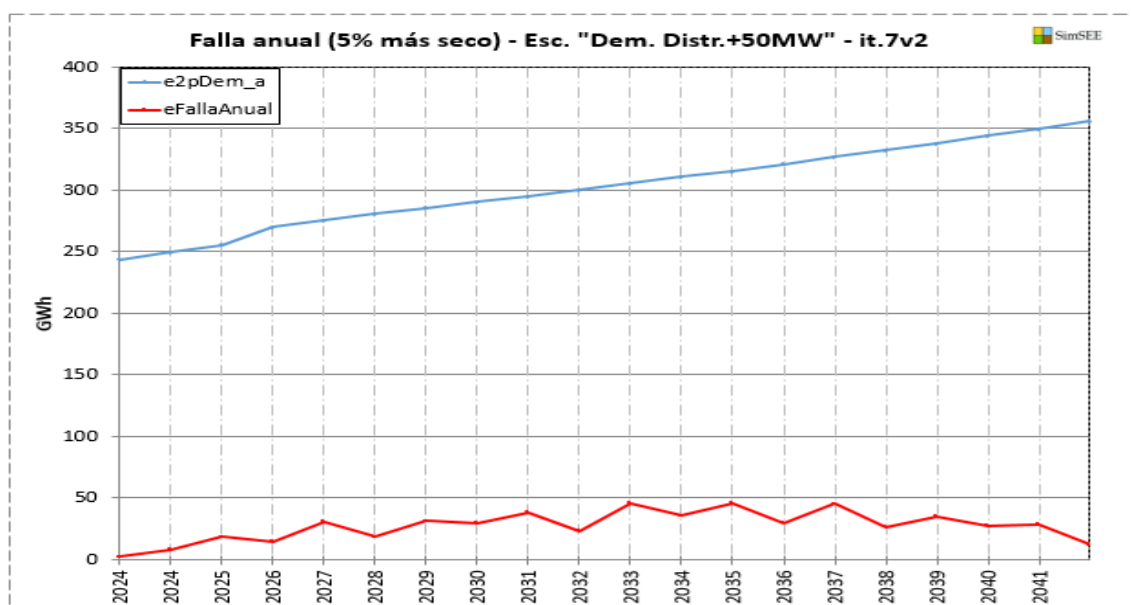


Fig. 70: Falla anual total (curva roja) (MWh) comparada con el 2% de la demanda (curva azul) (GWh) en el caso B_Dist “Dem. Distribuidor + 50 MW”, para un escenario de **baja hidráulica** (5% más seco), para la solución final obtenida

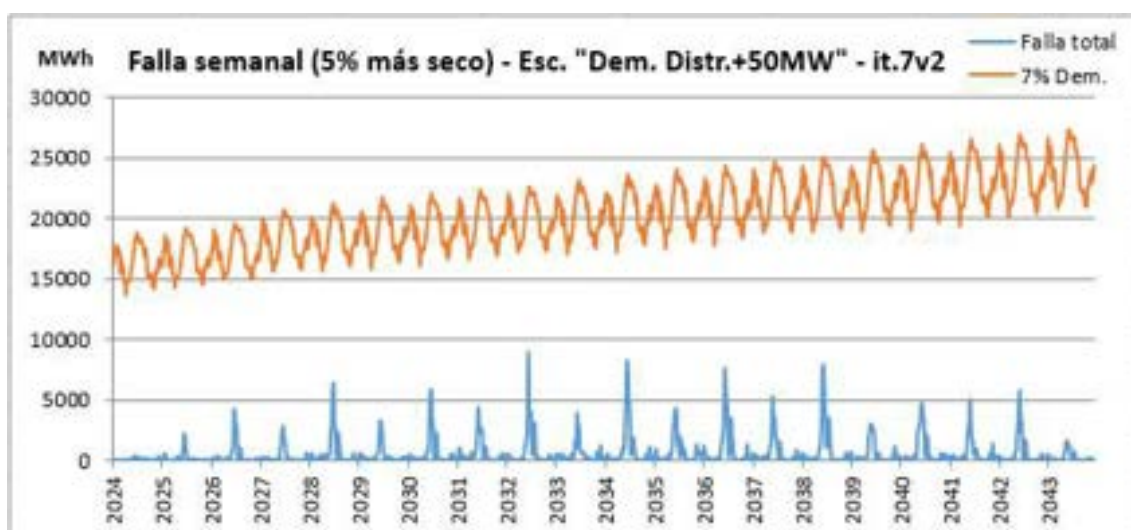


Fig. 71: Falla semanal total (curva azul) (MWh) comparada con el 7% de la demanda (curva naranja) (MWh) en el caso B_Dist “Dem. Distribuidor + 50 MW”, para un escenario de **baja hidráulica** (5% más seco), para la solución final obtenida.

Por su parte el análisis del criterio de optimalidad marginal, para la solución propuesta, muestra la convergencia a los valores objetivo:

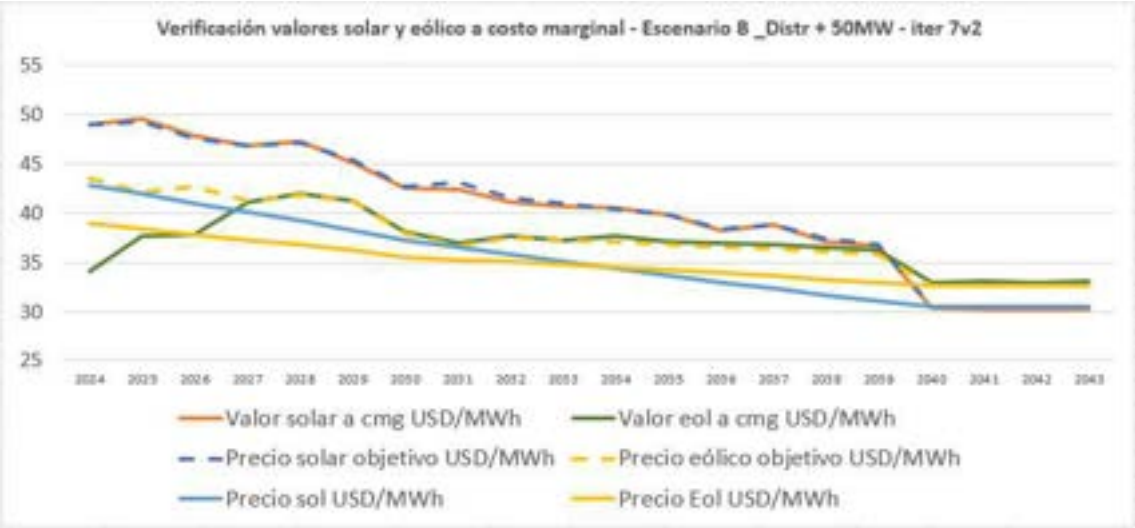


Fig. 72: Energía eólica (curva verde) y solar fotovoltaica (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (USD/MWh) como resultado de las simulaciones, comparadas con los precios eólico y solar objetivo (curvas punteadas, amarilla y azul respectivamente) (USD/MWh) calculados en base a la evolución (decreciente) supuesta en el presente estudio para el precio de la tecnología eólica y solar (curvas amarilla y azul respectivamente) en el **escenario “Dem. Distr. + 50 MW”** para la solución final obtenida.

Asimismo puede apreciarse la convergencia entre el valor del costo marginal y del precio spot:

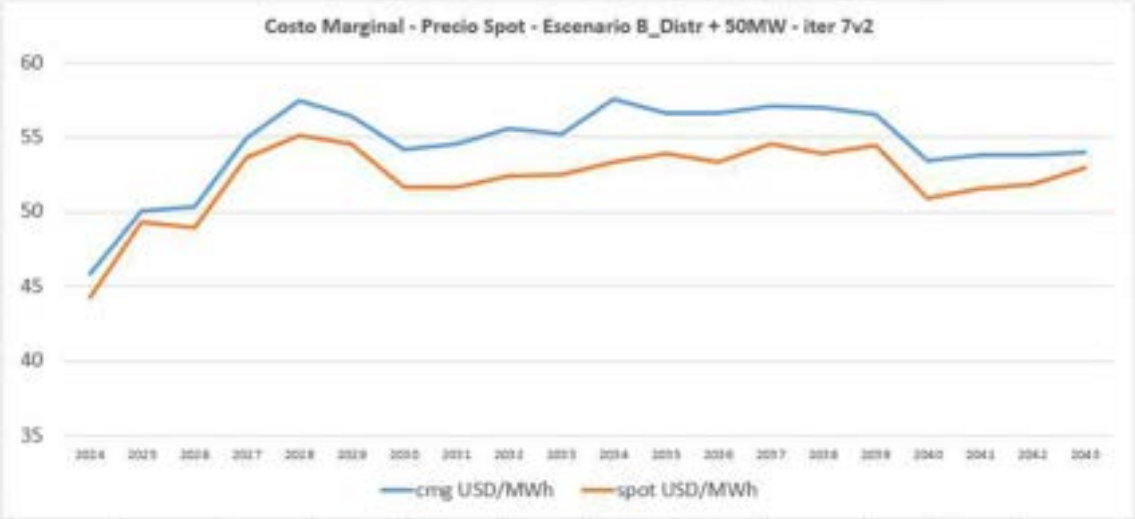


Fig. 73: Costo marginal del sistema (curva azul) y Precio Spot (curva naranja) (USD/MWh) obtenidos como resultado de las simulaciones, en el **escenario “Dem. Distr. + 50 MW”** para la solución final obtenida.

En lo que hace al ensayo de la aplicación del **criterio “LOLE2”**, se verificó que no se superan las 15h anuales toleradas de falla:

LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año
0	0	0	0	2024
3	3	1	0	2025
5	5	2	0	2026
3	3	2	0	2027
8	8	3	1	2028
6	6	2	0	2029
8	8	3	1	2030
9	9	3	0	2031
11	11	4	1	2032
6	6	2	0	2033
14	14	5	1	2034
11	11	4	1	2035
13	13	5	1	2036
9	9	3	0	2037
15	15	5	1	2038
9	9	2	0	2039
12	12	4	1	2040
9	9	3	1	2041
11	11	3	0	2042
5	5	1	0	2043

Tabla XLIII: Valores promedio de LOLE2 anuales obtenidos (columna izquierda, en bordeaux), y detalle de horas promedio de falla 2, 3 y 4, para al **Escenario B_Dist – “Dem. Distr. + 50 MW”** para la solución final obtenida. Se indica en amarillo el año más comprometido, y en naranja el año a partir del cual que se incorporan las TG69.

Despacho previsto y falla

Se muestra en la tabla a continuación un resumen con la diferencia en el despacho para el total del período de las fuentes que muestran los cambios más relevantes, en los distintos escenarios de hidraulicidad considerados, respecto del caso base B:

Despacho en el período (GWh)	eRN		eTermica		eEXP		eFalla	
	B	B_Dist	B	B_Dist	B	B_Dist	B	B_Dist
5% seco	32.326	32.111	40.216	41.996	-12.591	-15.205	529	543
Difer. caso base (B)	-214	-0,7%	1.781	4,4%	-2.614	20,8%	14	2,6%
Valor esperado	48.074	48.202	7.763	8.784	-56.445	-58.623	34	37
Difer. caso base (B)	127	0,3%	1.020	13,1%	-2.177	3,9%	3	8,9%
5% húmedo	76.095	76.044	2.232	3.054	-127.371	-129.168	19	26
Difer. caso base (B)	-52	-0,1%	822	36,8%	-1.796	1,4%	7	34,9%

Tabla XLIV: Despacho total en el período de 20 años (GWh) previsto para el Rio Negro (eRN), las centrales térmicas (eTermica), los excedentes (eEXP) y la falla (eFalla), para los **casos B (base) y B_Distr**, que consideran diferentes proyecciones para la demanda, para un escenario de **baja hidraulicidad** (5% más seco), **valor esperado** y **alta hidraulicidad** (5% más húmedo). Se muestra para cada escenario (en azul cursivo) la diferencia respecto del caso base B, expresada en GWh y %.

En lo que hace al despacho de la biomasa (despachada en la base a costo variable nulo) y Salto Grande (modelada como central de pasada), no se registran diferencias entre los 2 casos (B y B_Dist), ni entre los distintos escenarios de hidraulicidad, como resultaría esperable, por lo que no se muestran. En lo que hace a las ERNC (eólica y SFV), se registran las diferencias resultantes de la distinta expansión considerada (8,9% y 12,2% respectivamente, superiores para el caso

B_Dist, e iguales en todos los escenarios de hidraulicidad). La demanda para el caso B_Dist resulta un 5% superior al caso B en el período.

Despacho en el período (GWh)	eDem		eEolica		eSolar	
	B	B_Dist	B	B_Dist	B	B_Dist
Valor esperado	288.027	302.553	129.255	140.784	32.967	36.992
<i>Difer. caso base (B)</i>	<i>14.527</i>	<i>5.0%</i>	<i>11.528</i>	<i>8,9%</i>	<i>4.025</i>	<i>12,2%</i>

Tabla XLV: Despacho total en el período de 20 años (GWh) previsto para la Demanda (eDem), la generación eólica (eEolica) y la generación SFV (eSolar), para los **casos B (base) y B_Distr**, que consideran diferentes proyecciones para la demanda, para un escenario de **valor esperado**. Se muestra en azul cursivo la diferencia respecto del caso base B, expresada en GWh y %.

A continuación se muestra en detalle el despacho anual de falla previsto para el sistema a lo largo del período considerado:



Fig. 74: Despacho anual total de falla, expresada como porcentaje de la demanda, para diferentes hidraulicidades (5% más seco, v.e. y 5% más húmedo), para el **caso B_Dist – “Dem. Distr. + 50 MW”**.

Se observa un despacho de falla despreciable en v.e., y menor al 0,3% de la demanda para el escenario más seco. Si se compara el despacho anual por tipo de falla (1-4), el mismo resulta muy similar en los dos casos, siendo apenas ligeramente mayor para el caso base B_Dist.

Costo de abastecimiento de la demanda y arranques CC500

Se volvió a calcular el Costo de Abastecimiento de la Demanda para la solución que incluye la demanda proporcionada por el Distribuidor; se muestra el mismo a continuación y su comparación con los valores obtenidos para el caso B.

CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
2024	666	719	1,013
2025	683	752	1,089
2026	702	771	1,129
2027	731	807	1,194
2028	749	829	1,256
2029	759	833	1,238
2030	775	844	1,227
2031	790	860	1,255
2032	805	875	1,274
2033	817	888	1,288
2034	804	876	1,327
2035	784	849	1,246
2036	732	803	1,230
2037	661	732	1,141
2038	668	735	1,153
2039	682	750	1,147
2040	713	772	1,161
2041	726	784	1,150
2042	762	824	1,200
2043	775	834	1,191
TOTAL	14,782	16,135	23,910
Act.2024	7,799	8,524	12,579

Tabla XLVI: Costo anual estimado (MUSD) para el abastecimiento de la demanda (CAD) para el caso B_Dist - “Dem. Distr. + 50 MW”. Se muestra el valor esperado (v.e., en azul), un escenario de baja hidraulicidad (5% más seco) y un escenario de alta hidraulicidad (5% más húmedo). Al pie de la tabla se muestran los totales actualizados al año 2024.

ΔCAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
TOTAL	869	901	1,086
Act.2024	380	400	517

Tabla XLVII: Diferencia resultante en el costo total estimado para el período (MUSD) para el abastecimiento de la demanda (CAD) en el caso B_Dist, restando el caso B (base).

Puede observarse una diferencia positiva para todos los escenarios de hidraulicidad, acorde a lo que cabría esperar, tratándose el caso B_Dist de un caso de mayor demanda.

Al igual que antes, en el valor presentado se encuentra comprendido el costo de arranque del CC500 (asumido en 45 kUSD) obtenido promediando las 1.150 crónicas simuladas. En la siguiente figura se muestran los arranques resultantes:



Fig. 75: Cantidad de arranques anuales del CC500 promedio resultante de simular 1.150 crónicas en las corridas de paso semanal, estimados para el caso B_Dist - “Dem. Distr. + 50 MW”. Se indican algunos eventos relevantes para el sistema que pueden explicar cambios en la tendencia; en verde se indica el año

en que se incorporan las expansiones como resultado del criterio “LOLE2” y marginalista, así como la demanda adicional de 50 MW.

Se observa un número de arranques notoriamente más alto del CC500 para el caso B_Dist, con un total promedio de 105 arranques en el período, mientras que para el caso B se tenían 87 arranques promedio en el mismo período, coherente con el mayor uso del CC500 que cabría esperar, al tenerse más demanda en el sistema.

Costo marginal

A continuación se muestran los **valores promedio ponderado mensual** (cmg_m) en valor esperado, comparando el caso base B:

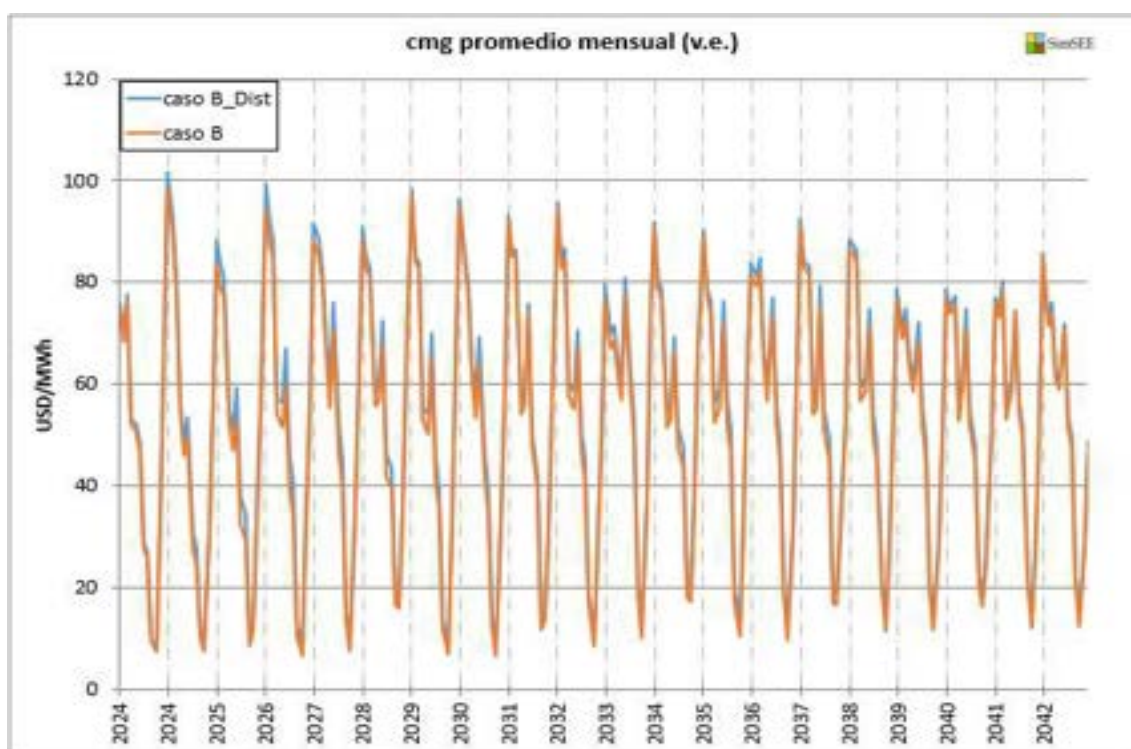


Fig. 76: Evolución del costo marginal (cmg) promedio mensual (USD/MWh), en un escenario de hidraulicidad promedio (v.e.), para el escenario “Dem. Distr. + 50 MW” e “Incondicional+50MW” (casos B_Dist y B).

Puede verse que si bien en los 2 casos los valores resultan muy similares en promedio, resultan algo más bajos para el caso B de menor demanda, como resultaría esperable.

Se muestra en el siguiente gráfico en detalle la diferencia entre el costo marginal promedio mensual para el caso base B_Dist, respecto del caso base B, en valor esperado:

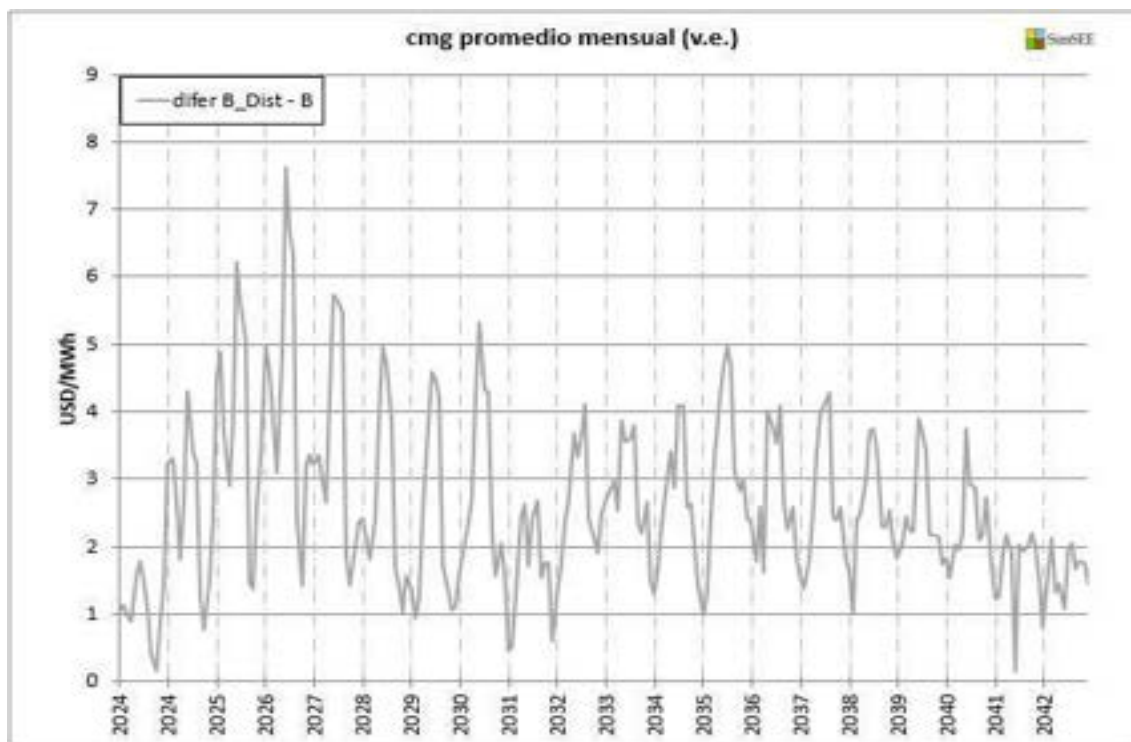


Fig. 77: Evolución de la diferencia del costo marginal (cmg) promedio mensual (USD/MWh), en un escenario de hidraulicidad promedio (v.e.), del caso B_Dist, respecto del caso base B.

A continuación se presenta una tabla con los valores del costo marginal promedio, máximo y mínimo mensuales, que se alcanzan en el caso analizado (B_Dist), y su comparación con el caso B, para un escenario de valor esperado:

(USD/MWh)	Caso B_Dist (Dem.Dist.+50MW)	Caso B (Incond.+50MW)
promedio	54,53	51,93
máximo	101,58	98,34
mínimo	7,74	6,72

Tabla XLVIII: Valores promedio, máximo y mínimo (USD/MWh) que alcanza el costo marginal medio mensual en el período, para los 2 escenarios analizados (B_Dist y B), para un escenario de v.e.

El valor **máximo** se tiene en el pico de verano de enero de 2025 en ambos casos, mientras que el valor **mínimo** se tiene en primavera en el mes de octubre de 2024 para el caso B_Dist y de octubre de 2031 para el caso B.

Anexos

Anexo 1. Proyecciones Internacionales

A continuación se muestra un comparativo entre las proyecciones de IRENA del año 2016⁴³ (que llegan hasta el año 2025), el valor 2020 registrado por IRENA (06/2021); las proyecciones de Chile de fines de 2019, así como las propuestas para Uruguay para los proyectos de H2 y utilizadas en el presente estudio (informe Mc Kinsey, 11/2021):

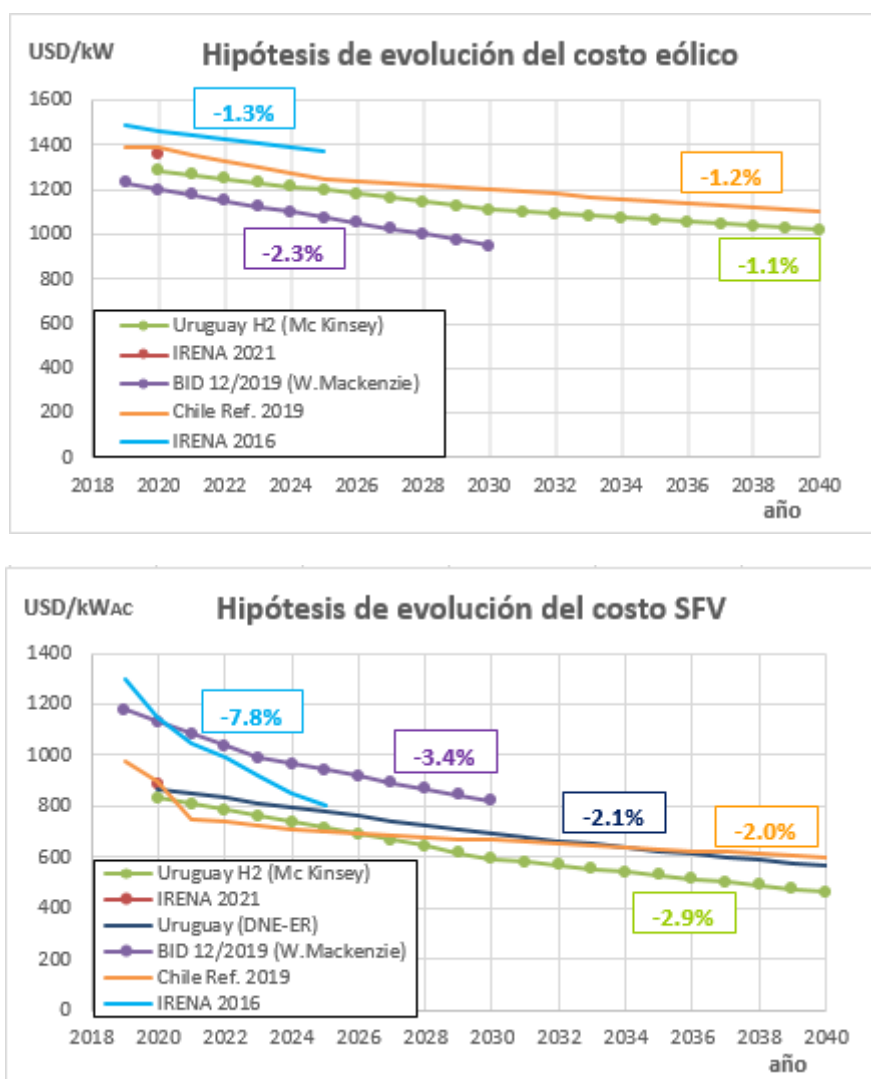


Fig. A1.1: Evolución prevista para los costos (USD/kW AC instalado) de la **tecnología eólica y SFV** en el período de estudio (línea azul) y su comparación con los costos previstos para un país de la región (Chile, 2019, línea naranja), por IRENA hasta el año 2025 (2016, línea celeste), así como el valor promedio para 2020 registrado por IRENA (jun/2021, punto bordeaux), la evolución propuesta para Uruguay hasta 2030 por la consultora Wood Mackenzie en su informe para el BID (2019, línea violeta con puntos; se asumió para la misma una relación 1:1 entre los costos DC y AC) y la evolución propuesta para los proyectos de H2 por la consultora Mc Kinsey (2021, línea verde con puntos). En un recuadro se muestra la tasa de (de)crecimiento acumulada anual (%) para el período considerado en cada proyección.

⁴³ <https://www.irena.org/publications/2016/Jun/The-Power-to-Change-Solar-and-Wind-Cost-Reduction-Potential-to-2025>

Se muestra en la siguiente figura el histórico 2010-2018 con la evolución registrada, a nivel global, del precio de la tecnología eólica y SFV, de acuerdo a lo publicado por **IRENA** en su informe “Renewable Energy Auctions – Status and trends beyond price” ⁴⁴ (06/2019):

Figure 4: Global average prices resulting from auctions, 2010-18

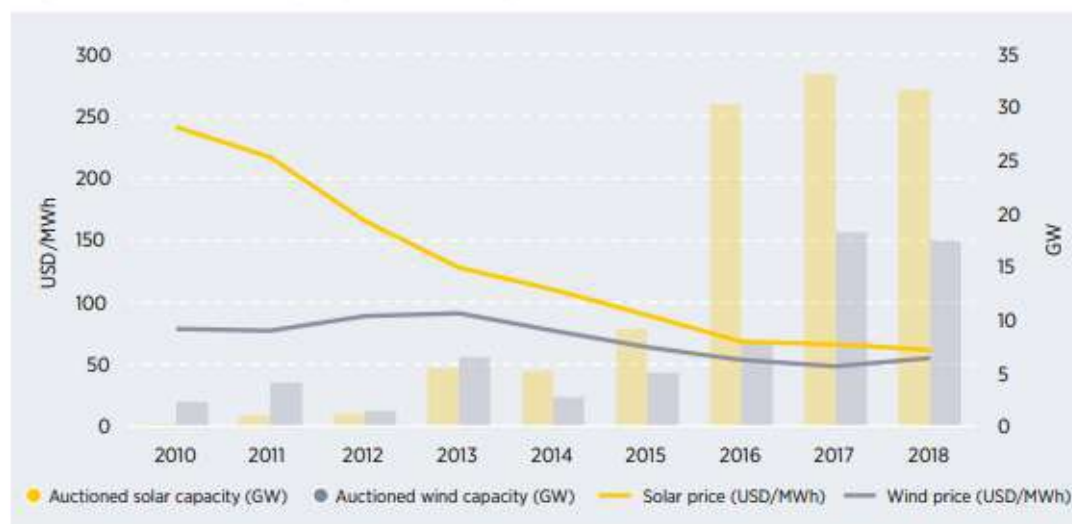


Fig. A1.2: Histórico con la evolución registrada en el período 2010-2018 de los precios promedio a nivel global (USD/MWh) que surgen de subastas llevadas a cabo para incorporar **tecnología eólica y SFV** (líneas azul y amarilla respectivamente), así como de la capacidad subastada (barras azules y amarillas).

Recientemente el **BID** elaboró un informe denominado “Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina⁴⁵” (12/2019) que muestra que los costos a nivel mundial resultarían del orden (incluso algo inferiores) a los aquí considerados, con un promedio global apenas superior a los 800 USD/kW en el año 2030 para la eólica on-shore, debido principalmente a la fuerte tendencia a la baja en el mercado Chino:

⁴⁴ https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2019/Jun/IRENA_Auctions_beyond_price_2019_findings.pdf

⁴⁵ <https://publications.iadb.org/es/evolucion-futura-de-costos-de-las-energias-renovables-y-almacenamiento-en-america-latina>

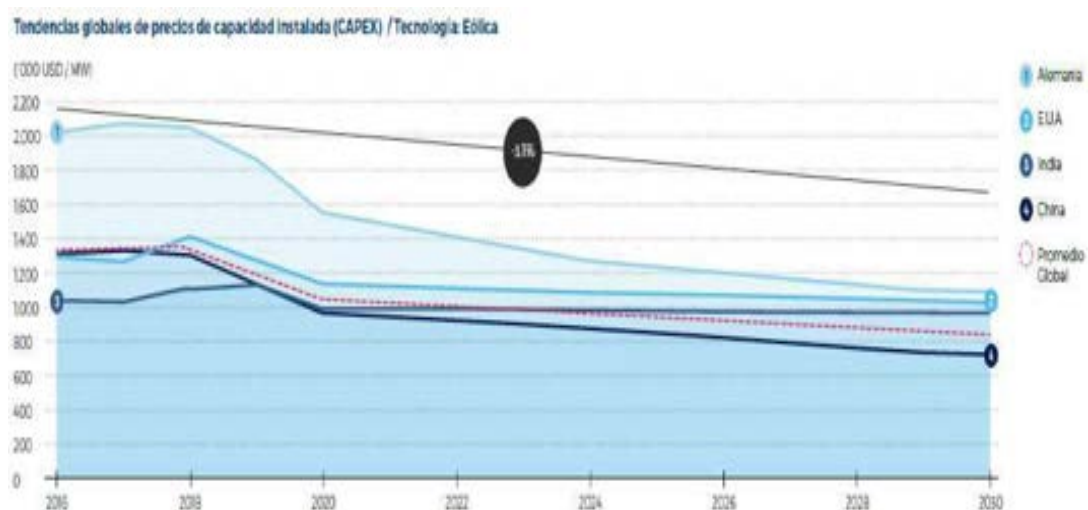


Fig. A1.3: Evolución registrada desde el año 2006 y evolución prevista hasta el año 2030 para los costos (kUSD/MW instalado) de la **tecnología eólica** en distintos países representativos (1-Alemania, 2-USA, 3-India, 4-China) y promedio global (curva punteada roja).

La eólica off-shore continúa aún con proyecciones de precios altas, cercanas y algo superiores a los 3.000 USD/kW para el año 2030.

Para la SFV dicho informe menciona que ya en el año 2018 la mayoría de los mercados a nivel mundial ha roto la barrera de 1.000 USD/kWdc, con India, Pakistán y China registrando los precios más bajos (480 USD/kWdc para la India) y con proyecciones de precios promedio para los principales mercados del orden de 650 USD/kWdc para el año 2030:



Fig. A1.4: Se muestran en distintos tonos que van del amarillo al marrón oscuro los costos (USD/Wdc instalado) promedio de la **tecnología SFV** en el año 2018 en distintos países representativos a nivel mundial. Puede observarse que en todos ellos, a excepción de los coloreados en marrón oscuro, ya se ha superado la barrera de los 1.000 USD/kWdc.

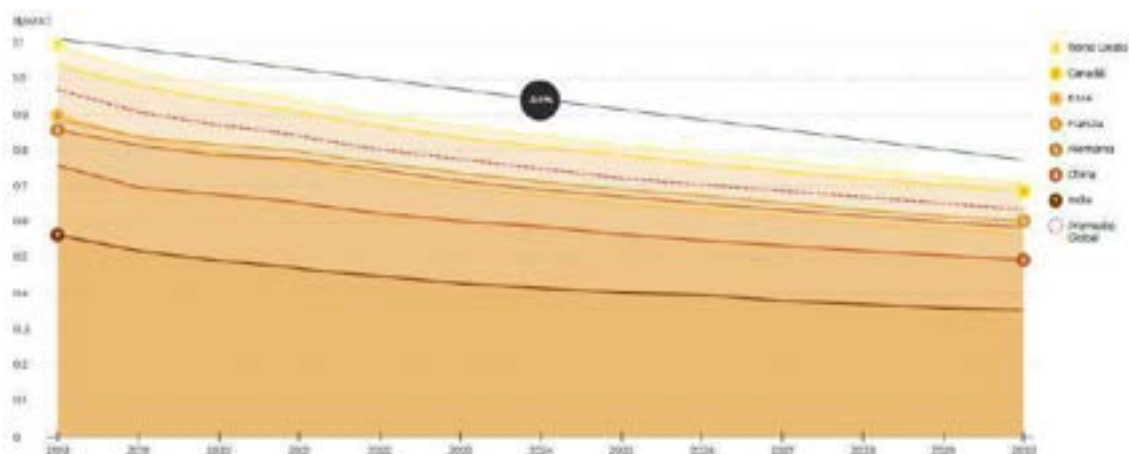


Fig. A1.5: Evolución registrada desde el año 2018 y evolución prevista hasta el año 2030 para los costos (USD/Wdc instalado) de la **tecnología SFV** en distintos países representativos (1-UK, 2-Canadá, 3-USA, 4-Francia, 5-Alemania, 6-China, 7-India) y promedio global (curva punteada roja).

Por otra parte, el promedio de los precios para sistemas de almacenamiento (llave en mano) para los principales mercados a nivel mundial ronda los 1.400 USD/kW para el año 2020:

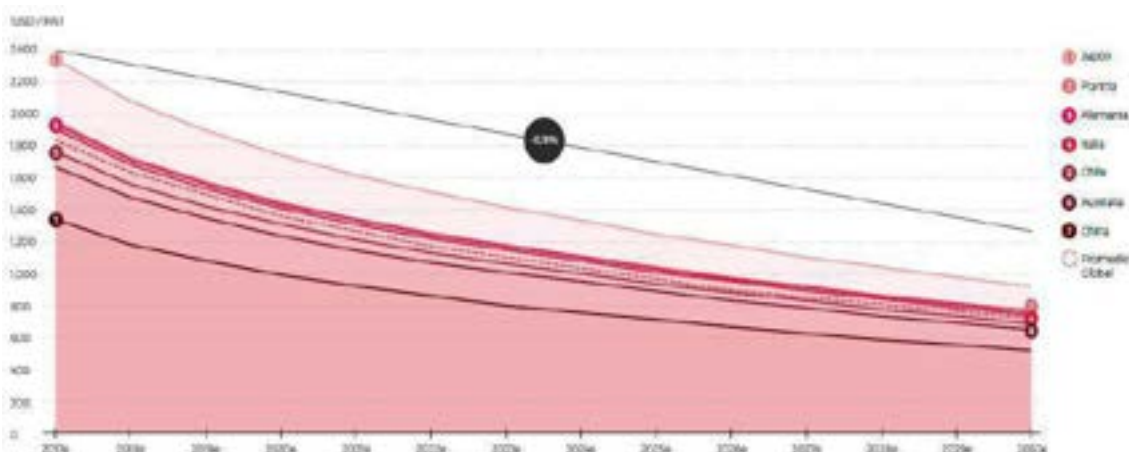


Fig. A1.6: Evolución registrada desde el año 2017 y evolución prevista hasta el año 2030 para los costos (USD/kW instalado) de las **tecnologías de almacenamiento** en distintos países representativos (1-Japón, 2-Francia, 3-Alemania, 4-Italia, 5-Chile, 6-Australia, 7-China) y promedio global (curva punteada roja).

Dicho informe presenta en su Sección 3 un análisis detallado de las tendencias esperadas de los costos en los mercados locales de 10 países de América Latina, entre ellos **Uruguay**.

La evolución de costos prevista para la generación eólica y SFV en nuestro país, junto con una comparación de lo que se espera en promedio a nivel global, se muestra en las siguientes dos figuras, donde se aprecian precios muy similares a los considerados en el presente Plan Indicativo, con una tasa de (de)crecimiento acumulada anual del -2.3% en el período 2019-2030 para la eólica y de un -3.4% para la SFV:

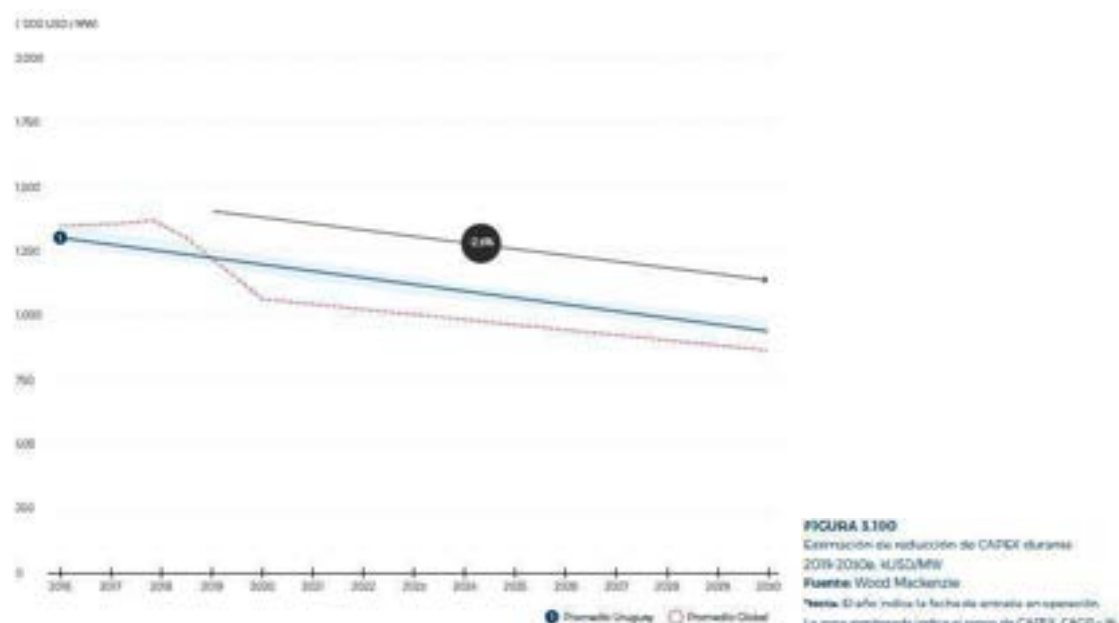


Fig. A1.7: Evolución registrada desde el año 2016 y evolución prevista hasta el año 2030 para los costos (kUSD/MW instalado) de la **tecnología eólica** para Uruguay (línea azul) y promedio global (curva punteada roja). El % indica la tasa de (de)crecimiento acumulada anual en el período 2019-2030.

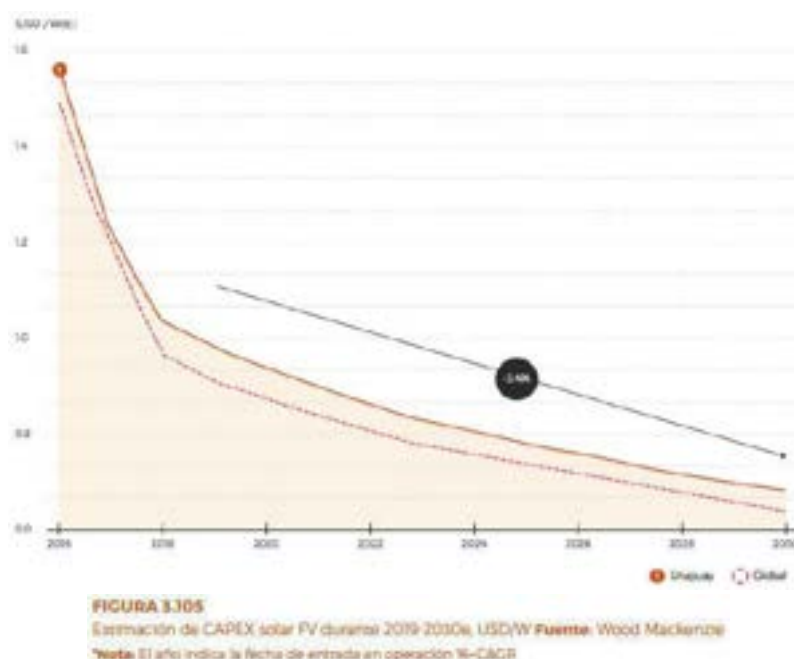


Fig. A1.8: Evolución registrada desde el año 2016 y evolución prevista hasta el año 2030 para los costos (USD/Wdc instalado) de la **tecnología SFV** para Uruguay (línea marrón) y promedio global (curva punteada roja). El % indica la tasa compuesta de (de)crecimiento acumulada anual en el período 2019-2030.

En cuanto a las previsiones de evolución de costos de almacenamiento (baterías), se prevé para Uruguay una tasa de (de)crecimiento acumulada anual del -6.5% en el período 2019-2030:

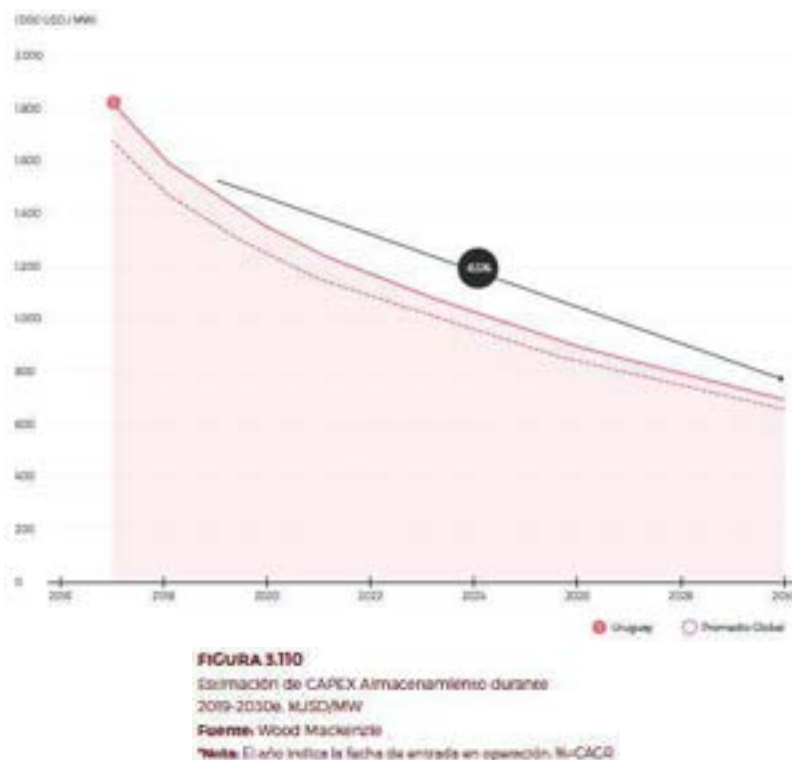


Fig. A1.9: Evolución registrada desde el año 2017 y evolución prevista hasta el año 2030 para los costos (USD/kW instalado) de las **tecnologías de almacenamiento** para Uruguay (línea entera roja) y promedio global (curva punteada roja). El % indica la tasa compuesta de (de)crecimiento acumulada anual en el período 2019-2030.

El **informe de Lazard** (v16, 04/2023)⁴⁶ presenta costos levemente inferiores en lo que hace al límite inferior, respecto del año anterior (v15) para las ER, aunque con mayor dispersión hacia el límite superior, en un rango que oscila entre 1.025-1.700 USD/kW para la eólica on-shore, entre 3.000-5.000 USD/kW para la eólica off-shore y entre 700-1.400 USD/kW para la SFV de gran escala. Asimismo presenta valores para la eólica on-shore con almacenamiento incorporado en un rango entre 1.375-2.250 y para la SFV con almacenamiento entre 1.075-1.600 USD/kW. Mientras que los costos para las TG se mantienen oscilando entre los 700-1.150 USD/kW y para los CC entre 650-1.300 USD/kW.

⁴⁶ <https://www.lazard.com/media/20zoovyg/lazards-lcoeplus-april-2023.pdf>

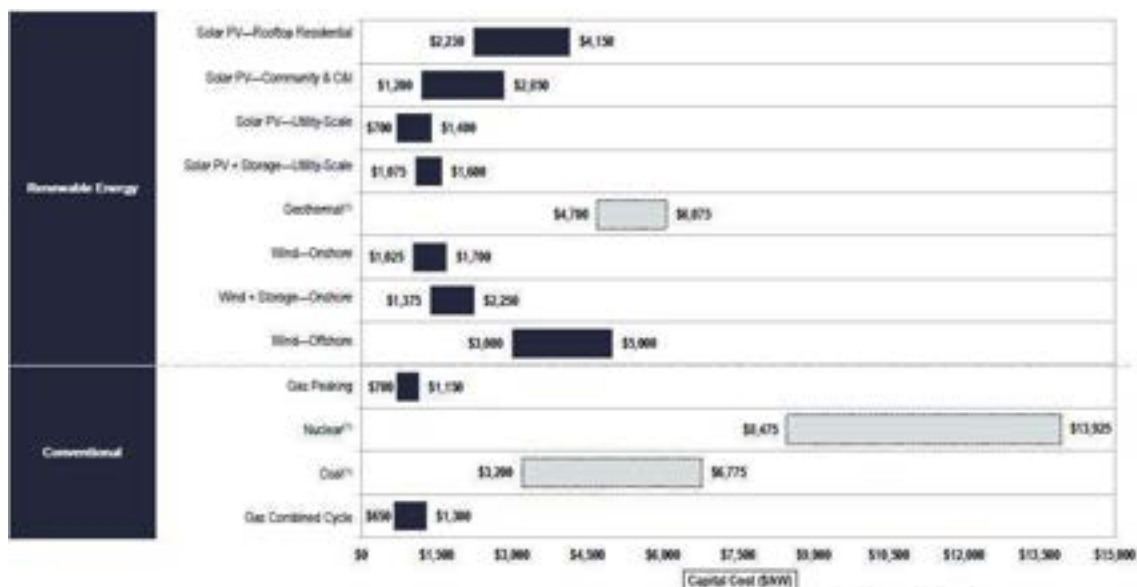


Fig. A1.10: Costos estimados (USD/kW) por la consultora Lazard para diferentes tecnologías de generación **convencionales y renovables** (ver link al informe de 04/2023).

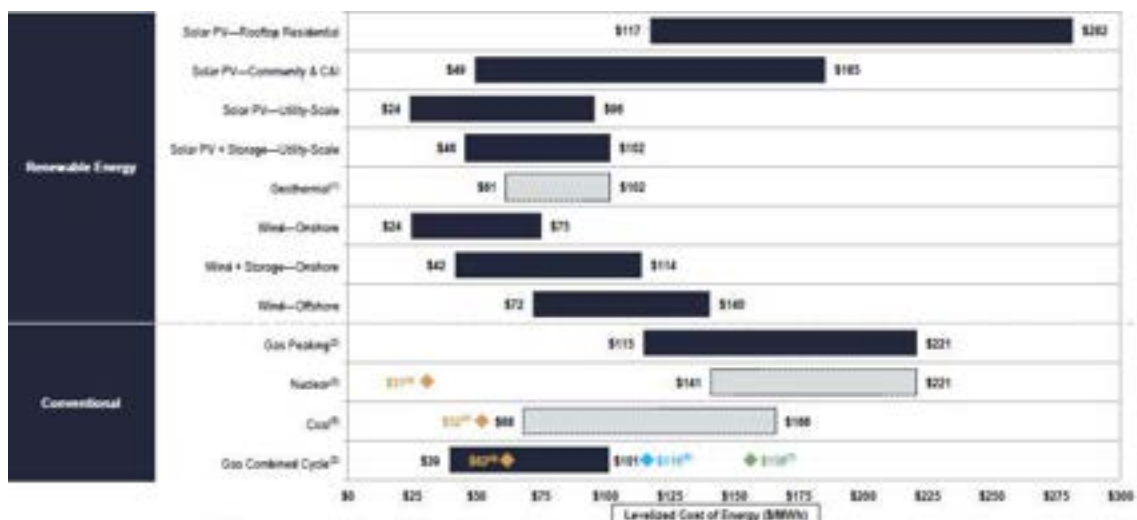


Fig. A1.11: Costos nivelado de la energía (LCOE-USD/MWh) publicado por la consultora Lazard para diferentes tecnologías de generación **convencionales y renovables** (ver link al informe de 04/2023).

Sin embargo otras fuentes predicen costos mayores de inversión para la tecnología eólica y SFV.

La **actualización 2023 de la EIA** de su estudio sobre costos de capital⁴⁷, informa costos algo más elevados que en su informe anterior (año 2020), no informa valores para parques eólicos de 50 MW, solo presenta un valor de 1.489 USD/kW (superior al utilizado en el presente estudio) para parques de 200 MW. Para la SFV informa costos del orden de 1.502 USD/kW para una planta de 150 MW. Puede observarse asimismo como los precios para la eólica off-shore siguen siendo muy elevados y presenta precios para SFV con almacenamiento de baterías en un rango de 2.175-2.561 USD/kW. Para las turbinas de combustión (de mayor porte que las consideradas en el presente estudio) presenta costos en un rango entre 836-1606 USD/kW y para los Ciclos Combinados precios que oscilan entre 868-921-2.365 USD/kW para un tamaño grande (1.227

⁴⁷ https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2025.pdf

MW), mediano (627 MW) y con captura de carbono (543 MW con 95% de captura) respectivamente.

Case No.	Technology	Description	Net Nominal Capacity (MW)	Net Nominal Heat Rate (Btu/kWh)	Capital Cost (\$/kW)	Fixed O&M Cost (\$/kW-year)	Variable O&M Cost (\$/MWh)	Nitrogen Oxide (NOx) (lb/MWh)	Sulfur Dioxide (SO ₂) (lb/MWh)	Carbon Dioxide (CO ₂) (lb/MWh)
3	Aeroderivative CTs – Simple Cycle	4 x 54 MW Gross	211	9,447	\$1,008	\$9.58	\$5.70	0.0078	0.00	117
4	CTs – Simple Cycle	1 x H-Class	419	9,142	\$836	\$5.87	\$1.24/MWh, \$23,100/Start	0.0075	0.00	117
5	CC 2x2x1	2 x 1 H-Class	1,227	8,286	\$666	\$12.12	\$3.41	0.0075	0.00	117
6	CC 1x1x1, Single Shaft	1 x 1 H-Class SS	627	8,226	\$621	\$15.51	\$3.33	0.0075	0.00	117
7	CC 1x1x1, Single Shaft, with 85% Carbon Capture	1 x 1 H-Class SS	543	7,239	\$2,365	\$24.78	\$5.05	0.0075	0.00	8
13	Onshore Wind – Large Plant Footprint: Great Plains Region	200 MW (2.8 MW WTG)	200	N/A	\$1,489	\$23.06	\$0.00	0	0	0
14	Onshore Wind – Repowering/Retrofit	150 MW (1.5 – 1.82 MW WTG)	150	N/A	\$1,365	\$26.55	\$0.00	0	0	0
15	Fixed-bottom Offshore Wind: Monopile Foundations	900 MW (15 MW WTG)	900	N/A	\$3,689	\$154.00	\$0.00	0	0	0
16	Solar PV with Single-Axis Tracking	150 MW _{dc}	150	N/A	\$1,502	\$20.23	\$0.00	0	0	0
17	Solar PV with Single-Axis Tracking and AC-Coupled Battery Storage	150 MW _{dc} Solar, 50 MW (200 MWh) Storage	150	N/A	\$2,175	\$36.39	\$0.00	0	0	0
18	Solar PV with Single-Axis Tracking and DC-Coupled Battery Storage	150 MW _{dc} Solar, 50 MW (200 MWh) Storage	150	N/A	\$2,561	\$39.24	\$0.00	0	0	0
19	BESS	Lithium Ion, 150 MW (600 MWh)	150	N/A	\$1,744 (\$436/kWh)	\$40.00	\$0.00	0	0	0

Fig. A1.12: Costos estimados (USD/kW) por la EIA (USA) para diferentes tecnologías de generación convencionales y renovables (ver link al informe 2023).

La **actualización 2023 de NREL** de su “Annual Technology Baseline” (ATB)⁴⁸ muestra los siguientes valores para el año 2024:

		LCOE (\$/MWh)		CAPEX (\$/kW)		Capacity Factor		Variable O&M (\$/MWh)		Fixed O&M (\$/kW-yr)		Heat Rate (MMBtu/MWh)		OCC (\$/kW)	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Land-Based Wind	Market	9.5	61	1,274	1,819	0.26	0.51			25	37			1,200	1,714
Offshore Wind	Market	59	111	2,766	3,485	0.29	0.48			91	105			1,826	2,474
Commercial DW	Market	31	218	1,906	4,786	0.15	0.49			36	36			1,837	4,614
Large DW	Market	31	105	1,906	2,386	0.15	0.52			36	36			1,837	2,301
Midsize DW	Market	31	156	1,906	3,137	0.15	0.48			36	36			1,837	3,025
Residential DW	Market	31	236	1,906	6,339	0.15	0.43			36	36			1,837	6,112
Utility PV	Market	22	50	1,259	1,290	0.2	0.32			21	21			1,215	1,245
Commercial PV	Market	67	109	1,745	1,790	0.12	0.19			18	18			1,683	1,726
Residential PV	Market	107	171	2,686	2,736	0.12	0.19			28	29			2,666	2,736
CSP	Market	76	103	6,190	6,528	0.51	0.67	3.4	3.4	61	63			5,821	6,140
Geothermal	Market	62	94	6,439	8,708	0.8	0.9			111	145			4,422	5,886
Hydropower	Market	76	415	3,008	18,947	0.33	0.66			25	189			2,820	18,702
Utility-Scale PV+Plus-Battery	Market	57	98	1,857	2,130	0.21	0.33			51	59			1,792	2,056
Utility-Scale Battery Storage	Market									18	90			720	3,615
Commercial Battery Storage	Market									27	73			1,074	2,911
Residential Battery Storage	Market									63	102			2,917	4,075
Pumped Storage Hydropower	Market							0.54	0.54	19	19			2,046	4,157
Coal	Market			3,492	6,191			8.4	15	77	150	8.3	8.4	2,811	4,983
Natural Gas	Market			1,103	1,259			1.9	6.4	24	31	6.2	9.7	987	1,126
Biopower	Market	160	160	4,851	4,851	0.64	0.64	5	5	157	157	14	14	4,319	4,319
Nuclear	Market	119	119	8,496	8,496	0.93	0.93	2.5	2.5	152	152	10	10	6,721	6,721

⁴⁸ <https://atb.nrel.gov/electricity/2023/index>

Tabla A1.I: Costos de inversión (USD/kW) proyectados por NREL al año 2024 para **tecnologías maduras** en el mercado, en 3 escenarios: conservador, moderado y avanzado (se muestra el moderado), para proyectos de duración 20 años, cuyos supuestos y descripción detallados se encuentran en la página web de NREL (ver link al informe 2023).

En la tabla siguiente pueden verse los costos previstos, para el año 2030:

		LOOE (\$/MWh)		CAPEX (\$/kW)		Capacity Factor		Variable O&M (\$/MWh)		Fixed O&M (\$/kW-yr)		Heat Rate (MMBtu/MWh)		OCC (\$/kW)	
		Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max	Min	Max
Land-Based Wind	Market	3.1	47	1,096	1,536	0.26	0.53			22	35			1,832	1,447
Offshore Wind	Market	48	92	2,435	3,128	0.3	0.51			79	94			1,698	2,220
Commercial DW	Market	22	97	1,432	3,093	0.2	0.57			35	35			1,381	2,562
Large DW	Market	22	62	1,432	1,891	0.2	0.6			35	35			1,381	1,823
Midsize DW	Market	22	76	1,432	2,196	0.2	0.58			35	35			1,381	2,117
Residential DW	Market	22	139	1,432	3,640	0.2	0.49			35	35			1,381	3,509
Utility PV	Market	9.7	35	917	1,038	0.2	0.33			16	18			885	1,002
Commercial PV	Market	47	85	1,263	1,440	0.12	0.2			14	15			1,218	1,388
Residential PV	Market	73	131	1,822	2,104	0.12	0.19			20	23			1,822	2,104
CSP	Market	52	81	4,062	5,078	0.51	0.67	2.9	3	45	52			3,820	4,775
Geothermal	Market	53	84	5,319	7,898	0.8	0.9			106	134			3,801	5,241
Hydropower	Market	89	316	2,857	19,709	0.32	0.66			20	189			2,679	18,479
Utility-Scale PV+Plus-Battery	Market	44	78	1,366	1,649	0.21	0.34			44	53			1,319	1,591
Utility-Scale Battery Storage	Market									13	64			538	2,569
Commercial Battery Storage	Market									21	56			836	2,252
Residential Battery Storage	Market									49	83			1,958	3,304
Pumped Storage Hydropower	Market							0.54	0.54	19	19			1,983	4,157
Coal	Market			3,321	6,117			8.1	15	74	148	8.1	8.3	2,673	4,924
Natural Gas	Market			1,050	1,185			1.8	6.4	23	29	6	9.7	939	1,060
Biopower	Market	155	155	4,489	4,489	0.64	0.64	5	5	157	157	14	14	3,997	3,997
Nuclear	Market	86	86	7,730	7,730	0.93	0.93	2.5	2.5	152	152	10	10	6,115	6,115

Tabla A1.II: Evolución proyectada al año 2030 para los costos (USD/kW instalado) de las distintas **tecnologías maduras** en el escenario moderado, para proyectos de duración 20 años, cuya supuestos y descripción detallada se encuentra en la página web de NREL (ver link al informe 2023).

En su **edición 2020** del estudio sobre costos proyectados de generación, **la IEA junto con la NEA⁴⁹**, listan costos medios para distintos países OECD y unos pocos países no-OECD (Brasil, China, India) de las distintas tecnologías. Los costos proyectados para Brasil oscilan en un rango entre 1.359-1.378 USD/kW, para la eólica y 1.239-1.256 USD/kWe (lado AC) para la SFV. Asimismo presenta costos para las TG que oscilan entre los 791-814 USD/kW y para los CC entre 1.062-1.108 USD/kW.

La consultora **Mc Kinsey** presenta en su **informe de noviembre/2021**, entre otras cosas, un análisis de los factores de capacidad (o factores de planta, fp) que se podrían obtener en Uruguay para plantas SFV y parques eólicos, así como la proyección hasta el año 2050 de un rango de costos para las diferentes tecnologías (la misma se utilizó en el caso C, considerando los valores inferiores de cada rango):

⁴⁹ https://www.oecd-nea.org/jcms/pl_51110/projected-costs-of-generating-electricity-2020-edition

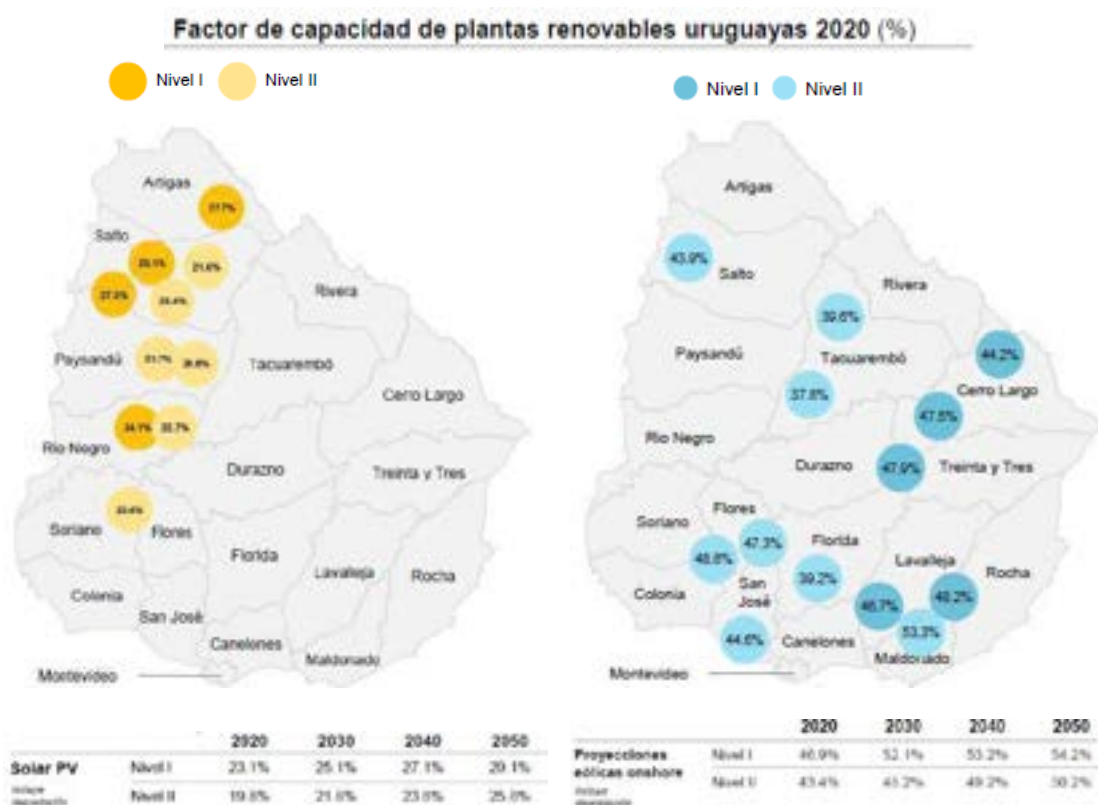


Fig. A1.13: Factores de capacidad estimados y evolución proyectada para los mismos hasta el año 2050 (%) para plantas SFV de tecnología mono-facial de seguimiento de eje único (izq.) y parques eólicos onshore de 2-4 MW (der.) ubicados en distintos puntos del País, por la consultora Mc Kinsey (11/2021).

A/ Solar de escala pequeña (20 - 100 MW): mono-facial, seguimiento de eje único

Factores de LCOE	2020	2030	2040	2050
I CAPEX, USD/kWDC	675 - 745	435 - 485	305 - 325	235 - 255

B/ Eólica onshore a escala pequeña (20-100 MWs): turbinas de ~4-6 MW

Factores del LCOE	2020	2030	2040	2050
I CAPEX, USD/kW	1,125 - 1,245	950 - 1,050	860 - 955	785 - 870

Proyecciones de eólica offshore a gran escala (+500 MWs)

Factores del LCOE	2025	2030	2040	2050
I CAPEX, USD/kW	Fijo	2,220-2,455	1,820 - 2,015	1,560 - 1,725
				1,340 - 1,480

Fig. A1.14: Evolución proyectada hasta el año 2050 para los costos (USD/kW instalado) de las tecnologías SFV y eólica (onshore y offshore) por la consultora Mc Kinsey (11/2021); estos valores no incluyen los costos de conexión a la red.

Por su parte la **CNE de Chile** publica anualmente su informe de costos previstos para las tecnologías de generación y almacenamiento, y en su **actualización 2024**⁵⁰ publica costos del orden de 1.604 USD/kW para parques eólicos de 100 MW, y un valor de 1.551 USD/kW (superior al utilizado en el presente estudio) para parques de 250 MW. Para la SFV informa costos del orden de 832 USD/kW para una planta de 50 MW, y de 744 USD/kW para 100 MW. Puede observarse asimismo como los precios para la solar de concentración siguen siendo muy elevados y presenta precios para SFV con almacenamiento de baterías en un rango de 1.093-1.588 USD/kW para plantas entre 50 y 100 MW, así como para eólica con almacenamiento de baterías en un valor de 2.014 USD/kW para un parque de 100 MW. Para las turbinas de combustión (de 211 MW, siendo de mayor porte que las consideradas en el presente estudio) presenta un costo de 816 USD/kW y para un Ciclos Combinados de porte medio de 630 MW presenta un costo de 1.086 USD/kW.

Tipo de Sistema	Capacidad	Costo Unitario (kUSD/MW)	Comentario
Ciclo Abierto	211 MW	816	
Ciclo Combinado	630 MW	1086	
Solar Fotovoltaica	3 - 9 MW	1040 - 1125	
	50 - 100 MW	744 - 832	
Eólica	100 - 250 MW	1551 - 1604	
Solar térmica (Concentración)	115 MW @ 13 hrs	6381	Generación 24 horas
	115 MW @ 13 hrs	5677	Generación sólo nocturna
	115 MW @ 5 hrs	5027	
BESS	5 - 25 MW @ 5 hrs	2251 - 2828	Aplicación gestión de energía ERNC
	10 MW @ 0,25 hrs	700	Aplicación Servicios Complementarios
	200 MW @ 0,25 hrs	400	Aplicación como activo de transmisión (T4-1)
Híbrida Solar Fotovoltaica & Almacenamiento	9 MW PV; 5 MW @ 5 hrs	2024	Se considera como base la capacidad de la central PV
	50 - 100 MW PV; 25 MW @ 5 hrs	1093 - 1588	Se considera como base la capacidad de la central PV
Híbrida Eólica & Almacenamiento	100 MW; 25 MW @ 5 hrs	2014	Se considera como base la capacidad de la central eólica

Fig. A1.15: Costos proyectados de inversión (kUSD/MW instalado) para las distintas **tecnologías de generación**, cuya supuestos y descripción detallada se encuentra en la página web de la CNE de Chile (ver link al informe 2024).

Tecnología	Costo de Inversión (US\$/kW)		
	Bajo	Promedio	Alto
Almacenamiento BESS @2-4 hrs		1.252	
Almacenamiento BESS @4-6 hrs		1.556	
Solar	715	771	874
Solar PMGD	875	941	1.054
Solar + Almacenamiento @2-4 hrs/70%P _{nom}	1.250	1.503	1.771
Solar + Almacenamiento @4-8 hrs/90%P _{nom}	1.444	1.762	2.075
Eólica	1.340	1.534	1.868
Eólica + Almacenamiento @4-5 hrs/50%P _{nom}		1.727	
Térmica Diésel		487	
Mini Hidro-Pasada		2.239	

Fig. A1.16: Rango de costos proyectados de inversión (kUSD/MW instalado) para las distintas **tecnologías de generación**, recabados de proyectos de generación en construcción y estudio por parte de la CNE de Chile (ver link al informe 2024).

El **Ministerio de Energía de Chile** por su parte publicó el **Informe de Actualización de Antecedentes 2023**⁵¹, en el que informa la siguiente previsión de evolución para los costos de las tecnologías de generación, en el caso referencial, donde la evolución prevista para los costos

⁵⁰ <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2024/06/ICTG-Mayo-2024.pdf>

⁵¹ https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/20230926_men_pelp_iaa2023.pdf

eólicos y SFV parecen acompañarse, manteniéndose siempre algo por encima el eólico como resulta esperable:



Fig. A1.17: Evolución proyectada hasta el año 2050 para los costos (USD/kW instalado) de las diferentes **tecnologías de generación** por el Ministerio de Energía de Chile (ver link al informe de 2023 para una descripción de las mismas).

Anexo 2. Resultados de la aplicación de los distintos criterios de planificación.

Análisis con SimSEE.

Con el fin de verificar el cumplimiento de los criterios de planificación enunciados, se utilizó la herramienta **SimSEE** que permite un modelado de los recursos eólico, hidráulico y solar, más adecuado a las características intrínsecas de aleatoriedad de los mismos.

A efectos de obtener la expansión óptima, que cumpla con los criterios de planificación utilizados, se dividió dicho análisis en 3 etapas:

- i) Se realizó un análisis del cumplimiento de **los 2 criterios utilizados para limitar la falla energética**, buscando identificar las ampliaciones necesarias para que el sistema presente robustez frente a la misma.

A efectos de analizar el cumplimiento del primer criterio de Planificación energética (anual) se realizaron simulaciones con 115 crónicas históricas, que permiten seleccionar los 5 años más secos (1917, 1933, 1943, 1944, 1945) y analizar la falla del sistema simulando los aportes correspondientes a dichos años.

A continuación se verificó si los escenarios analizados cumplen con el segundo criterio de Planificación energética (semanal). Para ello se simularon 1.150 crónicas históricas (a efectos de tener correctamente representado el 5% más seco, así como las roturas aleatorias, repitiendo 10 veces la simulación de cada crónica de aportes, en distintos escenarios de roturas aleatorias) y se utilizó el índice de hidraulicidad semanal resultante de la suma de aportes a las centrales (Bonete, Palmar y Salto Grande), a efectos de ordenar las variables crónicas en base al mismo. En el escenario 5% más seco, se chequeó con paso semanal si se cumple el criterio enunciado.

- ii) Se buscó identificar las ampliaciones en ER que permiten **alcanzar el óptimo económico para el sistema**, por tratarse de tecnologías con costos de inversión decreciente en el período analizado, comprobando si las mismas se remunerarían al cmg del sistema en valor esperado.

Se aplicó el criterio de “condición de optimalidad marginal de inversiones”, mediante la realización de sucesivas iteraciones en SimSEE, buscando igualar, en base anual, la energía generada por las expansiones en tecnologías renovables (eólica y SFV) valorizada al costo marginal esperado del sistema (por poste y en cada paso), al costo objetivo (decreciente) asociado a la inversión en dichas tecnologías en el mismo año. Se verificó en cada iteración si existía margen para el agregado de unidades adicionales de cada tecnología, las que al agregarse al parque generador en la siguiente iteración, provocan una disminución del cmg del sistema (puesto que se despachan en la base a cmg nulo), o si por el contrario se verificaba un exceso instalado de estas tecnologías, por lo que una mayor inversión en las mismas no se remuneraría al cmg esperado del sistema.

- iii) Por último se verificó el cumplimiento del criterio denominado “LOLE2”, que busca limitar el número esperado de horas de falla intempestiva, identificando las horas anuales de falla

2 (ya que las horas con falla 3 y 4 también tendrán falla 2) y promediando dicho valor en las 1.150 crónicas simuladas, verificando que no supere las 15 horas anuales.

A2.0. Escenario sin expansiones

Como punto de partida se analizaron todos los escenarios en la situación actual, sin incluir expansiones, a efectos de visualizar a partir de qué año (o alternatively, a partir de qué valor de demanda anual, dado que el año en concreto dependerá de la proyección de demanda considerada), el sistema presentaría una falla mayor a los límites tolerados. Se analizó el cumplimiento de los criterios de planificación arriba mencionados.

El análisis del **primer criterio** muestra que para el **escenario "Incondicional" (caso A)**, a partir del **año 2035** (en el que se alcanzan los 14.000 GWh de demanda anual) la energía de falla anual estaría superando ampliamente el 2% de la demanda anual considerando el promedio de las 5% crónicas más secas. Para el **escenario "Incondicional + 50 MW" (caso B)**, esto sucedería asimismo a partir del **año 2035** (en el que se alcanzan los 14.400 GWh de demanda anual), encontrándose ya próxima al límite en el año 2034. El **caso C** sin expansiones es idéntico al caso B, por lo que no se analizó. Para el **escenario "Incondicional + 50 MW" con comercio internacional (caso D)** se observa asimismo un leve incumplimiento del 1er criterio a partir del **año 2035**, acentuándose luego a medida que transcurre el período, como se observa en los restantes casos.

En las siguientes figuras se muestran los resultados obtenidos para el **segundo criterio**, que resulta generalmente el más exigente de los 2 criterios energéticos, a efectos de visualizar mejor a partir de qué año se estarían excediendo los límites establecidos para la falla semanal, en caso de no realizarse ninguna adecuación del sistema.

Para el **escenario A - "Incondicional"** se supera la falla energética tolerada en el 2° criterio en 5 semanas del **invierno del año 2035**, aunque ya en el invierno de 2034 se observa que en una semana la falla se encuentra muy próxima al límite admitido:

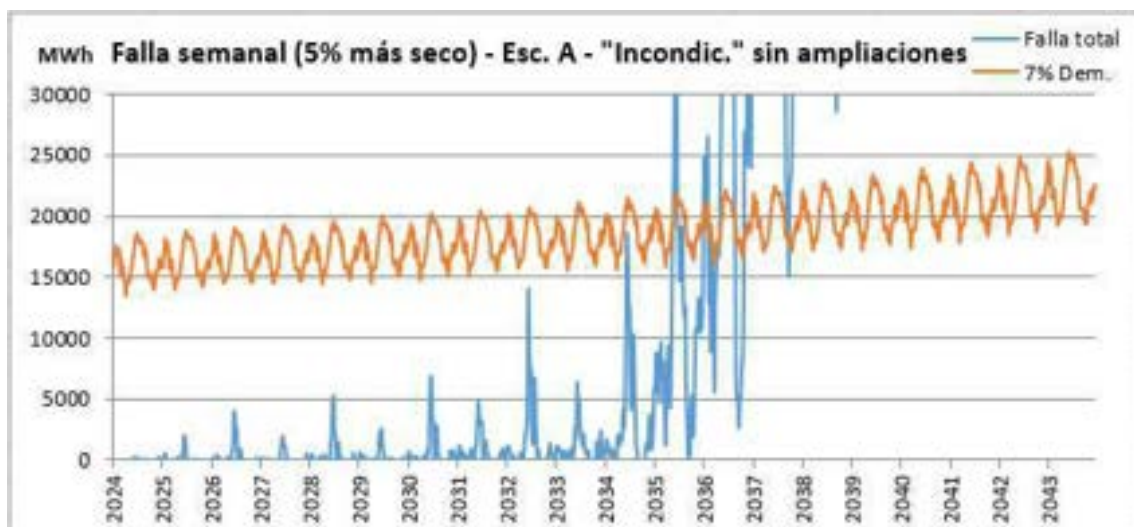


Fig. A2.1: Falla semanal total (curva azul) (MWh) comparada con el 7% de la demanda (curva naranja) (MWh) en el escenario **“Incondicional”** (caso A) sin incluir ninguna expansión, para un escenario de **baja hidráulicidad** (5% más seco).

Para el **escenario B - “Incondicional+50MW”** se supera la falla energética tolerada en el 2° criterio en 2 semanas del **invierno del año 2034**, aunque ya en el invierno de 2032 se observa que en una semana la falla se encuentra muy próxima al límite admitido:

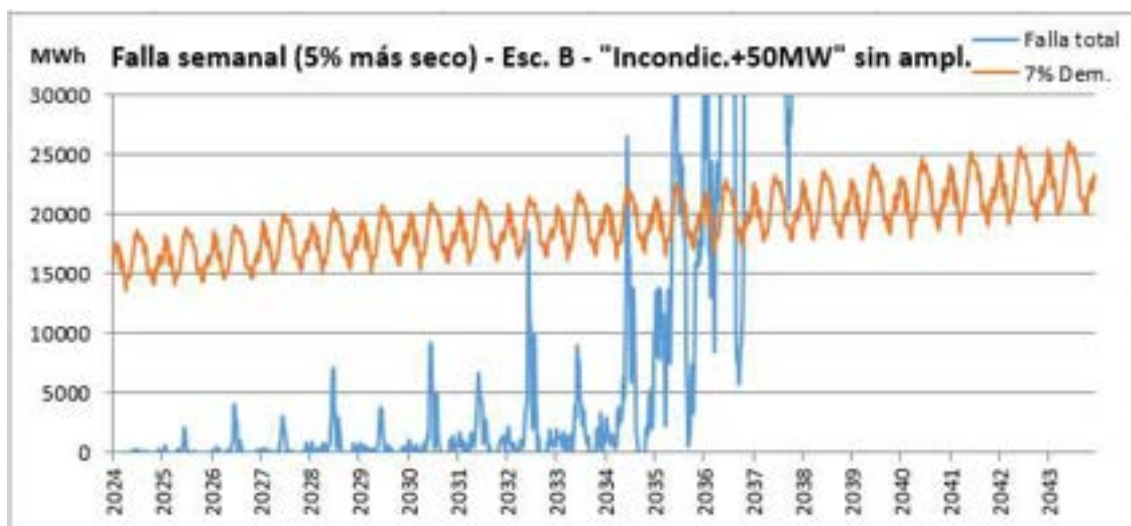


Fig. A2.2: Falla semanal total (curva azul) (MWh) comparada con el 7% de la demanda (curva naranja) (MWh) en el escenario **“Incondicional + 50MW”** (caso B) sin incluir ninguna expansión, para un escenario de **baja hidráulicidad** (5% más seco).

En ambos casos puede observarse que los picos más críticos de falla se dan bi-anualmente, esto es, se observa que los mismos, dentro de una tendencia creciente, son mayores para los años 2026-2028-2030-2032, respecto de 2027-2029-2031-2033 respectivamente, lo cual se entiende estaría asociado a la periodicidad establecida para los mantenimientos de las plantas de celulosa.

Para el **escenario C - “Incondicional+50MW con mejor SFV”** se tiene lo mismo que en el escenario B, dado que el caso sin expansiones es el mismo.

Para el **escenario D - “Incondicional+50MW con Com.Intl.”**, que sería igual al caso B pero habilitando los intercambios modelados en la Programación Estacional nov/23-abr/24, se observa que se supera la falla energética tolerada en el 2° criterio para algunas semanas del **invierno del año 2036**, esto es, 2 años después que para el caso B:

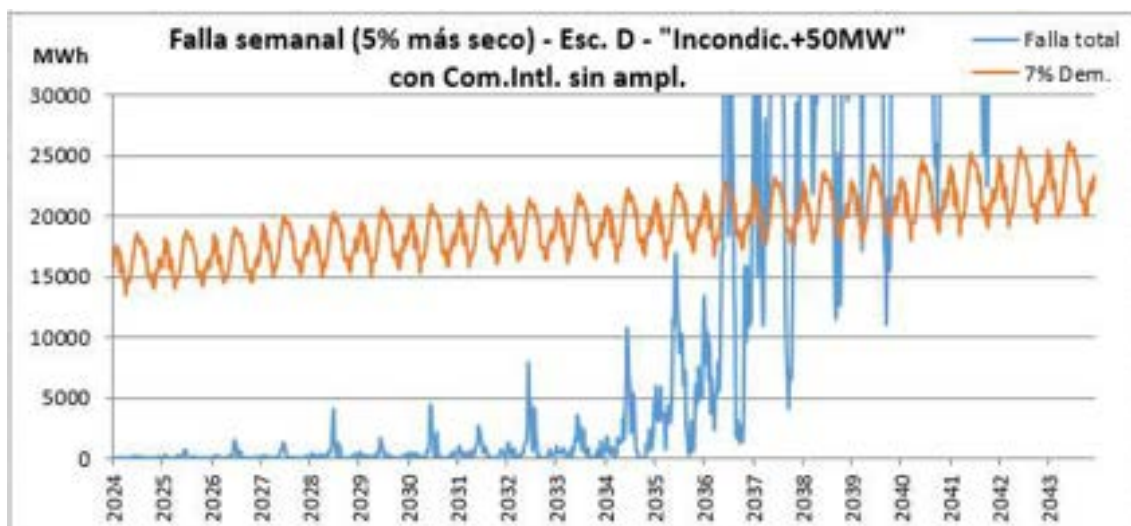


Fig. A2.3: Falla semanal total (curva azul) (MWh) comparada con el 7% de la demanda (curva naranja) (MWh) en el escenario **"Incondicional + 50MW"** con Com.Intl. (caso D) sin incluir ninguna expansión, para un escenario de **baja hidraulicidad** (5% más seco).

A0.i) Criterio de optimalidad marginal

El análisis del **criterio de optimalidad marginal de inversiones**, si bien sugiere incrementar la incorporación de generación renovable ya desde el principio del período analizado, **a partir del año 2034** en adelante esto se vuelve mucho más notorio para todos los casos analizados, como se aprecia en los gráficos siguientes:



Fig. A2.4: Energía eólica (curva verde) y solar fotovoltaica (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (USD/MWh) como resultado de las simulaciones, comparadas con los precios eólico y solar objetivo (curvas punteadas, amarilla y azul respectivamente) (USD/MWh) calculados en base a la evolución (decreciente) supuesta en el presente estudio para el precio de la tecnología eólica y solar (curvas amarilla y azul respectivamente) en el **escenario "Incondicional"** (caso A) sin incluir ninguna expansión. Estas últimas curvas no se aprecian en este gráfico, debido a la escala del mismo.

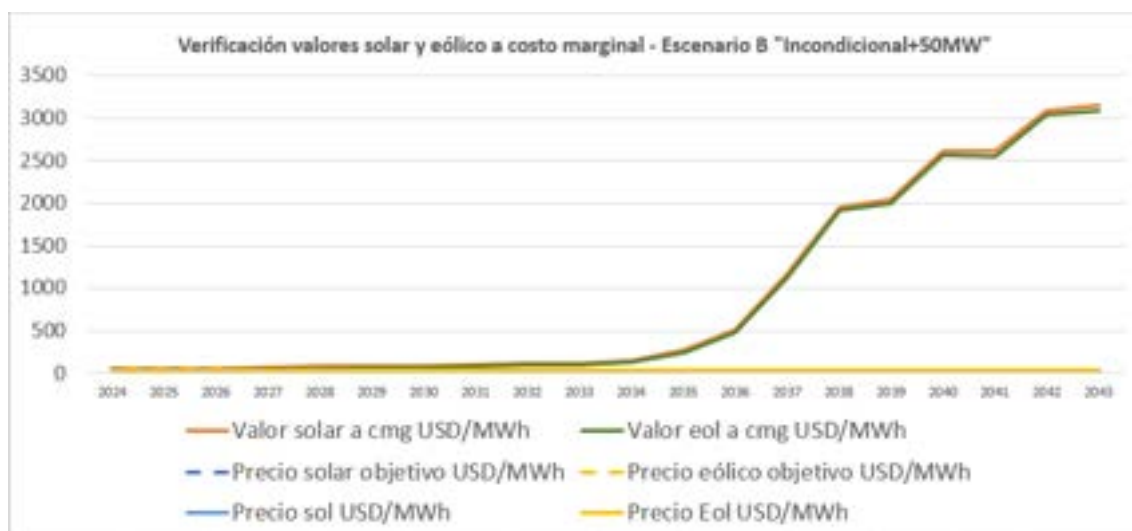


Fig. A2.5: Energía eólica (curva verde) y solar fotovoltaica (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (USD/MWh) como resultado de las simulaciones, comparadas con los precios eólico y solar objetivo (curvas punteadas, amarilla y azul respectivamente) (USD/MWh) calculados en base a la evolución (decreciente) supuesta en el presente estudio para el precio de la tecnología eólica y solar (curvas amarilla y azul respectivamente) en el **escenario “Incondicional con Demanda 50 MW”** (casos B y C) sin incluir ninguna expansión. Estas últimas curvas no se aprecian en este gráfico, debido a la escala del mismo.

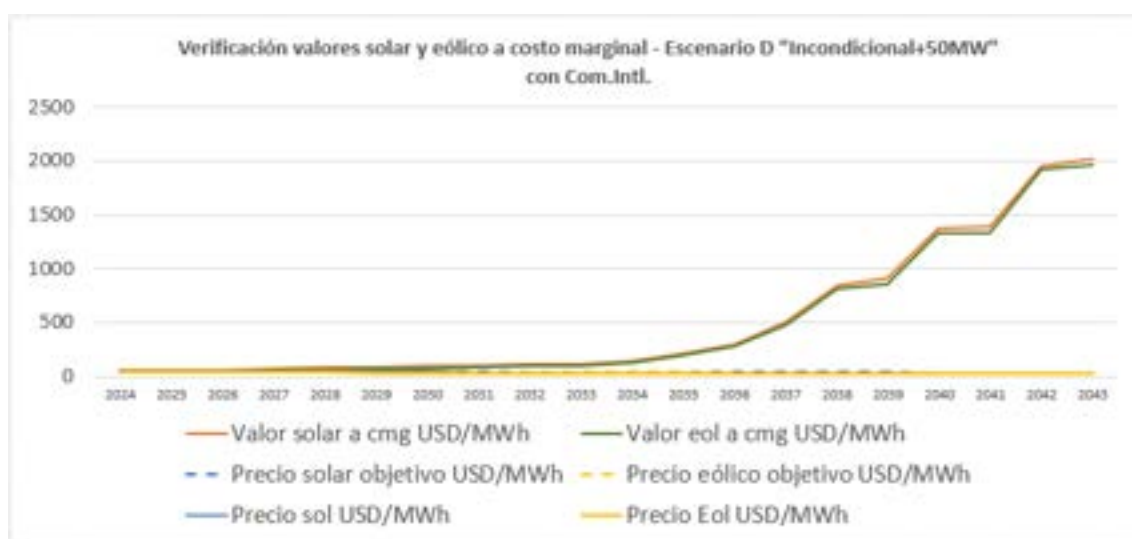


Fig. A2.6: Energía eólica (curva verde) y solar fotovoltaica (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (USD/MWh) como resultado de las simulaciones, comparadas con los precios eólico y solar objetivo (curvas punteadas, amarilla y azul respectivamente) (USD/MWh) calculados en base a la evolución (decreciente) supuesta en el presente estudio para el precio de la tecnología eólica y solar (curvas amarilla y azul respectivamente) en el **escenario “Incondicional con Demanda 50 MW” con Com.Intl.** (caso D) sin incluir ninguna expansión. Estas últimas curvas no se aprecian en este gráfico, debido a la escala del mismo.

Asimismo puede apreciarse en todos los escenarios una notoria divergencia del valor del costo marginal respecto del precio spot esperado, debido a las ingentes cantidades de energía de falla que se tendría a partir de los años 2034-35:

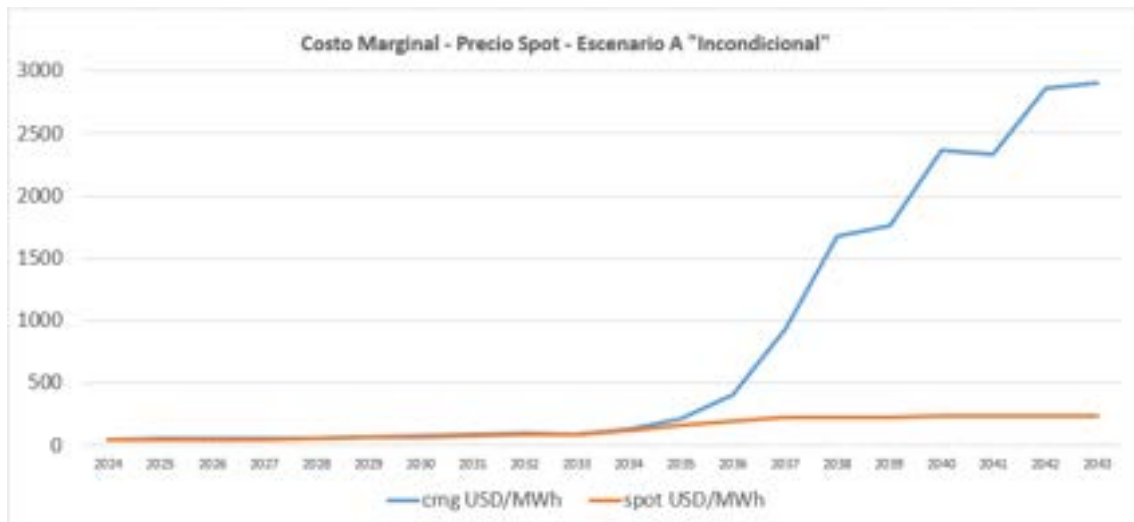


Fig. A2.7: Costo marginal del sistema (curva azul) y Precio Spot (curva naranja) (USD/MWh) obtenidos como resultado de las simulaciones, en el **escenario "Incondicional"** (caso A) sin incluir ninguna expansión.

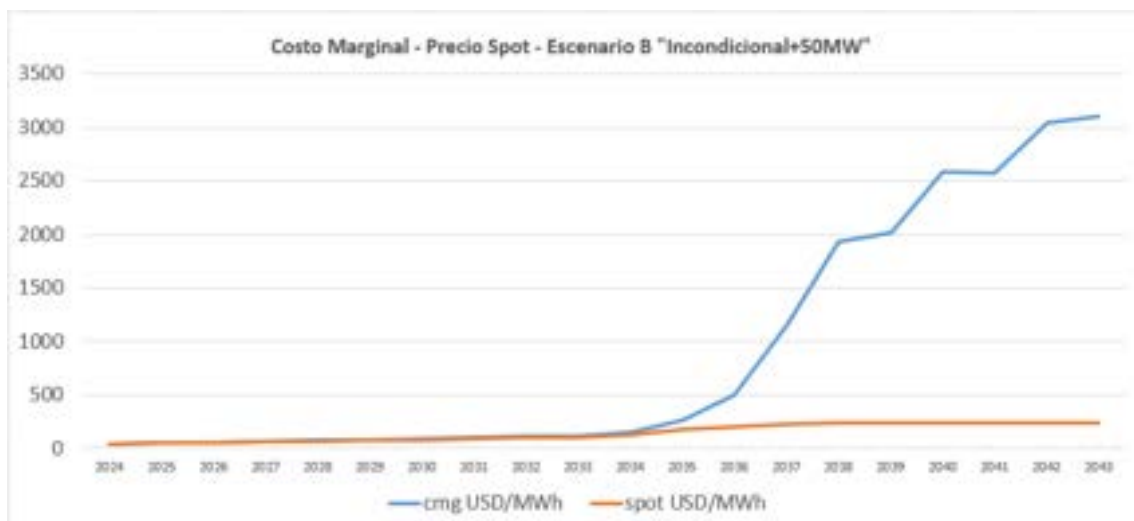


Fig. A2.8: Costo marginal del sistema (curva azul) y Precio Spot (curva naranja) (USD/MWh) obtenidos como resultado de las simulaciones, en el **escenario "Incondicional+50MW"** (casos B y C) sin incluir ninguna expansión.

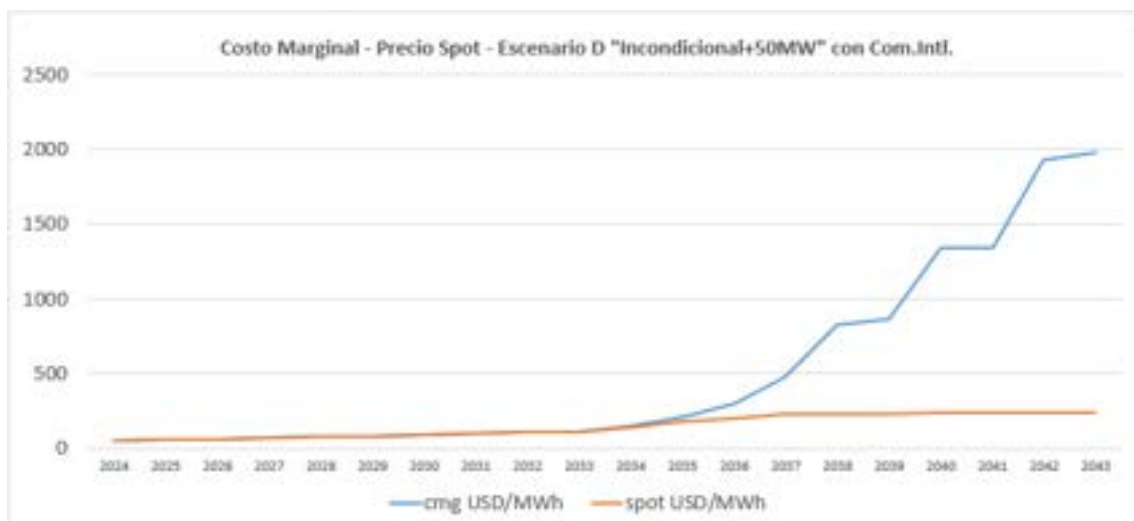


Fig. A2.9: Costo marginal del sistema (curva azul) y Precio Spot (curva naranja) (USD/MWh) obtenidos como resultado de las simulaciones, en el **escenario “Incondicional+50MW” con Com.Intl.** (caso D) sin incluir ninguna expansión.

Todos los casos resultan muy similares, ya que sin expansiones el sistema tiene instalada la misma cantidad de ER, siendo la única diferencia el mayor costo marginal que se verifica en el caso B, debido a la mayor demanda, y el menor costo marginal que se verifica en el caso D, debido a la disponibilidad de intercambios internacionales. El caso C no se muestra, dado que sin expansiones es idéntico al caso B.

A0.ii) Criterio “LOLE2”

En lo que hace al ensayo de la aplicación del **criterio “LOLE2”**, se verificó que se superan las 15 horas anuales esperadas toleradas de falla ya a partir **del año 2032** para el **caso A**, a partir **del año 2030** para el **caso B** y a partir **del año 2034** para el caso D:

LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año
0	0	0	0	2024
3	3	1	0	2025
6	6	2	0	2026
3	3	1	0	2027
7	7	3	1	2028
6	6	2	0	2029
12	12	4	1	2030
15	15	4	1	2031
23	23	9	2	2032
17	17	6	1	2033
51	51	17	5	2034
254	254	89	26	2035
966	966	376	94	2036
3179	3179	1325	352	2037
5128	5128	3124	937	2038
5219	5219	3343	951	2039
6411	6411	4856	1750	2040
6393	6393	4726	1768	2041
7209	7209	6062	2706	2042
7376	7376	6162	2644	2043

LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año
0	0	0	0	2024
3	3	1	0	2025
6	6	2	0	2026
5	5	2	1	2027
11	11	4	1	2028
9	9	2	0	2029
18	18	6	2	2030
25	25	7	1	2031
34	34	14	4	2032
29	29	10	2	2033
80	80	25	7	2034
396	396	139	37	2035
1408	1408	544	132	2036
3861	3861	1820	481	2037
5670	5670	3807	1221	2038
5780	5780	4001	1223	2039
6824	6824	5451	2143	2040
6837	6837	5345	2140	2041
7524	7524	6520	3133	2042
7689	7689	6653	3087	2043

Tabla A2.1: Valores promedio de LOLE2 anuales obtenidos (columna izquierda, en bordeaux), y detalle de horas promedio de falla 2, 3 y 4, para al **Escenario A – “Incondicional”** (tabla izquierda), y el **Escenario B – “Incondicional + 50MW”** (tabla derecha) **sin incluir ninguna expansión**. Se indica en amarillo el año a partir del cual se superaría el límite de 15 horas esperadas especificado en el criterio ensayado.

Para el **caso C** se tiene lo mismo que en el escenario B, dado que el caso sin expansiones es el mismo.

Para el **caso D**, que sería el caso B pero habilitando los intercambios modelados en la Programación Estacional nov/23-abr/24, se observa que los valores de LOLE2 resultan considerablemente menores, superándose las 15 horas anuales esperadas toleradas de falla recién a partir **del año 2034** (esto es, 4 años después de lo que se verificaba para el caso análogo B, a frontera cerrada):

LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año
0	0	0	0	2024
1	1	0	0	2025
1	1	0	0	2026
1	1	0	0	2027
2	2	1	0	2028
1	1	0	0	2029
4	4	1	0	2030
4	4	1	0	2031
9	9	3	1	2032
6	6	2	0	2033
17	17	6	2	2034
80	80	27	7	2035
307	307	120	36	2036
1063	1063	391	104	2037
2545	2545	1072	325	2038
2793	2793	1112	306	2039
4265	4265	2160	708	2040
4204	4204	2197	729	2041
5538	5538	3627	1339	2042
5711	5711	3730	1287	2043

Tabla A2.II: Valores promedio de LOLE2 anuales obtenidos (columna izquierda, en bordeaux), y detalle de horas promedio de falla 2, 3 y 4, para al Escenario D “Incondicional + 50MW” con comercio internacional habilitado, **sin incluir ninguna expansión**. Se indica en amarillo el año a partir del cual se superaría el límite especificado de 15 horas esperadas en el criterio ensayado.

En la siguiente tabla se indica para cada escenario analizado, a partir de qué año se verifican incumplimientos a los criterios de Planificación adoptados en el presente estudio, de acuerdo a lo verificado en las corridas SimSEE de paso semanal, en caso de no realizarse ninguna adecuación al parque de generación:

	A- “Incondic.”	B- “Incondic.” Con 50MW	C- “Incondic Mejor SFV” Con 50MW	D- “Incondic con Com.Intl.” Con 50MW
1er criterio	2035	2035	Igual que caso B	2035
2º criterio	2035	2034	Igual que caso B	2036
Criterio LOLE2	2032	2030	Igual que caso B	2034
Criterio marginalista	2025	2025	Igual que caso B	2024

Tabla A2.III: Año a partir del cual se verifican incumplimientos a los criterios de Planificación adoptados en el presente estudio, en los 4 casos analizados (A-D), en caso de no realizar expansiones en el sistema.

A0.iii) Costo de Abastecimiento de la Demanda y arranques CC500

Se calculó cuanto sería el Costo de Abastecimiento de la Demanda para el escenario **sin expansiones** (el detalle de lo que se considera para el cálculo del CAD puede verse en el apartado correspondiente) en los 4 casos analizados (A-D). El mismo se muestra en valores reales anuales, de forma de facilitar el análisis de las variaciones anuales que presenta en el período de 20 años considerado (2024-2043), para un escenario de valor esperado (v.e.), y 5% de crónicas más secas y más húmedas. Al final de la tabla se presenta el total para el período actualizado al año 2024. Este valor no resulta comparable con el valor del costo total para el período obtenido por WASP (que se presentó actualizado al 2024), dado que aquí sí se encuentran comprendidos los costos de los contratos vigentes con la generación renovable, que WASP no considera.

Caso A:

CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
2024	659	711	1,002
2025	665	740	1,087
2026	677	755	1,129
2027	684	764	1,142
2028	686	780	1,222
2029	690	788	1,230
2030	690	805	1,284
2031	693	833	1,371
2032	696	853	1,467
2033	708	868	1,462
2034	677	924	1,781
2035	646	1,105	2,655
2036	658	1,466	4,538
2037	833	2,496	8,579
2038	1174	4,288	14,180
2039	1152	4,526	14,552
2040	1788	6,778	19,305
2041	1680	7,021	19,619
2042	2737	9,993	24,668
2043	2574	10,280	25,185
TOTAL	20,765	56,773	147,458
Act.2024	9,119	19,695	48,033

Caso B:

CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
2024	659	711	1,002
2025	665	740	1,087
2026	677	755	1,131
2027	692	794	1,234
2028	696	817	1,331
2029	700	828	1,334
2030	701	849	1,412
2031	707	884	1,504
2032	712	908	1,631
2033	726	925	1,615
2034	703	1,006	2,014
2035	697	1,236	3,096
2036	744	1,705	5,345
2037	972	3,020	10,262
2038	1441	5,236	16,232
2039	1393	5,506	16,704
2040	2245	8,139	21,542
2041	2126	8,377	22,031
2042	3456	11,649	27,008
2043	3315	11,979	27,510
TOTAL	24,027	66,064	165,025
Act.2024	10,065	22,475	53,625

Caso D:

CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
2024	634	698	1,003
2025	642	728	1,084
2026	655	744	1,121
2027	670	784	1,226
2028	676	808	1,307
2029	681	819	1,321
2030	682	840	1,370
2031	688	876	1,464
2032	694	897	1,529
2033	709	915	1,553
2034	686	986	1,811
2035	682	1,165	2,317
2036	717	1,429	3,437
2037	905	2,024	5,116
2038	1120	2,797	8,077
2039	1142	2,885	8,004
2040	1485	4,024	11,787
2041	1463	4,172	11,839
2042	2002	6,040	16,733
2043	1971	6,228	17,064
TOTAL	18,903	39,858	99,163
Act.2024	8,598	15,152	34,255

Tabla A2.IV: Costo anual estimado (MUSD) para el abastecimiento de la demanda (CAD) para los 4 casos analizados (A-D), en el caso de no realizar expansiones en el sistema. Se muestra el valor esperado (v.e., en azul), un escenario de baja hidraulicidad (5% más seco) y un escenario de alta hidraulicidad (5% más húmedo). Al pie de la tabla se muestran los totales actualizados al año 2024. Nota: Para el caso C se tiene lo mismo que en el escenario B, dado que el caso sin expansiones es el mismo, por lo que no se muestra.

Puede observarse la diferencia en los costos entre el escenario A y B, donde el B comienza a ser más caro a partir del año 2027, año en que se incorpora la demanda plana adicional de 50 MW. Por otra parte, siendo los casos B y D idénticos a excepción de tener o no habilitados intercambios internacionales, puede apreciarse el ahorro en el costo de abastecimiento de la demanda que los mismos permiten para el caso D; se muestra el detalle en la siguiente tabla:

Δ CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
TOTAL	5,125	26,206	65,863
Act.2024	1,467	7,323	19,370

Tabla A2.V: Diferencia resultante en el costo total estimado para el período (MUSD) para el abastecimiento de la demanda (CAD) entre los **casos B** (a frontera cerrada, más caro) **y D** (con comercio internacional, más barato), en el escenario en el cual no se realizan expansiones en el sistema.

En el valor anterior se encuentra comprendido el costo de arranque del CC500 (asumido en 45 kUSD) obtenido promediando las 1.150 crónicas simuladas. Por ser una máquina relativamente lenta, y cuyo valor máximo de arranques anuales especificado por el fabricante es relativamente bajo, a efectos de no acortar su vida útil, se asumió que no se usaría para dar los picos diarios de la demanda, por lo que se modeló su arranque por paso, y no por poste, restringiendo por tanto a tener solo arranques y apagados semanales. Por ser una de las máquinas térmicas más baratas del sistema, además de la de mayor capacidad, se analizaron sus arranques, que resultan indicativos del comportamiento del sistema. En la siguiente figura se muestran los arranques promedio resultantes de las 1.150 crónicas simuladas:

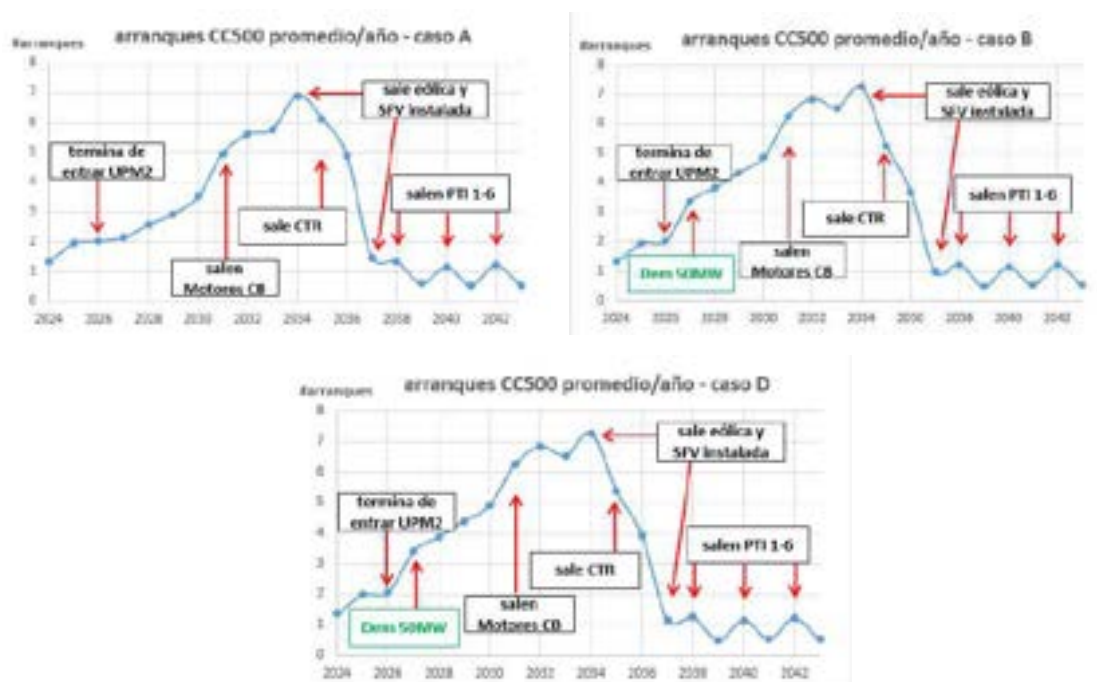


Fig. A2.10: Cantidad de arranques anuales del CC500 promedio resultante de simular 1.150 crónicas en las corridas de paso semanal, estimados para los 4 escenarios analizados (A-D) **sin expansiones**. Se indican algunos eventos relevantes para el sistema que pueden explicar cambios en la tendencia. En verde se indica el año en que se incorpora la demanda adicional de 50 MW para los casos B y D. Para el caso C se tiene lo mismo que en el escenario B, dado que el caso sin expansiones es el mismo, por lo que no se muestra.

En todos los casos se observa a lo largo de los primeros 10 años un número creciente de arranques, consistente con el mayor uso del térmico que cabría esperar, al ir aumentando la demanda del sistema. Se observa un leve estancamiento cuando UPM-2 pasa a generar a pleno (año 2026), para continuar luego subiendo a medida que crece la demanda, con un notorio incremento en 2027 para los casos en que se incorpora una demanda plana adicional de 50 MW, así como en 2031 con la salida de los motores de C.Batlle, luego de lo cual el CC500 pasa a ser el generador térmico más barato del sistema. A partir del año 2034 la tendencia se revierte rápidamente, resultando francamente decreciente para el lapso de años supuesto (2034-37) para la salida de servicio todo el parque eólico y SFV actualmente instalado, lo que implicaría un uso mucho más intensivo del parque térmico, a lo que se suma la salida de CTR en 2035, resultando despachado el CC500 en forma muy intensiva. Cuando salen de servicio asimismo las PT11-6 (años 2038-40-42) el CC500 resulta despachado prácticamente en forma ininterrumpida, manteniendo un promedio de 1 solo arranque anual promedio (en las 1.150 crónicas) a partir del año 2037 inclusive.

A0.iv) Gradiente de inversión

Como herramienta adicional para la toma de decisiones en cuanto a la propuesta de expansión del parque de generación, se analizó el **gradiente de inversión acumulado** calculado por SimSEE, para lo cual se habilitó 1 MW de cada tecnología “candidata”, así como la opción “calcular gradiente de inversión” en los 3 actores correspondientes a dichas centrales (eólica, solar y TG69). El gradiente se calcula como el beneficio esperado para el sistema de incorporar 1MW adicional de esa tecnología. Es entonces la diferencia entre el ingreso marginal esperado de esa tecnología (energía generada por la misma valorada al costo marginal del sistema en valor esperado) y el costo esperado que le implica al sistema su uso (p.ej. energía disponible valorada a su costo fijo unitario para el caso de la eólica y SFV; energía generada por el costo variable de generarla más potencia puesta a disposición valorada a su costo fijo unitario para el caso de las térmicas en valor esperado).

Esto es, el **gradiente de inversión** computa en cada paso de tiempo, la diferencia entre el beneficio marginal de sustitución (BMS) de la energía que entrega el actor, y los pagos por energía (PE) y/o por potencia (PP) que éste recibe: $GI = BMS - PE - PP$, siendo el **BMS** la diferencia entre la energía (E) que entrega el actor valorada al costo marginal del sistema (cmg) en cada paso en valor esperado, y la misma valorada a su costo variable (cv): $BMS = E * (cmg - cv)$. Esto es, al entregar dicha energía E, el generador incurre en un costo $E*cv$, pero evita el costo $E*cmg$.

Así cuando dicho gradiente pasa a tener una pendiente positiva, el sistema incurre en un ahorro esperado por incorporar dicha tecnología (ya que los costos en los que incurre por generarla con dicha tecnología, son menores que la valorización de esta energía al cmg esperado del sistema), por lo que el programa estaría sugiriendo la conveniencia económica de la incorporación de más unidades de ésta. Por otro lado una pendiente negativa indica su inconveniencia, dado que el sistema tendría un sobre costo esperado por utilizarla, por lo que sugiere retirar de ser posible, unidades de esa tecnología. Cuando la pendiente del gradiente acumulado es nula, el sistema está en una condición óptima de uso de esa tecnología.

Como el sistema presenta una fuerte estacionalidad en el costo marginal, el valor del gradiente de inversión puede oscilar fuertemente a lo largo del año (por ejemplo en primavera, determinadas tecnologías pueden resultar inconvenientes, pero pasar a ser convenientes en verano o invierno, cuando la demanda aumenta). Dado que las inversiones se remunerar en plazos de 15-20 años, observamos entonces el gradiente **acumulado** de inversión.

Las simulaciones se realizaron marcando el casillero “Calcular gradiente de inversión en p.u.” en los parámetros de simulación, por lo que el mismo se calcula por unidad (gi) del pago por potencia (PP) que el generador recibe (esto es, por unidad de sus costos fijos): $gi = GI / PP$.

Se analizó para el **escenario sin expansiones**, a efectos de poder visualizar en qué momento el gradiente de inversión de SimSEE estaría sugiriendo incorporar centrales “candidatas”.

A continuación se muestran en forma gráfica los resultados del gradiente de inversión acumulado, para los 4 escenarios analizados (A-D).

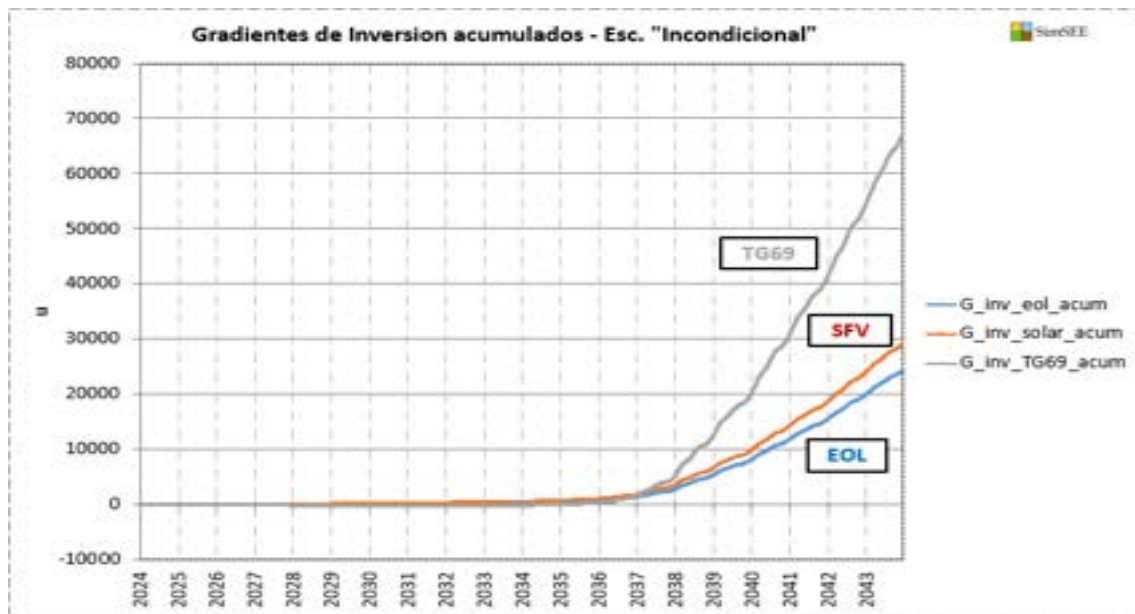


Fig. A2.11: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 3 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el **escenario A - “Incondicional”**, para el caso sin expansiones.

Puede observarse que para el **caso A “Incondicional”** sugiere una fuerte incorporación de generación a partir de los años 2036-37, cuando salen de servicio las CTR, además de que comienzan a salir de servicio los parques eólicos actualmente operativos, así como las plantas SFV, por haberse considerado el fin de su vida útil a los 20 años de su entrada en servicio. Pero si se amplía la escala del gráfico, a efectos de observar con más detalle los primeros años del estudio, puede verse que el gradiente sugiere incorporar algo de SFV ya a partir del año 2025, retrasando la incorporación de eólica hasta el año 2029, y mostrando la conveniencia de incorporar generación térmica a partir del año 2035:

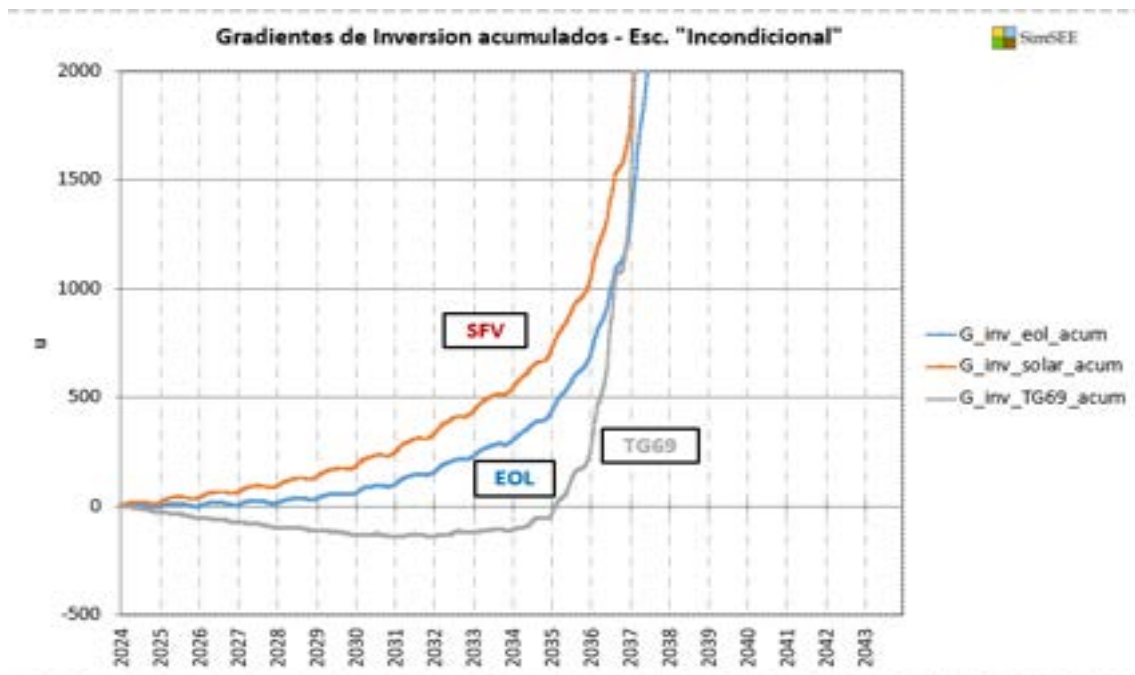


Fig. A2.12: Detalle para los primeros años del período de la evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 3 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el **escenario A - “Incondicional”**, para el caso sin expansiones.

Para el **caso B “Incondicional con Dem. 150 MW”** donde se agrega una demanda plana de 50 MW a partir del año 2027, sugiere incorporar un poco antes las expansiones, observándose una pendiente positiva a partir de los años 2035-36:

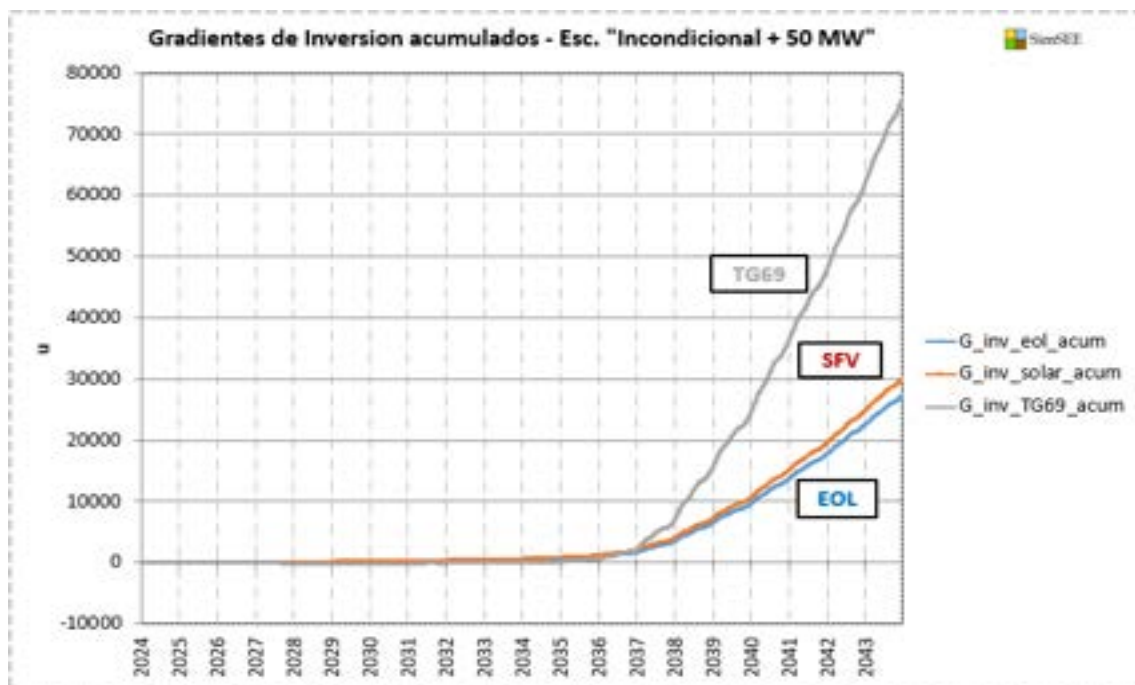


Fig. A2.13: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 3 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el **escenario B - “Incondicional con Demanda 50 MW”**, para el caso sin expansiones.

Nuevamente si se amplía la escala del gráfico, a efectos de observar con más detalle los primeros años del estudio, puede verse que el gradiente sugiere incorporar algo de SFV ya a partir del año 2025, comenzando con la incorporación de eólica un poco antes que en el caso anterior, a partir del año 2027, y mostrando la conveniencia de incorporar generación térmica a partir del año 2034:

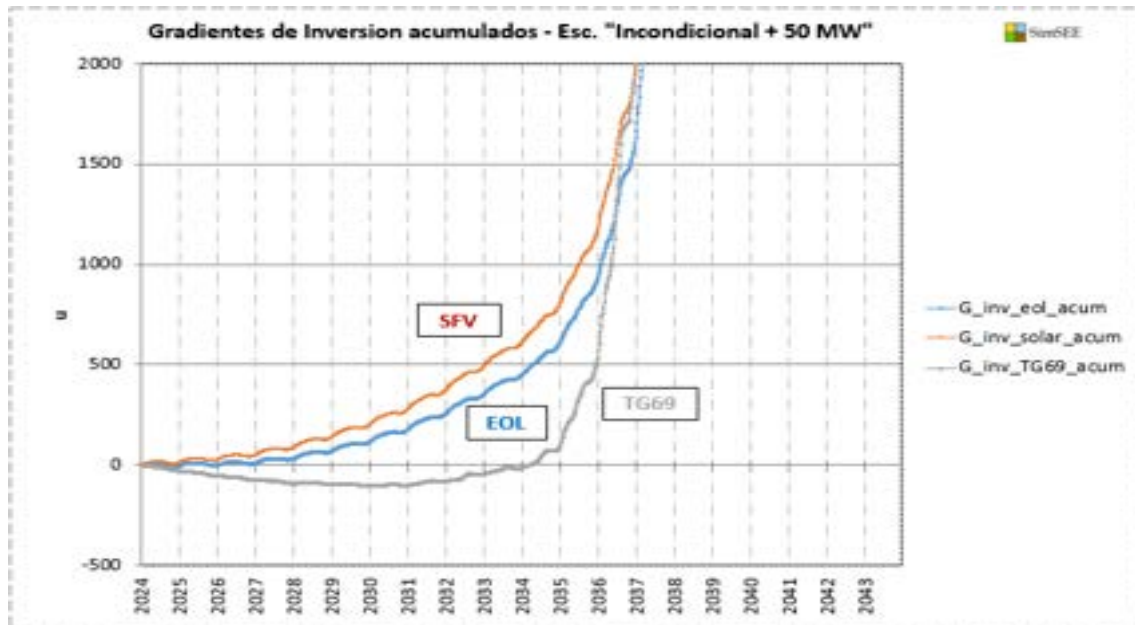


Fig. A2.14: Detalle para los primeros años del período de la evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 3 tecnologías consideradas como "candidatas" para la expansión, en el **escenario B - "Incondicional con Demanda 50 MW"**, para el caso sin expansiones.

Para el **caso "C"** donde se dispone de generación SFV a un menor costo, sugiere una incorporación más agresiva de la misma, lo cual puede verse en una pendiente más marcada, y que se separa de la eólica (comparar con las anteriores Fig. A2.13 y A2.14), para la generación eólica queda igual y retrasa ligeramente la incorporación térmica respecto del caso B.

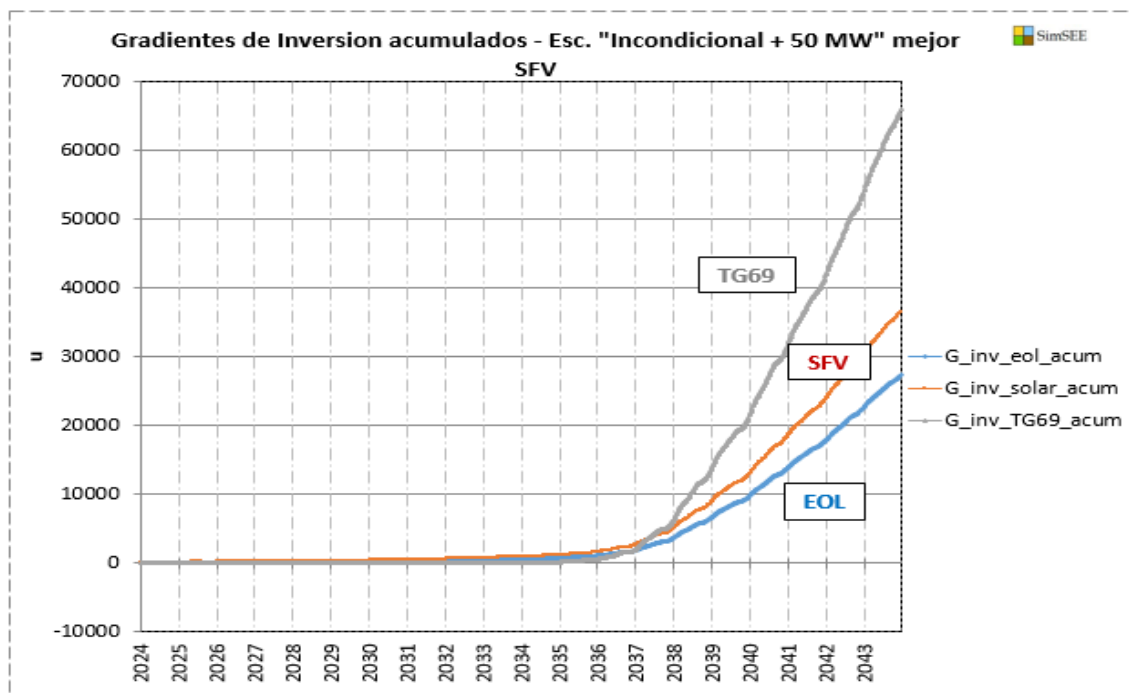


Fig. A2.15: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 5 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el **escenario C - “Incondicional + 50 MW”** con la SFV a menor precio, para el caso sin expansiones.

En el **caso “D”** donde se dispone de la posibilidad de intercambios internacionales, sugiere una incorporación más temprana de las ERNC, con una pendiente positiva ya desde principios del período, mientras que para la generación térmica se observa una pendiente positiva a partir del año 2035:

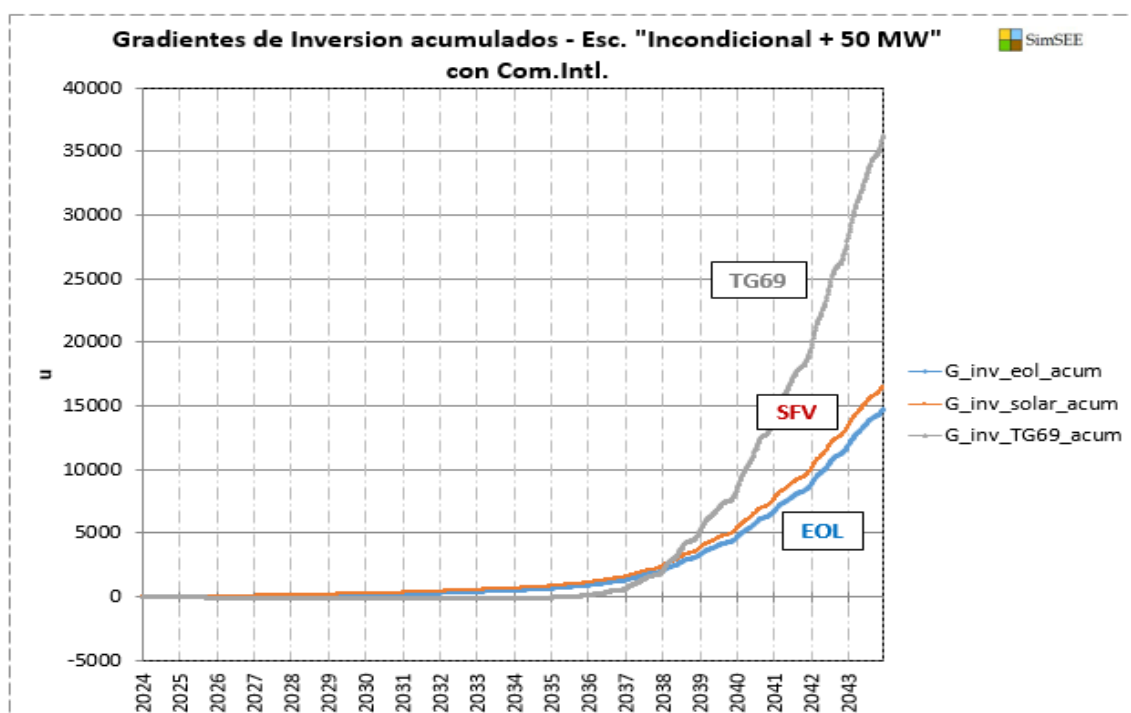


Fig. A2.16: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 5 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el **escenario D - “Incondicional + 50 MW”** con el comercio internacional habilitado, para el caso sin expansiones.

Se muestra a continuación una tabla donde se indica para cada tecnología y para cada escenario, a partir de qué año este método sugiere la incorporación de un MW adicional:

Tecnología “candidata”	A- “Incondic.”	B- “Incondic.” Con 50MW	C- “Incondic Mejor SFV” Con 50MW	D- “Incondic con Com.Intl.” Con 50MW
SFV	2025	2025	2025	2024
Eólica	2029	2027	2027	2025
TG69	2035	2034	2035	2035

Tabla A2.VI: Mes y año de incorporación sugerido por el método “gradiente de inversión” de SimSEE para el primer MW de cada tecnología considerada como “candidata” para la expansión, en los 4 casos analizados (A-D) **sin incluir expansiones**.

A2.1. Validación de las expansiones sugeridas por WASP

Con el fin de analizar el cumplimiento de los criterios de planificación para las soluciones halladas con WASP IV (solo se corrió este modelo para los casos A y B), se realizaron corridas con SimSEE, que toman como punto de partida la ampliación óptima del parque generador sugerida por WASP IV.

En caso que se verifique incumplimiento a los criterios de falla al ensayar estos escenarios con SimSEE, se corrige manualmente la expansión sugerida por WASP, adelantando la incorporación de centrales térmicas o de generación renovable, a partir de los años para los que se verifica incumplimiento, dependiendo de la entidad del mismo y teniendo asimismo en cuenta lo sugerido por el gradiente de inversión calculado por SimSEE (ver apartado anterior).

A1.i) Criterios de falla energética

Se muestran en las siguientes figuras los resultados obtenidos para verificar los criterios de falla energética empleados, a efectos de visualizar la reducción que se obtiene de la falla en el sistema al introducir las expansiones sugeridas por WASP (comparar con las figuras anteriores, correspondientes a los escenarios sin incluir expansiones), así como el adelanto manual de algunas TG69 para dar cumplimiento a los 2 criterios de falla energética. Se observa en todos los casos como la curva azul (falla total) queda por debajo de la curva naranja (límite dado por el 2º criterio de planificación utilizado en este estudio):

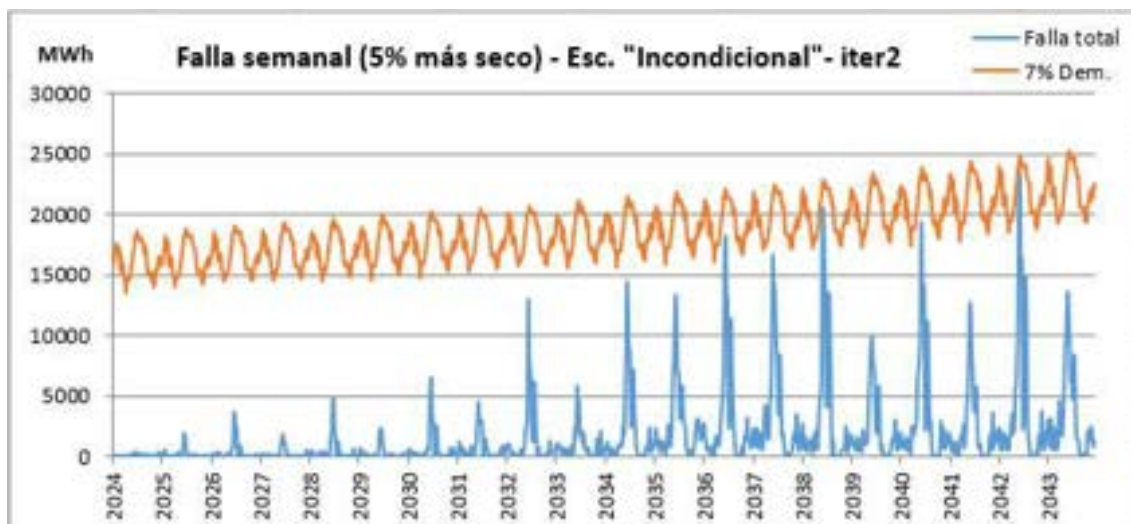


Fig. A2.17: Falla semanal total (curva azul) (MWh) comparada con el 7% de la demanda (curva naranja) (MWh) en el **caso A “Incondicional”**, para un escenario de **baja hidráulicidad** (5% más seco), para el caso con expansiones WASP (LOLP=0,05%) y el agregado de TG69 adicionales en los años 2038, 2040 y 2042.

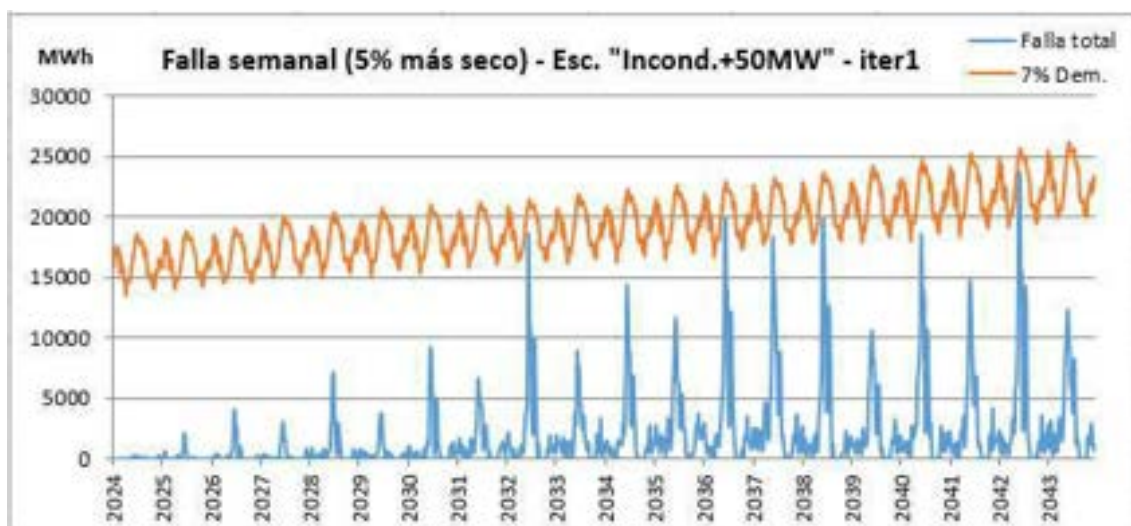


Fig. A2.18: Falla semanal total (curva azul) (MWh) comparada con el 7% de la demanda (curva naranja) (MWh) en el **caso B “Incondicional + 50 MW”**, para un escenario de **baja hidráulicidad** (5% más seco), para el caso con expansiones WASP (LOLP=0,05%) y el agregado de TG69 adicionales en los años 2038, 2040 y 2042.

Para los **casos “C” y “D”** no se realizó la optimización con WASP.

A1.ii) Criterio de optimalidad marginal

Si bien se observa que el **criterio de optimalidad marginal de inversiones**, para el **caso A** sugiere continuar incrementando la incorporación de generación renovable, a partir del año 2026 para la SFV y a partir del año 2028 para la eólica; puede observarse al comparar el siguiente gráfico con la Fig. A2.4 (escenario sin expansiones) que se redujo considerablemente la diferencia respecto de los valores objetivo al introducir las expansiones sugeridas por WASP, así como las TG69 necesarias para dar cumplimiento a los 2 criterios de falla energética:



Fig. A2.19: Energía eólica (curva verde) y solar fotovoltaica (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (USD/MWh) como resultado de las simulaciones, comparadas con los precios eólico y solar objetivo (curvas punteadas, amarilla y azul respectivamente) (USD/MWh) calculados en base a la evolución (decreciente) supuesta en el presente estudio para el precio de la tecnología eólica y solar (curvas amarilla y azul respectivamente) en el **escenario "Incondicional"** para el caso con expansiones WASP (LOLP=0,05%) y el agregado de TG69 adicionales en los años 2038, 2040 y 2042.

Asimismo puede apreciarse una notoria disminución en la divergencia entre el valor del costo marginal y del precio spot, respecto de lo que se observaba en el escenario sin ampliaciones (Fig. A2.7):

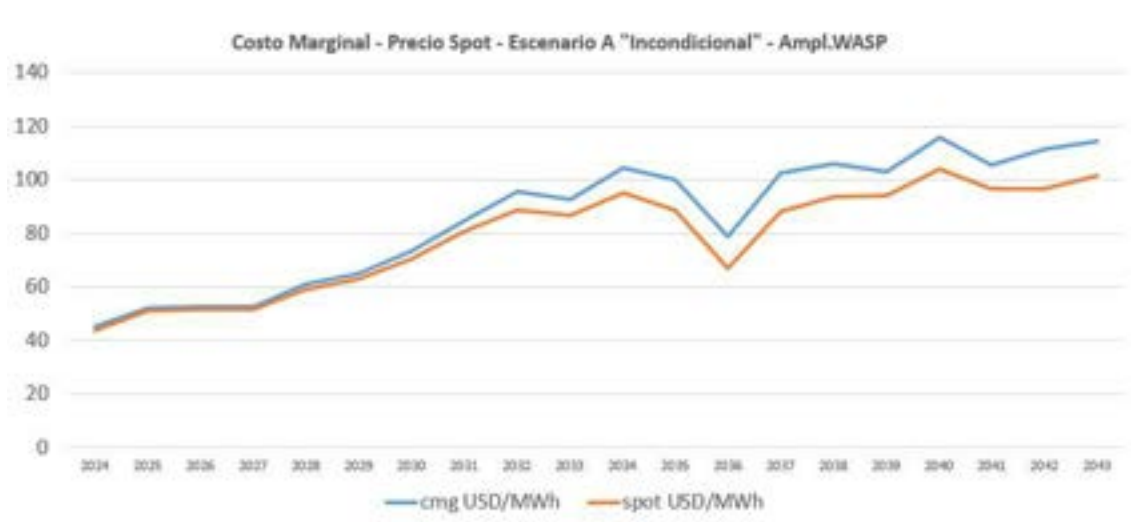


Fig. A2.20: Costo marginal del sistema (curva azul) y Precio Spot (curva naranja) (USD/MWh) obtenidos como resultado de las simulaciones, en el **escenario "Incondicional"** para el caso con expansiones WASP (LOLP=0,05%) y el agregado de TG69 adicionales en los años 2038, 2040 y 2042.

Al igual que en el caso anterior, se observa que el **criterio de optimalidad marginal de inversiones**, para el **caso B** sugiere continuar incrementando la incorporación de generación renovable, a partir del año 2025 para la SFV y a partir del año 2027 para la eólica, aunque puede

observarse al comparar el siguiente gráfico con la Fig. A2.5 (escenario sin expansiones) que se redujo considerablemente la diferencia respecto de los valores objetivo:

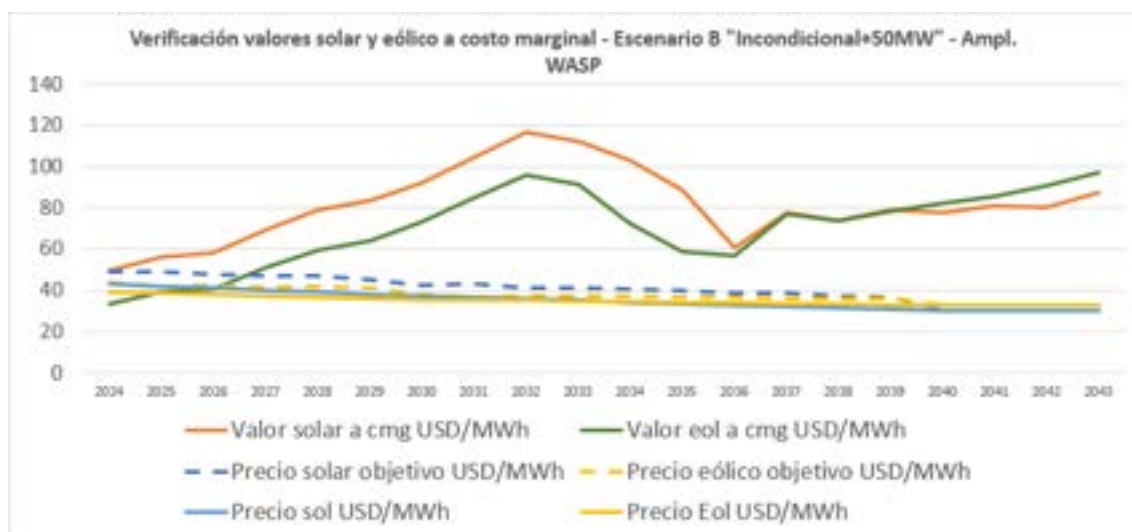


Fig. A2.21: Energía eólica (curva verde) y solar fotovoltaica (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (USD/MWh) como resultado de las simulaciones, comparadas con los precios eólico y solar objetivo (curvas punteadas, amarilla y azul respectivamente) (USD/MWh) calculados en base a la evolución (decreciente) supuesta en el presente estudio para el precio de la tecnología eólica y solar (curvas amarilla y azul respectivamente) en el **escenario “Incondicional con Demanda 50 MW”** para el caso con expansiones WASP (LOLP=0,05%) y el agregado de TG69 adicionales en los años 2038, 2040 y 2042.

Asimismo puede apreciarse al igual que en el caso anterior, una notoria disminución en la divergencia entre el valor del costo marginal y del precio spot, respecto de lo que se observaba en el escenario sin ampliaciones (Fig. A2.8):

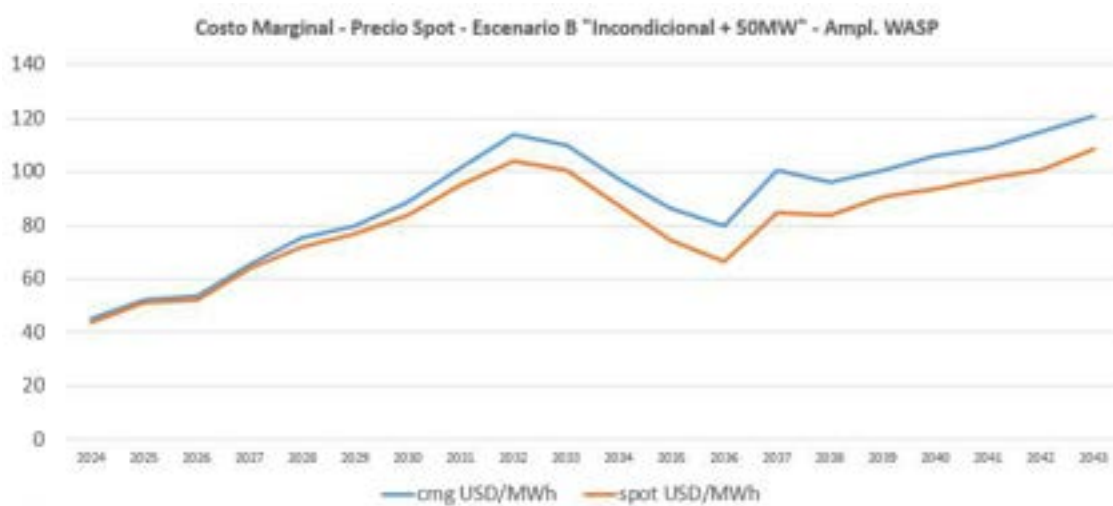


Fig. A2.22: Costo marginal del sistema (curva azul) y Precio Spot (curva naranja) (USD/MWh) obtenidos como resultado de las simulaciones, en el **escenario “Incondicional+50MW”** para el caso con expansiones WASP (LOLP=0,05%) y el agregado de TG69 adicionales en los años 2038, 2040 y 2042.

A1.iii) Criterio “LOLE2”

En lo que hace al ensayo de la aplicación del **criterio “LOLE2”**, se verificó que se continúan superando las 15h anuales toleradas de falla ya a partir **del año 2032** para el **caso A** y a partir **del año 2030** para el **caso B**, observándose una notoria disminución de las mismas, respecto del caso sin ampliaciones, a partir del año 2034 para ambos casos (ver anterior Tabla A2.I):

Caso A

Caso B

LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año	LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año
0	0	0	0	2024	0	0	0	0	2024
3	3	1	0	2025	3	3	1	0	2025
6	6	2	0	2026	6	6	2	0	2026
3	3	1	0	2027	5	5	2	1	2027
7	7	3	1	2028	11	11	4	1	2028
6	6	2	0	2029	9	9	2	0	2029
12	12	4	1	2030	19	19	6	2	2030
15	15	4	1	2031	25	25	7	1	2031
23	23	9	2	2032	34	34	14	4	2032
17	17	6	1	2033	29	29	10	2	2033
32	32	11	3	2034	35	35	11	3	2034
45	45	17	4	2035	47	47	17	4	2035
46	46	19	6	2036	56	56	22	6	2036
53	53	21	5	2037	61	61	23	6	2037
51	51	21	6	2038	52	52	21	5	2038
35	35	12	2	2039	41	41	14	3	2039
52	52	21	5	2040	57	57	22	5	2040
37	37	14	3	2041	50	50	18	4	2041
70	70	27	7	2042	69	69	27	7	2042
64	64	21	3	2043	64	64	21	3	2043

Tabla A2.VII: Valores promedio de LOLE2 anuales obtenidos (columna izquierda, en bordeaux), y detalle de horas promedio de falla 2, 3 y 4, para al **Escenario A – “Incondicional”** (tabla izquierda), y el **Escenario B – “Incondicional + 50MW”** (tabla derecha) para el caso **con expansiones WASP** (LOLP=0,05%) y el agregado de TG69 adicionales en los años 2038, 2040 y 2042. Se indica en amarillo el año a partir del cual se superaría el límite especificado de 15 horas en el criterio ensayado.

Para los **casos “C” y “D”** no se realizó la optimización con WASP, se tomó como punto de partida el resultado final obtenido para el caso B.

A1.iv) Resultado de aplicar los 2 criterios de Planificación Energética

Se muestra en la siguiente tabla la ampliación propuesta luego de corregir en base a los resultados obtenidos con la corrida SimSEE de paso semanal los incumplimientos a **los 2 criterios de Planificación energética** aplicados habitualmente hasta el momento:

Año	Escenarios					
	A- “Incondicional”			B- “Incondicional” Con Dem.50MW		
	EOL	SFV	TG	EOL	SFV	TG
2024	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-

2027	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	-	-
2031	-	-	-	-	-	-
2032	-	-	-	-	-	-
2033	-	-	-	-	-	-
2034	100	150	-	400	-	-
2035	450	450	-	950	100	-
2036	975	550	-	1100	600	-
2037	1175	750	-	1350	750	-
2038	1275	750	207	1400	800	207
2039	1325	800	207	1500	800	207
2040	1450	800	345	1500	850	345
2041	1450	800	345	1525	900	345
2042	1525	850	414	1550	950	483
2043	1525	900	414	1550	1000	483

Tabla A2.VIII: EOL= Potencia total a instalar a partir de parques Eólicos / SFV = Potencia total a instalar a partir de Plantas Solares Fotovoltaicas / TG= Potencia total a instalar a partir de Turbinas de Gas resultantes de aplicar el **1er y 2º criterio** de Planificación energética a la corrida SimSEE de paso semanal. Se resaltan en **rojo** las modificaciones realizadas a la salida de WASP a efectos de dar cumplimiento a dichos criterios.

A1.v) Costo de Abastecimiento de la Demanda y arranques CC500

Se calculó cuanto sería el **Costo de Abastecimiento de la Demanda** para la solución **que incluye las expansiones propuestas por WASP**, ajustadas a efectos de que cumplan con los 2 criterios de Planificación Energética, en los 2 casos analizados con dicha herramienta (A y B). El mismo se muestra en valores reales anuales, de forma de facilitar el análisis de las variaciones anuales que presenta, en el período de 20 años considerado (2024-2043), para un escenario de valor esperado (v.e.), y 5% de crónicas más secas y más húmedas. Se presenta asimismo el total para el período actualizado al año 2024.

Se muestra un comparativo de la diferencia en el valor del CAD que resulta entre el escenario sin expansiones, y el escenario que incluye las expansiones sugeridas por WASP, ajustadas con los 2 criterios de Planificación Energética, para los casos A y B, y respecto del escenario inicial para el caso D:

Caso A

ΔCAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
TOTAL	7,904	41,247	120,198
Act.2024	2,146	11,480	34,304

Caso B

ΔCAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
TOTAL	10,720	49,951	136,683
Act.2024	2,919	13,979	39,294

Caso D

ΔCAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
TOTAL	5,592	24,986	75,807
Act.2024	1,470	7,195	22,090

Tabla A2.IX: Diferencia resultante en el costo total estimado para el período (MUSD) para el abastecimiento de la demanda (CAD) para los 2 casos analizados con WASP (A y B), así como para el caso D, respecto del escenario en el cual no se realizan expansiones en el sistema.

Puede observarse que dicha diferencia es muy relevante, ya que estamos comparando un escenario sin expansiones que presentaría abundante falla, con el consiguiente sobrecosto para el sistema, con otro ajustado con las expansiones que garantizan que no se tendrá falla energética por fuera de los límites indicados por los criterios de Planificación adoptados.

Al igual que antes, en el valor presentado se encuentra comprendido el costo de arranque del CC500 (asumido en 45 kUSD) obtenido promediando las 1.150 crónicas simuladas. En la siguiente figura se muestran los arranques del mismo resultantes:

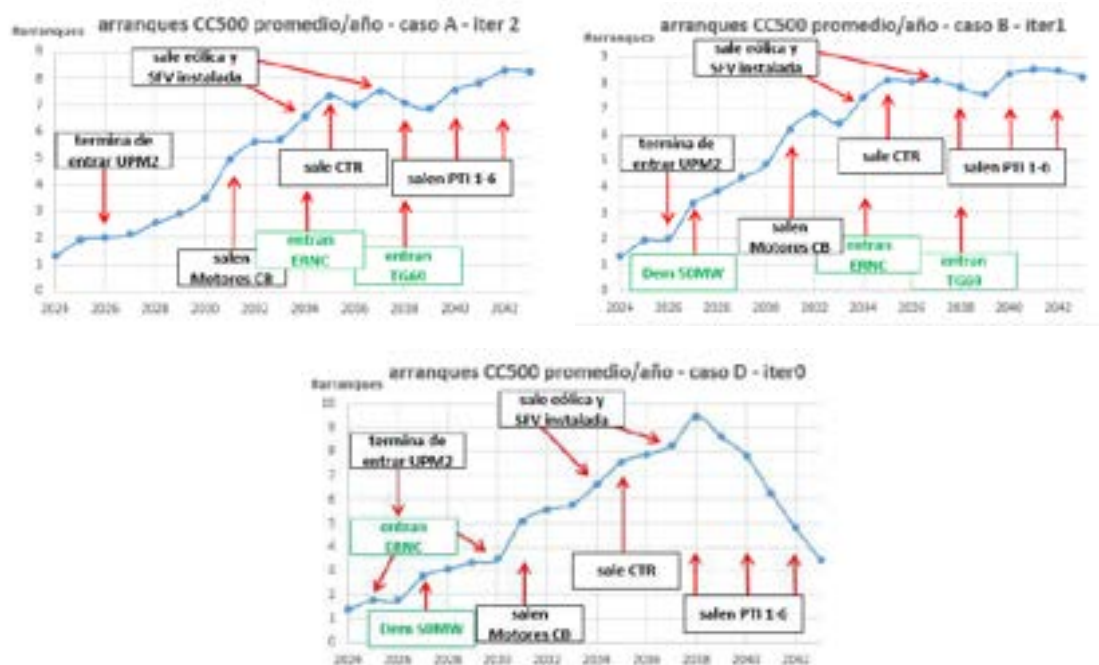


Fig. A2.23: Cantidad de arranques anuales del CC500 promedio resultante de simular 1.150 crónicas en las corridas de paso semanal, estimados para **los 2 casos analizados con WASP (A y B) y para el caso D**. Se indican algunos eventos relevantes para el sistema que pueden explicar cambios en la tendencia; en **verde** se indica el año en que se incorporan las expansiones como resultado de la salida WASP **ajustada con los 2 criterios de Planificación Energética**, así como la demanda adicional de 50 MW (casos B y D).

En todos los casos se observa un número creciente de arranques a lo largo del período, coherente con el mayor uso del térmico que cabría esperar, al ir aumentando la demanda del sistema. Se observa al igual que antes, un leve estancamiento cuando UPM-2 pasa a generar a pleno (año 2026), para continuar luego subiendo a medida que crece la demanda, con un notorio incremento en el año 2027 para los casos B y D en que se incorpora una demanda plana adicional de 50 MW, y en el año 2031 con la salida de los motores de C.Batlle, luego de lo cual el CC500 pasa a ser el generador térmico más barato del sistema. A partir del año 2034, si bien se supuso la salida de servicio todo el parque eólico y SFV actualmente instalado (hasta el año 2037), a lo que se suma la salida de CTR en 2035, en el mismo período ingresarían también las nuevas

expansiones ERNC sugeridas por WASP, por lo que no se verifica un cambio de tendencia en el despacho del CC500 como se tenía para el caso sin expansiones. Asimismo a partir del año 2038 se incorporarían las nuevas TG69, las que amortiguan el efecto de la salida de servicio de las PTI1-6 (años 2038-40-42). Para el caso D que se utilizó como escenario de partida la solución final para el caso B en lo relativo a las ERNC, y no se incorporan a priori TG69, por lo que puede observarse al igual que para el caso sin ampliaciones, una caída en el número de arranques a partir del año 2038, cuando el uso de dicha máquina se vuelve cada vez más intensivo, con la salida de servicio de las PTI1-6, aunque dicha caída se postergó 4 años al incorporar las expansiones sugeridas por WASP ajustadas con los 2 criterios de Planificación Energética (comparar con Fig. A2.10).

A1.vi) Gradiente de inversión

Se volvió a analizar con este método el sistema **incluyendo ahora las expansiones sugeridas por WASP ajustadas con los 2 criterios de Planificación Energética**, habilitando al igual que antes 1 MW de cada tecnología “candidata” desde el inicio.

A continuación se muestran en forma gráfica los resultados del gradiente de inversión acumulado, para los 2 escenarios analizados (A y B).

Para el **caso A “Incondicional”** este método propondría una leve incorporación de generación SFV ya a partir del año 2025, y la eólica algo más tarde, a partir de 2028; se observa que la pendiente de ambas se incrementa notoriamente a partir de 2029-30 quedando prácticamente paralelas, lo que sugeriría una incorporación más agresiva de ambas a partir de dichos años. Asimismo continúa mostrando la conveniencia de incorporar generación térmica a partir del año 2035, en que la pendiente se vuelve positiva:

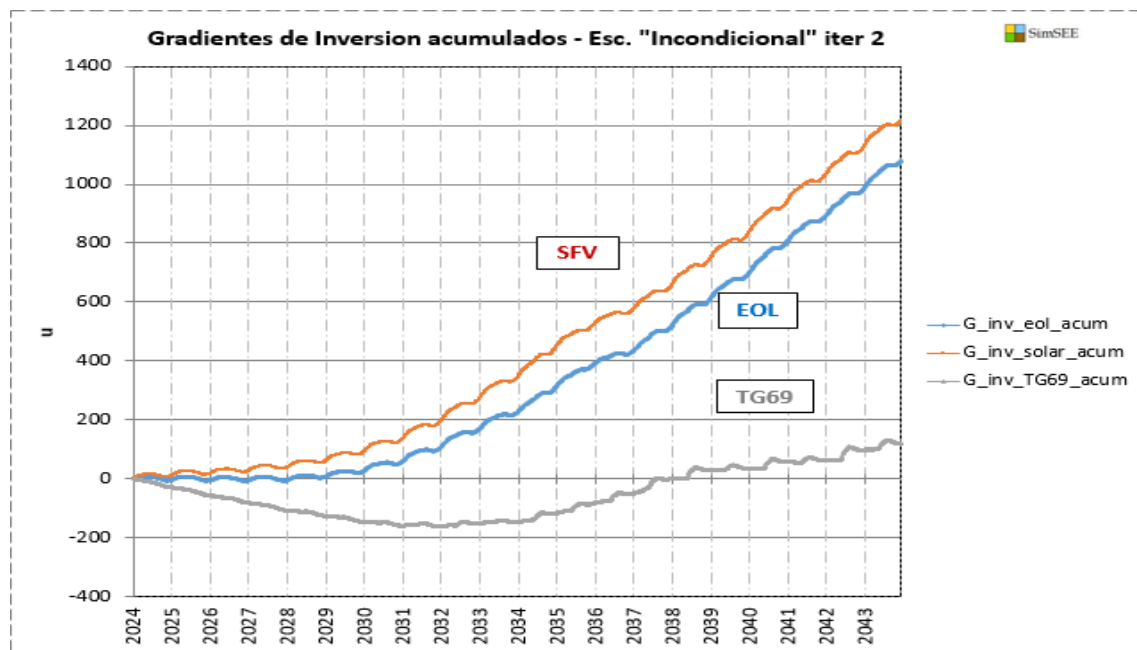


Fig. A2.24: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 3 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el **escenario “Incondicional”**, para el caso que incorpora las expansiones sugeridas por WASP.

Para el **caso B “Incondicional con Dem.150MW”** el gradiente de inversión propone, asimismo una leve incorporación de generación SFV ya a partir del año 2025, y la eólica algo más tarde, a partir de 2026. Se observa que la pendiente de ambas se incrementa notoriamente a partir de 2027-28 quedando prácticamente paralelas, lo que sugeriría una incorporación más agresiva de ambas a partir de dichos años. Por otra parte este método proponía una incorporación de la generación térmica alrededor del año 2034 (ver escenario sin expansiones, Tabla A2.VI); a posterior de la incorporación de las expansiones WASP (exclusivamente renovables hasta 2037 inclusive), adelanta la conveniencia de incorporar generación térmica a partir del año 2032, en que la pendiente se vuelve positiva y comienza a crecer:

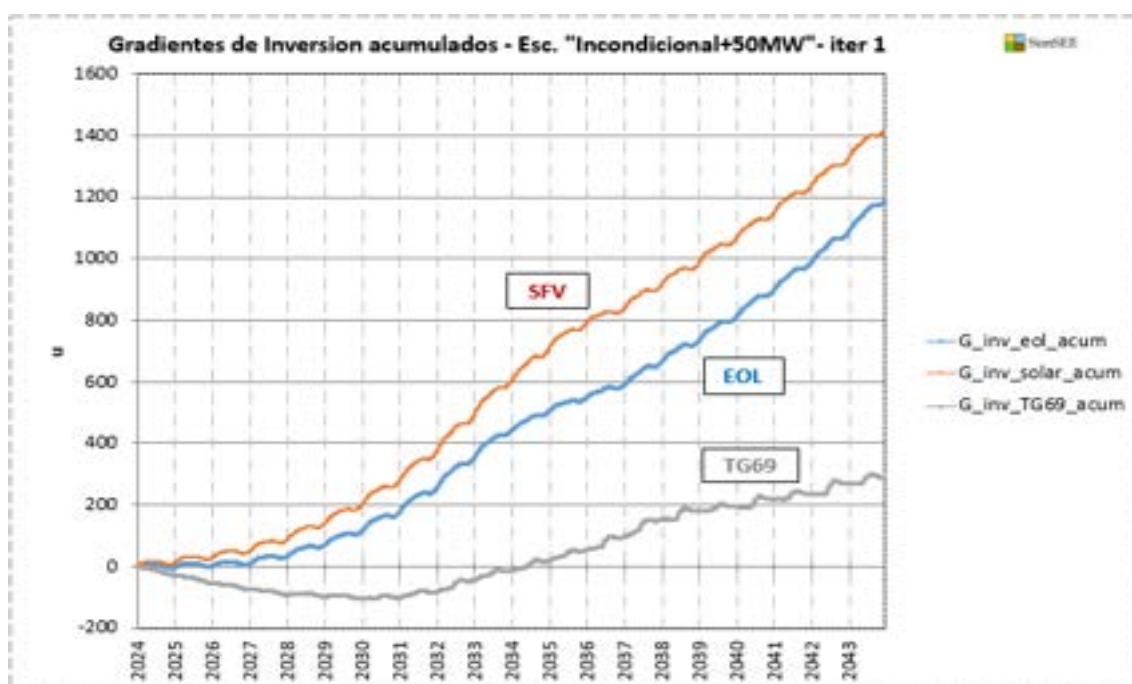


Fig. A2.25: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 3 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el **escenario “Incondicional con Demanda 150”**, para el caso que incorpora las expansiones sugeridas por WASP.

En los 2 casos analizados con WASP (Ay B) se podría concluir en líneas generales, que SimSEE sugiere una mayor y más temprana incorporación de generación renovable (eólica y SFV) que la propuesta por WASP, al igual que una mayor y más temprana incorporación de generación térmica.

Cabe resaltar la diferencia en el orden de magnitud del valor por unidad “u” del gradiente acumulado, resultando ahora en valores mucho más chicos, entre 2 y 3 órdenes de magnitud menores, lo cual estaría indicando que el sistema se encuentra mucho mejor ajustado, respecto del caso sin expansiones, como sería de esperar.

Se observó que en todos los casos el programa sugiere incrementar la incorporación de centrales “candidatas” a partir de las fechas aproximadas que se muestran en la siguiente tabla, para cada tecnología y para cada escenario; esto podría deberse al hecho que WASP no modela la

aleatoriedad intrínseca de la generación renovable, mientras que SimSEE “ve” una mayor incertidumbre, y por ello sugiere instalar más generación.

Tecnología “candidata”	A- Incondic.”	B- “Incondic.” Con 50MW
SFV	2025	2025
Eólica	2028	2026
TG69	2035	2032

Tabla A2.X: Año de incorporación sugerido por el método “gradiente de inversión” de SimSEE para un MW adicional de cada tecnología considerada como “candidata” para la expansión, en los casos A, B y D que **incluyen las expansiones sugeridas por WASP (casos A y B).**

A2.2. Incorporación óptima de ERNC con el criterio marginalista

Con el fin de analizar la “**condición de optimalidad marginal de inversiones**”⁵², se realizaron sucesivas iteraciones con SimSEE que toman como punto de partida la ampliación óptima del parque generador sugerida por WASP IV obtenida anteriormente, ajustada a efectos de que cumpla los 2 criterios de planificación que limitan la falla energética.

En estas iteraciones se busca igualar, en base anual, la energía generada por las expansiones en tecnologías renovables no convencionales (eólica y SFV), valorizada al costo marginal del sistema (mediante valores obtenidos de las simulaciones, por poste y en cada paso), al **costo objetivo** asociado a la inversión en dicha tecnología en el mismo año, por tratarse de tecnologías con costos de inversión decreciente en el período analizado. Esto se hace a efectos de comprobar si la misma se remuneraría en cada año al cmg del sistema, verificando si existe margen para el agregado de unidades adicionales de la misma, las que al agregarse al parque generador en la siguiente iteración, provocarán una disminución del cmg del sistema (puesto que se despachan en la base a cmg nulo), o si por el contrario se verificara que existe un exceso instalado de dicha tecnología, por lo que una mayor inversión en dicha tecnología no se remuneraría al cmg del sistema y hay que disminuir las unidades instaladas. La hipótesis que debe cumplirse para poder aplicar este criterio es que al avanzar el tiempo, en el parque de mínimo costo actualizado haya siempre un aumento de la potencia instalada de la tecnología y que la tecnología tenga costos de inversión decrecientes en el período analizado.

Para el **caso A “Incondicional”** se tenía que el **criterio de optimalidad marginal de inversiones**, sugería continuar incrementando la incorporación de generación renovable, a partir del año 2026 para la SFV y a partir del año 2028 para la eólica (ver apartado anterior, Fig. A2.19). Se realizaron 14 iteraciones adicionales, obteniéndose finalmente el equilibrio deseado, como puede verse en la siguiente figura (obs.: aunque el mismo no es perfecto, se irá refinando en la siguiente etapa, al ensayar el criterio LOLE2 que implicará realizar algún ajuste adicional):

⁵² Ver informe de UTE (Gerencia de División Planificación de Inversiones y Medio Ambiente): “Condición de optimalidad del parque con una tecnología de precios decrecientes” (07/2019)

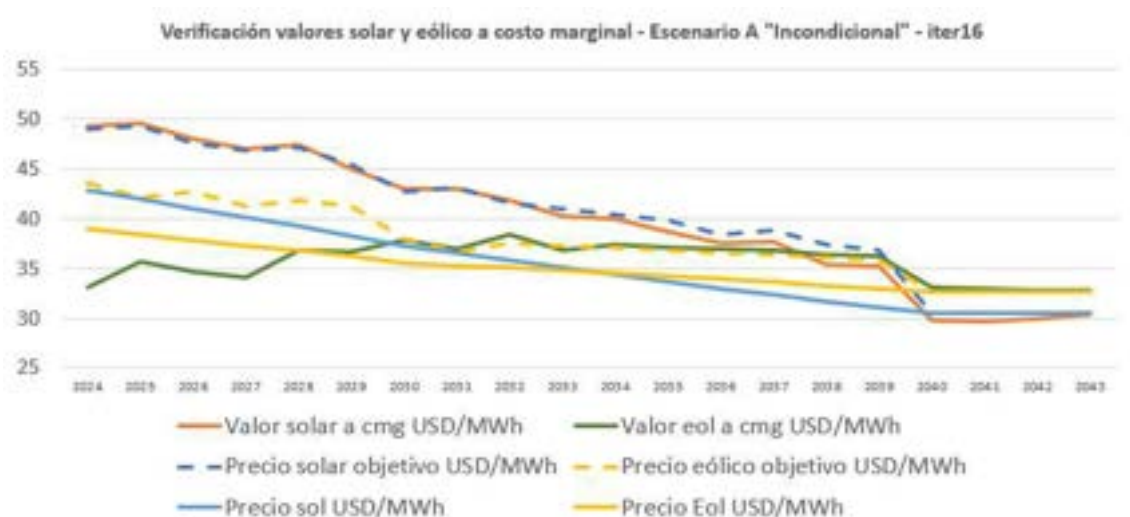


Fig. A2.26: Energía eólica (curva verde) y solar fotovoltaica (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (USD/MWh) como resultado de las simulaciones, comparadas con los precios eólico y solar objetivo (curvas punteadas, amarilla y azul respectivamente) (USD/MWh) calculados en base a la evolución (decreciente) supuesta en el presente estudio para el precio de la tecnología eólica y solar (curvas amarilla y azul respectivamente) en el **escenario "Incondicional"** para el caso con expansiones WASP (LOLP=0,05%) **luego de ajustar la incorporación de ERNC por el criterio marginalista.**

Asimismo puede apreciarse la disminución en la divergencia entre el valor del costo marginal y del precio spot, así como una notoria disminución de su valor final, respecto de lo que se observaba antes de aplicar el criterio marginalista (Fig. A2.20):



Fig. A2.27: Costo marginal del sistema (curva azul) y Precio Spot (curva naranja) (USD/MWh) obtenidos como resultado de las simulaciones, en el **escenario "Incondicional"** para el caso con expansiones WASP (LOLP=0,05%) **luego de ajustar la incorporación de ERNC por el criterio marginalista.**

Para el **caso B "Incondicional + 50MW"** (caso base) se tenía que el **criterio de optimalidad marginal de inversiones**, sugería continuar incrementando la incorporación de generación renovable, a partir del año 2025 para la SFV y a partir del año 2027 para la eólica (ver apartado anterior, Fig. A2.21). Se partió de la solución ya ajustada para el caso A (16ª iteración), para

todos los años en los que la misma superaba lo propuesto por la solución WASP para el caso B, dado que el mismo presupone una mayor demanda. Se realizaron 10 iteraciones adicionales, obteniéndose finalmente el equilibrio deseado, como puede verse en la siguiente figura:

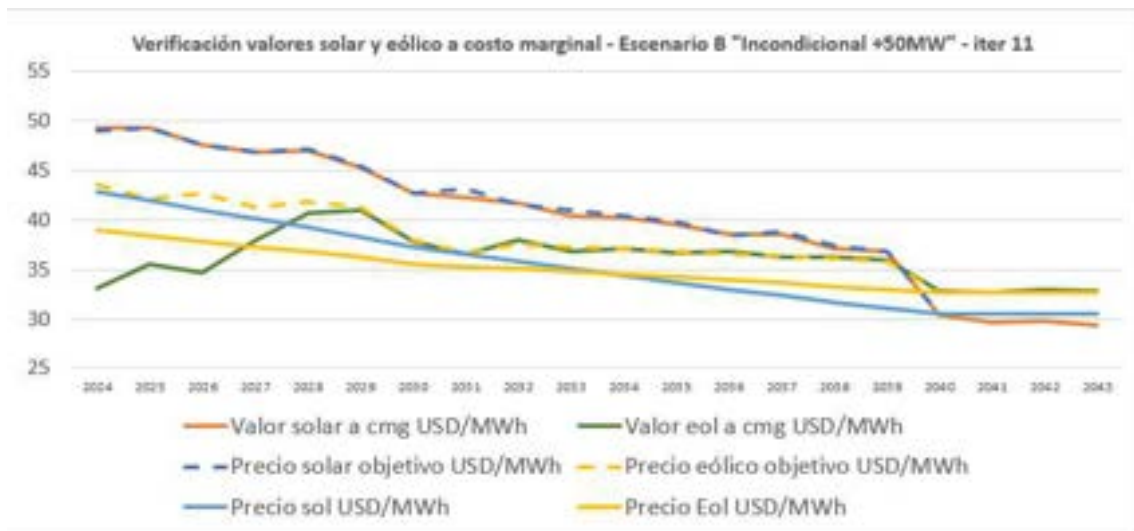


Fig. A2.28: Energía eólica (curva verde) y solar fotovoltaica (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (USD/MWh) como resultado de las simulaciones, comparadas con los precios eólico y solar objetivo (curvas punteadas, amarilla y azul respectivamente) (USD/MWh) calculados en base a la evolución (decreciente) supuesta en el presente estudio para el precio de la tecnología eólica y solar (curvas amarilla y azul respectivamente) en el **escenario “Incondicional+50MW”** para el caso con expansiones WASP (LOLP=0,05%) **luego de ajustar la incorporación de ERNC por el criterio marginalista.**

Asimismo puede apreciarse la disminución en la divergencia entre el valor del costo marginal y del precio spot, así como una notoria disminución de su valor final, respecto de lo que se observaba antes de aplicar el criterio marginalista (Fig. A2.22):



Fig. A2.29: Costo marginal del sistema (curva azul) y Precio Spot (curva naranja) (USD/MWh) obtenidos como resultado de las simulaciones, en el **escenario “Incondicional+50MW”** para el caso con expansiones WASP (LOLP=0,05%) **luego de ajustar la incorporación de ERNC por el criterio marginalista.**

Para el **caso C “Incondicional + 50MW”** con la SFV a menor costo, se partió de la solución ya totalmente ajustada para el caso B (15ª iteración), dado que este escenario presupone la misma demanda, y solo cambia el precio de la candidata SFV. Se realizaron 8 iteraciones adicionales, obteniéndose finalmente el equilibrio deseado, como puede verse en la siguiente figura:

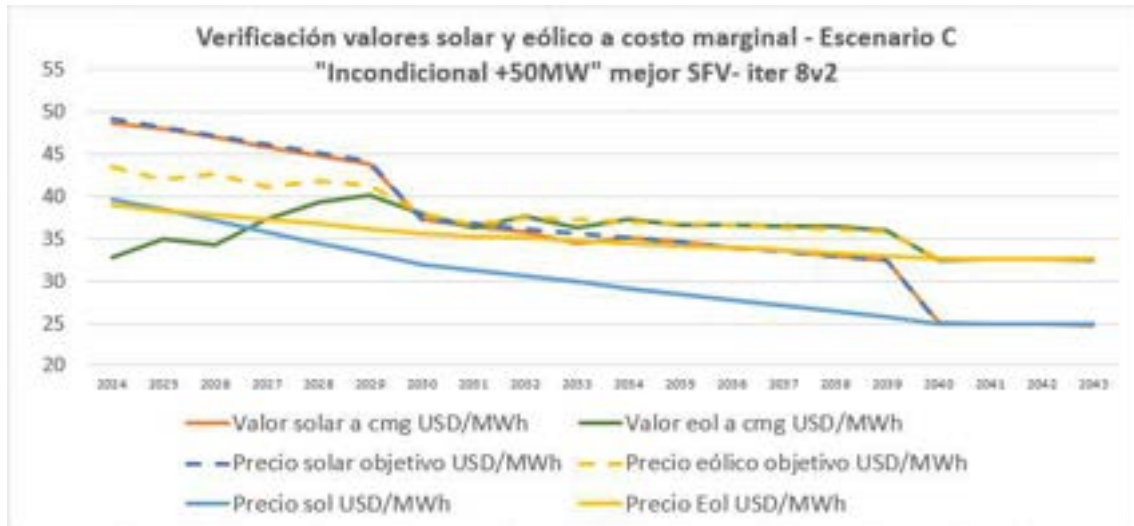


Fig. A2.30: Energía eólica (curva verde) y solar fotovoltaica (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (USD/MWh) como resultado de las simulaciones, comparadas con los precios eólico y solar objetivo (curvas punteadas, amarilla y azul respectivamente) (USD/MWh) calculados en base a la evolución (decreciente) supuesta en el presente estudio para el precio de la tecnología eólica y solar (curvas amarilla y azul respectivamente) en el **escenario “Incondicional+50MW”** para el caso que presupone la disponibilidad de SFV a un costo menor, **luego de ajustar la incorporación de ERNC por el criterio marginalista.**

Asimismo puede apreciarse la evolución del costo marginal y del precio spot, y una disminución del valor del cmg, respecto de lo que se obtuvo para el caso B (ver Fig. A2.29):

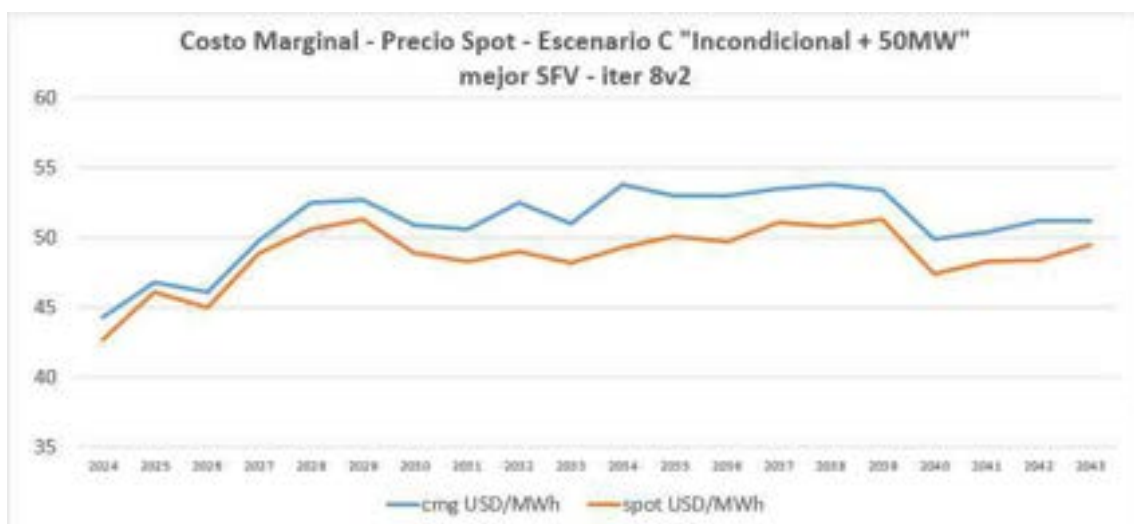


Fig. A2.31: Costo marginal del sistema (curva azul) y Precio Spot (curva naranja) (USD/MWh) obtenidos como resultado de las simulaciones, en el **escenario “Incondicional+50MW”** para el caso que presupone la disponibilidad de SFV a un costo menor, **luego de ajustar la incorporación de ERNC por el criterio marginalista.**

Para el **caso D “Incondicional + 50MW”** con comercio internacional habilitado, se partió de la solución ajustada para el caso B (15ª iteración), pero sin incluir las TG69 dadas por “LOLE2”, dado que este escenario presupone la misma demanda y las mismas centrales “candidatas”, pero el respaldo cambia al disponer de la interconexión internacional. Se realizaron 2 iteraciones adicionales, obteniéndose una aproximación al equilibrio deseado (obs.: aunque el mismo no es perfecto, se irá refinando en la siguiente etapa, al ensayar el criterio LOLE2 que implicará realizar algún ajuste adicional), como puede verse en la siguiente figura:

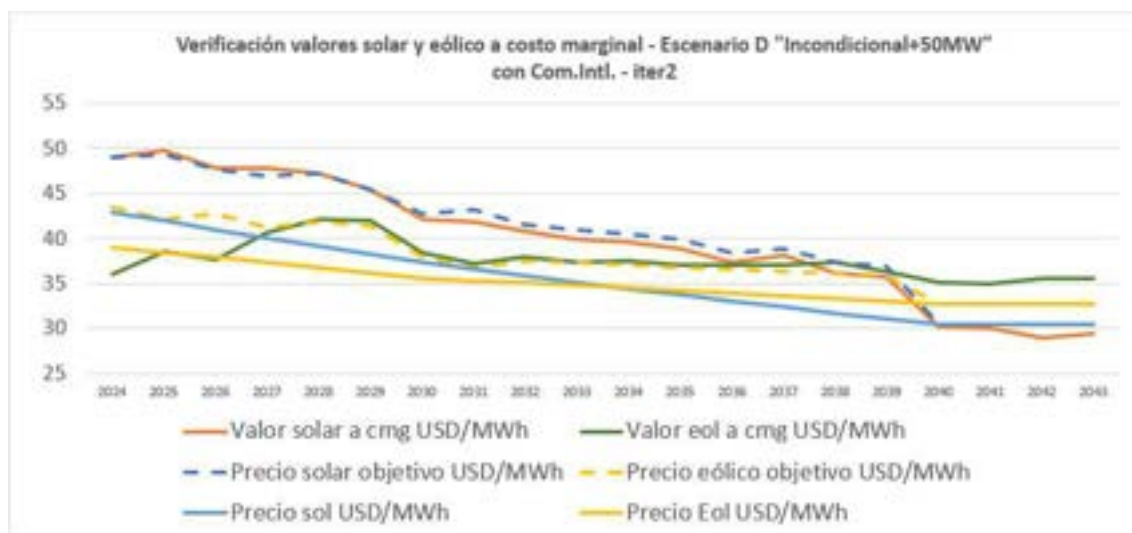


Fig. A2.32: Energía eólica (curva verde) y solar fotovoltaica (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (USD/MWh) como resultado de las simulaciones, comparadas con los precios eólico y solar objetivo (curvas punteadas, amarilla y azul respectivamente) (USD/MWh) calculados en base a la evolución (decreciente) supuesta en el presente estudio para el precio de la tecnología eólica y solar (curvas amarilla y azul respectivamente) en el **escenario “Incondicional+50MW”** para el caso que presupone disponibilidad de intercambios internacionales, **luego de ajustar la incorporación de ERNC por el criterio marginalista.**

Asimismo puede apreciarse la evolución del costo marginal y del precio spot, muy similar respecto de lo que se obtuvo para el caso B (ver Fig. A2.29), salvo a partir del año 2038 en que se observa como las curvas se van separando, debido a la falla que se tiene, que deberá corregirse incorporando más térmico, tal como lo indica el criterio “LOLE2” (ver próximo apartado):

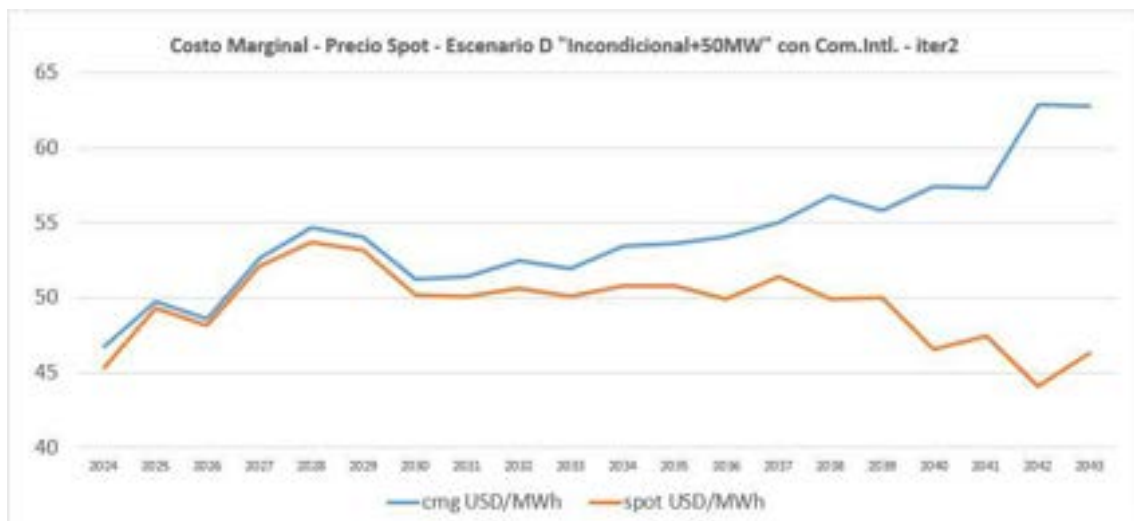


Fig. A2.33: Costo marginal del sistema (curva azul) y Precio Spot (curva naranja) (USD/MWh) obtenidos como resultado de las simulaciones, en el **escenario “Incondicional+50MW”** para el caso que presupone disponibilidad de intercambios internacionales, **luego de ajustar la incorporación de ERNC por el criterio marginalista.**

A2.i) Criterio “LOLE2”

En lo que hace al ensayo de la aplicación del **criterio “LOLE2”**, se vuelve a observar una notoria disminución de las horas de falla, respecto de la solución que contempla solo las ampliaciones WASP (ver anterior Tabla A2.VII), desplazándose el año a partir del cual se verifica que se continúan superando las 15h anuales toleradas de falla hacia adelante en el horizonte analizado, pasando a ser a partir **del año 2035** para los casos A y B y a partir **del año 2038** para el caso D, lo que significa un retraso de entre 3 y 5 años según el caso considerado, con el solo agregado de ERNC al sistema (no se agregaron unidades térmicas TG69 en este paso):

Caso A:

LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año
0	0	0	0	2024
2	2	1	0	2025
5	5	2	0	2026
2	2	1	0	2027
4	4	2	1	2028
3	3	1	0	2029
5	5	2	1	2030
5	5	2	0	2031
10	10	4	1	2032
6	6	2	0	2033
12	12	4	1	2034
20	20	7	1	2035
30	30	13	4	2036
23	23	8	2	2037
22	22	9	2	2038
14	14	5	1	2039
17	17	7	1	2040
13	13	5	1	2041
30	30	11	2	2042
23	23	6	1	2043

Caso B:

LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año
0	0	0	0	2024
2	2	1	0	2025
5	5	2	0	2026
3	3	1	0	2027
6	6	2	1	2028
4	4	1	0	2029
6	6	3	1	2030
6	6	2	0	2031
12	12	4	1	2032
7	7	2	0	2033
14	14	5	1	2034
23	23	8	2	2035
37	37	15	4	2036
28	28	10	2	2037
28	28	11	2	2038
18	18	6	1	2039
24	24	9	2	2040
19	19	7	1	2041
29	29	11	2	2042
21	21	5	1	2043

Caso D:

LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año
0	0	0	0	2024
0	0	0	0	2025
1	1	0	0	2026
0	0	0	0	2027
1	1	0	0	2028
1	1	0	0	2029
1	1	0	0	2030
1	1	0	0	2031
3	3	1	0	2032
1	1	0	0	2033
3	3	1	0	2034
4	4	1	0	2035
9	9	3	1	2036
5	5	2	0	2037
18	18	7	1	2038
12	12	4	1	2039
32	32	13	3	2040
26	26	10	2	2041
66	66	29	8	2042
56	56	22	5	2043

Tabla A2.XI: Valores promedio de LOLE2 anuales obtenidos (columna izquierda, en bordeaux), y detalle de horas promedio de falla 2, 3 y 4, para al **Escenario A – “Incondicional”** (tabla izquierda arriba), el **Escenario B – “Incondicional + 50MW”** (tabla derecha arriba) y para el **Escenario D – “Incondicional + 50 MW”** (tabla inferior), para el caso con expansiones WASP (LOLP=0,05%) **luego de ajustar la incorporación de ERNC por el criterio marginalista**. Se indica en amarillo el año a partir del cual se superaría el límite de 15 horas especificado en el criterio LOLE2 ensayado.

Para el **caso “C”** se partió de la solución final para el caso B, que ya incluye el agregado de TG69 para ajustar la LOLE2 dentro del límite ensayado, por lo que no se muestra aquí.

A2.ii) Resultado de aplicar el criterio marginalista

Se muestra en la siguiente tabla la ampliación propuesta luego de corregir en base a los resultados obtenidos con la corrida SimSEE de paso semanal los incumplimientos a los 2 criterios de Planificación energética aplicados, y **ajustar a posteriori la incorporación de ERNC por el criterio marginalista**. Puede observarse en los casos A y B que se incrementó considerablemente la incorporación de ERNC, y se adelantó la misma hacia principios del período para el caso de la SFV, respecto de la ampliación sugerida por WASP (ver anterior Tabla A2.VIII); para el caso C (SFV a menor costo) puede observarse una penetración más agresiva de la misma, en detrimento de la penetración eólica, comparándola con el caso B, mientras que para el caso D puede observarse una penetración más temprana y agresiva de las ERNC, respecto del caso análogo B:

Año	Escenarios											
	A- "Incondicional"			B- "Incondicional" Con Dem.50MW			C- "Incondicional" Con Dem.50MW SFV menor costo			D- "Incondicional" Con Dem.50MW con Com.Internac.		
	EOL	SFV	TG	EOL	EOL	EOL	EOL	SFV	TG	EOL	SFV	TG
2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	-
2025	-	85	-	-	90	-	-	100	-	-	175	-
2026	-	110	-	-	120	-	-	120	-	-	200	-
2027	-	120	-	-	275	-	-	280	-	15	335	-
2028	-	220	-	-	380	-	-	395	-	35	420	-
2029	-	290	-	-	435	-	-	445	-	50	475	-
2030	10	420	-	110	480	-	45	610	-	170	520	-
2031	100	430	-	220	480	-	155	615	-	290	530	-
2032	125	500	-	250	540	-	195	670	-	310	585	-
2033	125	500	-	250	540	-	195	670	-	310	585	-
2034	350	550	-	490	585	-	430	700	-	550	630	-
2035	790	620	-	945	640	-	855	745	138	995	685	-
2036	1120	710	-	1275	730	-	1155	825	207	1290	785	-
2037	1595	860	-	1760	880	-	1640	995	207	1800	940	-
2038	1695	925	207	1860	930	207	1775	1030	345	1945	1015	-
2039	1745	955	207	1920	965	207	1840	1070	345	2010	1035	-
2040	1870	1080	345	2045	1115	345	1965	1270	483	2145	1210	-
2041	1900	1080	345	2065	1135	345	1985	1270	483	2175	1220	-
2042	2065	1120	414	2200	1190	483	2120	1335	621	2375	1295	-
2043	2115	1140	414	2250	1235	483	2185	1375	621	2410	1325	-

Tabla A2.XII: EOL= Potencia total a instalar a partir de parques Eólicos / SFV = Potencia total a instalar a partir de Plantas Solares Fotovoltaicas / TG= Potencia total a instalar a partir de Turbinas de Gas resultantes luego de ajustar la incorporación de ERNC por el **criterio marginalista** a la corrida SimSEE de paso semanal ajustada por el **1er y 2º criterio de Planificación energética**. Se resaltan en **rojo** los incrementos realizados respecto del apartado anterior, y en **verde** el adelanto de nuevas incorporaciones, para los casos A y B, **a efectos de dar cumplimiento al criterio marginalista**. Para los casos C y D se partió de la solución final para el caso B ajustada por los 2 criterios de Planificación energética (y por el criterio de LOLE2 para el caso C).

A2.iii) Costo de Abastecimiento de la Demanda y arranques CC500

Se volvió a calcular el Costo de Abastecimiento de la Demanda para la solución **ajustada por el criterio marginalista**, a posteriori de las incorporaciones de ERNC sugeridas por éste. Se muestra el mismo para los casos A, B y D, a efectos de su comparación con los resultados obtenidos en el apartado anterior (solución WASP que cumple con los 2 criterios de planificación energética para los casos A y B, y solución de partida para el caso D).

Se muestra un comparativo de la diferencia en el valor del CAD que resulta entre el escenario que incluye las expansiones sugeridas por WASP, ajustadas con los 2 criterios de Planificación

Energética, para los casos A y B, y la solución de partida que cumple asimismo con los 2 criterios de Planificación Energética, para el caso D, y el CAD obtenido luego de aplicar el criterio marginalista:

Caso A

Δ CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
TOTAL	-540	830	4,799
Act.2024	-233	320	1,876

Caso B

Δ CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
TOTAL	-563	935	5,202
Act.2024	-260	389	2,159

Caso D

Δ CAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
TOTAL	-181	112	1,140
Act.2024	-85	47	476

Tabla A2.XIII: Diferencia resultante en el costo total estimado para el período (MUSD) para el abastecimiento de la demanda (CAD) para los casos A, B y D **después de aplicar el criterio marginalista**, respecto de las soluciones obtenidas por WASP ajustadas para cumplir los 2 criterios de Planificación Energética (para los casos A y B), y para la solución de partida que cumple asimismo con los 2 criterios de Planificación Energética (para el caso D).

Puede observarse en todos los casos una diferencia positiva para el escenario en valor esperado, y algo más grande para el escenario seco, no así para el escenario húmedo, donde se tiene un sobrecosto para el sistema, al haber incrementado la incorporación de ERNC. Lo que permite concluir que con la aplicación de este criterio se mejora el óptimo económico alcanzado en v.e. respecto de la solución sugerida por WASP; la disminución obtenida para el CAD en valor esperado es de 5,3% para el caso A y 5,8% para el caso B, y si se tienen en cuenta los valores actualizados al año inicial, la misma se traduce en 3,9% y 4,6% respectivamente, lo que permite constatar que la mejora no es demasiado significativa.

Al igual que antes, en el valor presentado se encuentra comprendido el costo de arranque del CC500 (asumido en 45 kUSD) obtenido promediando las 1.150 crónicas simuladas. En la siguiente figura se muestran los arranques del mismo resultantes:

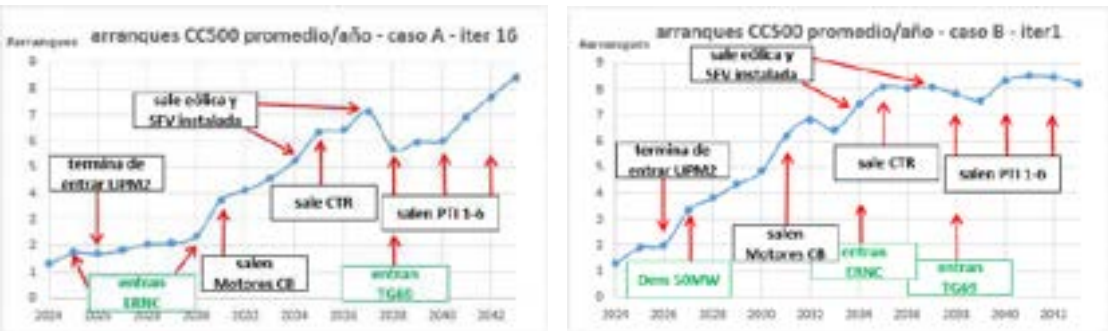




Fig. A2.34: Cantidad de arranques anuales del CC500 promedio resultante de simular 1.150 crónicas en las corridas de paso semanal, estimados para los casos A, B y D, **a posteriori de la incorporación de ERNC adicionales sugeridas por el criterio marginalista**. Se indican algunos eventos relevantes para el sistema que pueden explicar cambios en la tendencia; en **verde** se indica el año en que se incorporan las expansiones como resultado del criterio marginalista, así como la demanda adicional de 50 MW para los casos B y D.

En todos los casos se observa un número de arranques mucho más bajo y una curva más aplanada a principios del período (comparar con la anterior Fig. A2.23), con un notorio incremento en el año 2027 para los casos B y D en que se incorpora una demanda plana adicional de 50 MW, coherente con el menor uso del térmico que cabría esperar, al haber incrementado y adelantado la incorporación de ERNC. Se observa un incremento en los arranques en el año 2031 con la salida de los motores de C.Batlle, luego de lo cual el CC500 pasa a ser el generador térmico más barato del sistema. A partir del año 2034, si bien se supuso la salida de servicio todo el parque eólico y SFV actualmente instalado (hasta el año 2037), a lo que se suma la salida de CTR en 2035, no se verifica un cambio de tendencia en el despacho del CC500 el cual se va incrementando a medida que crece la demanda. Asimismo a partir del año 2038 se incorporarían las nuevas TG69, las que amortiguan el efecto de la salida de servicio de las PTI1-6 (años 2038-40-42) y provocan una leve disminución en el despacho del CC500 en los primeros años. Para el caso D que se utilizó como escenario de partida la solución final para el caso B en lo relativo a las ERNC, y no se incorporan a priori TG69, puede observarse al igual que para el caso de partida (ver Fig. A2.23), una caída en el número de arranques a partir del año 2038, cuando el uso de dicha máquina se vuelve cada vez más intensivo, con la salida de servicio de las PTI1-6.

A2.iv) Gradiente de inversión

Se volvió a analizar con este método el sistema **incluyendo ahora las expansiones en ERNC sugeridas por el criterio marginalista** habilitando al igual que antes 1 MW de cada tecnología “candidata” desde el inicio.

A continuación se muestran en forma gráfica los resultados del gradiente de inversión acumulado, para los 4 escenarios analizados (A-D).

Para el **caso A “Incondicional”** este método, cuando se analizó en el apartado anterior, previo al ajuste realizado por el criterio marginalista, proponía una leve incorporación de generación SFV ya a partir del año 2025, y la eólica algo más tarde, a partir de 2028, y sugería además una incorporación más agresiva de ambas a partir de 2029-30, lo cual coincide con el resultado de

incorporación de ERNC obtenido por el criterio marginalista. Por otra parte este método proponía una incorporación más temprana que WASP de la generación térmica, ya a partir de los años 2034-35. A posteriori del agregado de ERNC realizado a raíz de la aplicación del criterio marginalista, este método continúa sugiriendo una leve incorporación de generación SFV a partir del año 2025, y de eólica a partir de 2030; por otro lado muestra ahora una clara inconveniencia de incorporar generación térmica, con una pendiente negativa hasta el año 2035, que luego se aplana y vuelve a ser negativa a partir del año 2038:

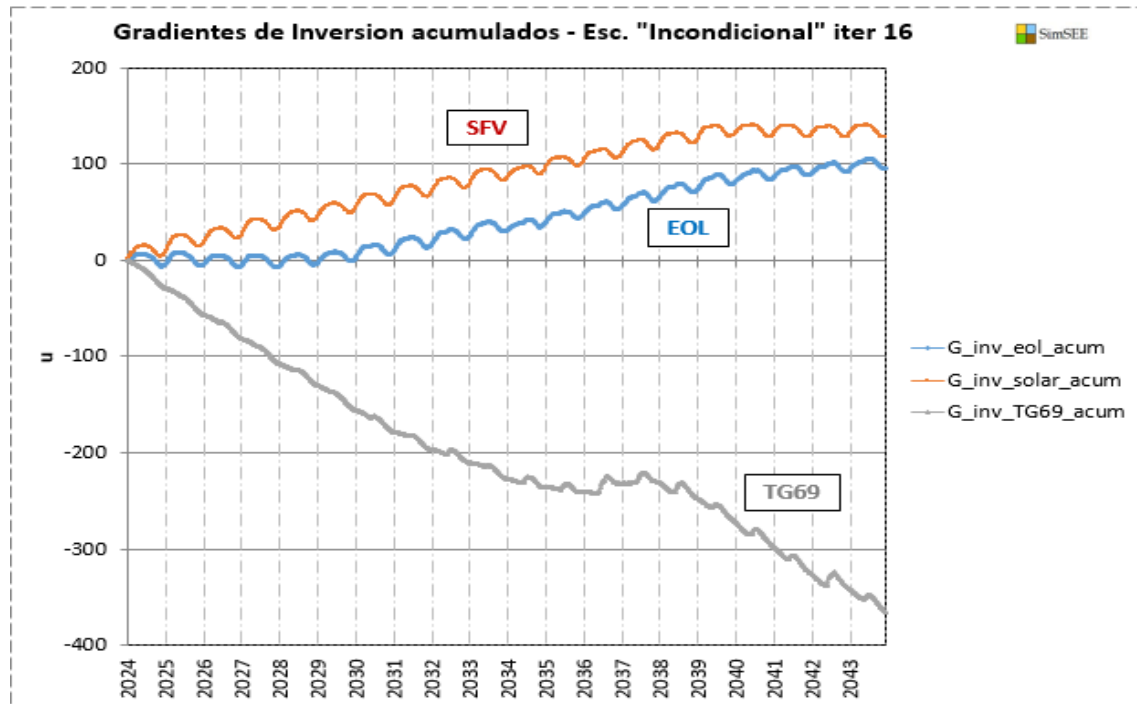


Fig. A2.35: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 3 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el **escenario “Incondicional”**, para el caso que **incorpora las expansiones en ERNC sugeridas por el criterio marginalista**.

Para el **caso B “Incondicional con Dem.150MW”** se observa una situación muy similar: cuando se analizó en el apartado anterior, previo al ajuste realizado por el criterio marginalista, proponía asimismo una leve incorporación de generación SFV ya a partir del año 2025, y de eólica a partir de 2026, y sugería una incorporación más agresiva de ambas a partir de 2027-28, lo cual coincide mayormente con el resultado de incorporación de ERNC obtenido por el criterio marginalista. Por otra parte este método proponía una incorporación más temprana que WASP de la generación térmica, ya a partir del año 2032. A posteriori del agregado de ERNC realizado a raíz de la aplicación del criterio marginalista, este método continúa sugiriendo una leve incorporación de generación SFV a partir del año 2025, y de eólica a partir de 2028; por otro lado muestra ahora, al igual que en el caso A, una clara inconveniencia de incorporar generación térmica, con una pendiente negativa hasta el año 2035, que si bien luego se aplana en un tramo y es ligeramente positiva, vuelve a ser negativa a partir del año 2037:

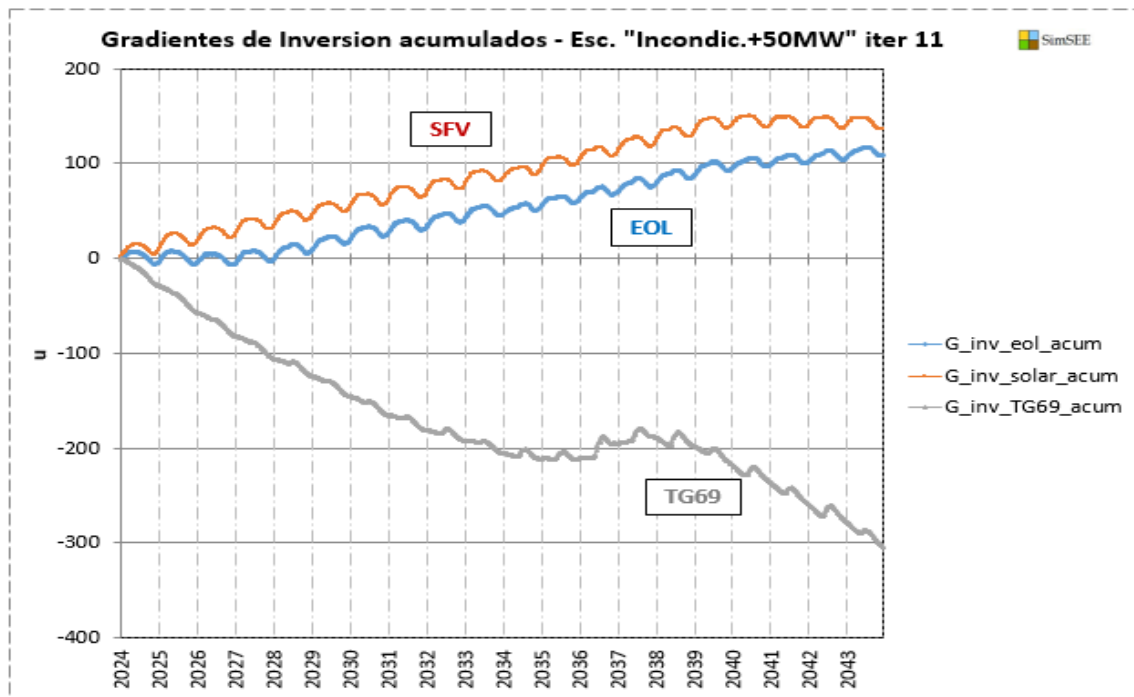


Fig. A2.36: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 3 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el **escenario “Incondicional con Demanda 150”**, para el caso que **incorpora las expansiones en ERNC sugeridas por el criterio marginalista**.

Cabe resaltar la diferencia en el orden de magnitud del valor por unidad “u” del gradiente acumulado en ambos casos, resultando ahora en valores mucho más chicos (comparar con las anteriores Fig. A2.24 y A2.25), lo cual estaría indicando que el sistema se encuentra mucho mejor ajustado en lo que hace a las ERNC. En lo que hace a la generación térmica, este método estaría sugiriendo disminuir la cantidad de las unidades propuestas de TG69 para ser incorporadas en ambos casos a partir de 2038.

Para el **caso C “Incondicional + 50MW”** donde se dispone de generación SFV a un menor costo, y para el cual se partió de la solución ya totalmente ajustada para el caso B (15ª iteración, que incluye las TG69 incorporadas por “LOLE2”), el gradiente de inversión luego de ajustar el agregado de ERNC aplicando el criterio marginalista continúa sugiriendo una leve incorporación de generación SFV a partir del año 2025, y de eólica a partir de 2028; por otro lado muestra una clara inconveniencia de incorporar generación térmica, con una pendiente negativa hasta el final del período:

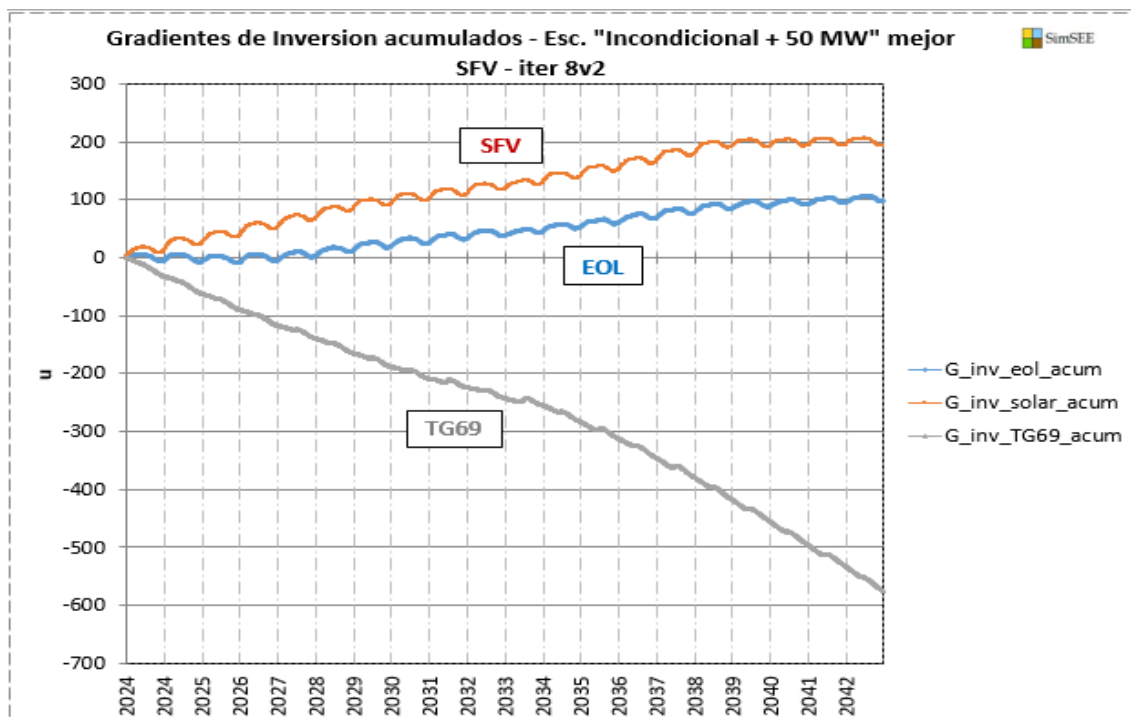


Fig. A2.37: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 3 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el **escenario “Incondicional con Demanda 150”** para el caso que presupone la disponibilidad de SFV a un costo menor, **incorporando las expansiones en ERNC sugeridas por el criterio marginalista.**

Para el **caso D “Incondicional + 50MW”** donde se dispone de comercio internacional, y para el cual se partió de la solución ajustada para el caso B (15ª iteración, sin incluir sin embargo las TG69 incorporadas por “LOLE2”), el gradiente de inversión luego de ajustar el agregado de ERNC aplicando el criterio marginalista continúa sugiriendo una leve incorporación de generación SFV a partir del año 2025, y de eólica a partir de 2027; por otro lado muestra una clara inconveniencia de incorporar generación térmica, con una pendiente negativa hasta 2038, donde la misma se aplanan y pasa luego a ser positiva, sugiriendo la conveniencia de su incorporación:

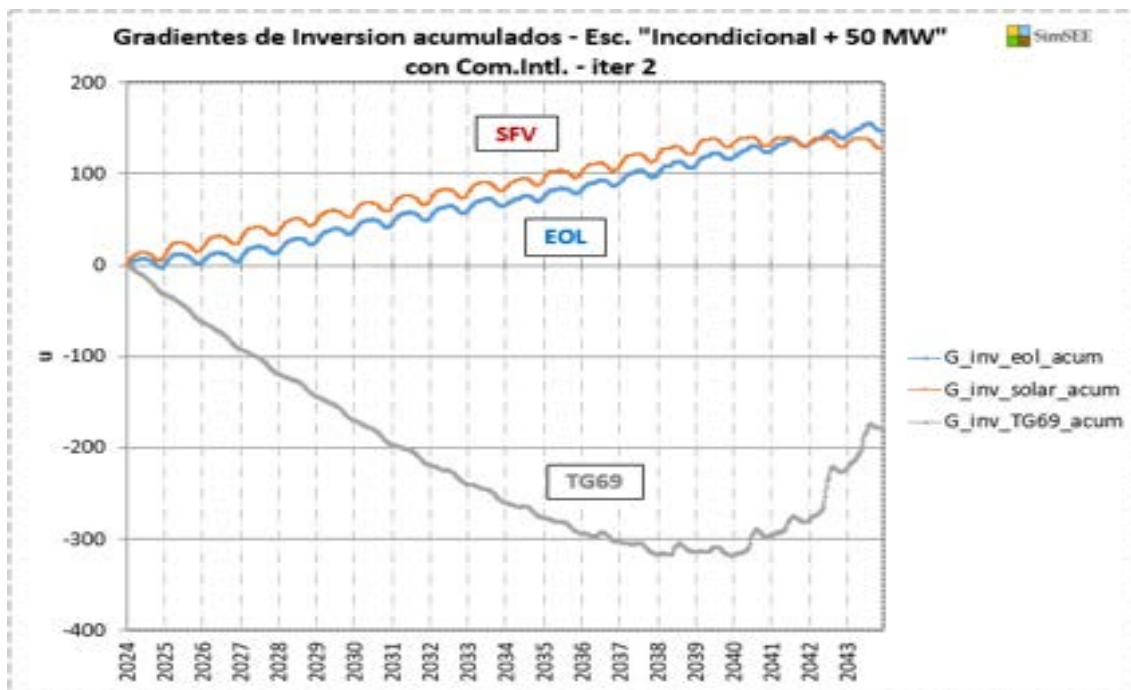


Fig. A2.38: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 3 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el **escenario “Incondicional con Demanda 150”** para el caso en que se habilita el comercio internacional, **incorporando las expansiones en ERNC sugeridas por el criterio marginalista.**

A2.3. Ensayo del criterio LOLE2 – Solución final

Con el fin de imponer un criterio que **limite las fallas de potencia**, se ensayó el criterio propuesto por UTE al que se denominó “LOLE2”, el cual consiste en limitar las horas anuales de falla 2, 3 y 4 a un máximo de 15 horas en valor esperado, incorporando para ello generación térmica. La elevada incorporación de ERNC en el sistema, vuelve **necesario definir e incorporar algún criterio que limite la posible falla en potencia**, dada la alta variabilidad intrínseca que presentan estas fuentes, a nivel horario e intra-horario.

Se realizaron entonces algunas iteraciones adicionales con SimSEE que toman como punto de partida la ampliación óptima del parque generador sugerida por WASP IV obtenida anteriormente, ajustada a efectos de que cumpla los 2 criterios de planificación que limitan la falla energética y ajustada por el criterio económico de optimalidad marginal.

A3.i) Resultado de aplicar el criterio “LOLE2”

Para el **caso A “Incondicional”** se realizaron 3 iteraciones adicionales, incorporando TG69 en los años en que se superaba el límite impuesto para este criterio “LOLE2”, a partir del año 2035. Lo mismo se realizó para el **caso B “Incondicional + 50MW”**, con 4 iteraciones adicionales, superándose el límite asimismo desde el año 2035. Para el **caso D “Incondicional + 50MW” con Comercio Internacional** se realizaron 3 iteraciones adicionales, superándose el límite a partir del

año 2038. A posteriori del agregado de las TG69, fue necesario reajustar levemente las ERNC ya que el criterio marginalista indicaba el retiro de algunas unidades.

Se muestran en la siguiente tabla, los valores promedio de LOLE2 anuales obtenidos a posteriori de realizar los ajustes para los 3 escenarios mencionados:

Caso A

LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año
0	0	0	0	2024
2	2	1	0	2025
5	5	2	0	2026
2	2	1	0	2027
4	4	2	1	2028
3	3	1	0	2029
5	5	2	1	2030
5	5	2	0	2031
10	10	4	1	2032
6	6	2	0	2033
12	12	4	1	2034
14	14	5	1	2035
15	15	7	1	2036
10	10	4	1	2037
15	15	6	1	2038
9	9	3	1	2039
11	11	5	1	2040
9	9	3	1	2041
15	15	5	1	2042
9	9	2	0	2043

Caso B

LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año
0	0	0	0	2024
2	2	1	0	2025
5	5	2	0	2026
3	3	1	0	2027
6	6	2	1	2028
4	4	1	0	2029
6	6	3	1	2030
6	6	2	0	2031
12	12	4	1	2032
7	7	2	0	2033
14	14	5	1	2034
11	11	4	1	2035
13	13	5	1	2036
8	8	3	1	2037
13	13	5	1	2038
8	8	2	0	2039
11	11	4	1	2040
8	8	3	0	2041
14	14	5	1	2042
8	8	2	0	2043

Caso D

LOLE2_a	HorasF2_a	HorasF3_a	HorasF4_a	año
0	0	0	0	2024
0	0	0	0	2025
1	1	0	0	2026
0	0	0	0	2027
1	1	0	0	2028
1	1	0	0	2029
1	1	0	0	2030
1	1	0	0	2031
2	2	1	0	2032
1	1	0	0	2033
3	3	1	0	2034
4	4	2	0	2035
9	9	3	1	2036
5	5	2	0	2037
12	12	4	1	2038
8	8	2	0	2039
15	15	6	1	2040
11	11	4	1	2041
13	13	5	1	2042
8	8	2	0	2043

Tabla A2.XIV: Valores promedio de LOLE2 anuales obtenidos (columna izquierda, en bordeaux), y detalle de horas promedio de falla 2, 3 y 4, para al **Escenario A – “Incondicional”** (tabla izquierda), el **Escenario B – “Incondicional + 50MW”** (tabla derecha) y el **Escenario D – “Incondicional + 50 MW”** con comercio internacional (tabla inferior), **luego de ajustar la incorporación de TG69 de acuerdo con el criterio “LOLE2”**.

Al realizar un análisis de horas de falla por poste, puede observarse que la mayor parte de las horas que aportan al total, se originan en el poste 6, el cual se supuso de 35h, esto es, la simplificación realizada al asumir esa cantidad importante de horas para el mismo, no resultaría adecuada para la aplicación de esta metodología, tornando muy grueso el cálculo de las horas con falla, puesto que al no poder distinguir las entre sí, si aparece falla en este poste, se asume que será para las 35 horas del mismo (peor caso). Por lo que sería necesario realizar alguna simulación adicional, subdividiendo este poste en postes de menos horas y analizando más en detalle los años sugeridos para la incorporación de TG69. El agregado de unidades térmicas TG69

que se realizó manualmente con estas simulaciones, se entiende entonces que correspondería a un peor caso, y que muy posiblemente un análisis más detallado indique que las mismas se incorporarían algún/os año/s más adelante.

LOLE2_#	HorasF2_p1_#	HorasF2_p2_#	HorasF2_p3_#	HorasF2_p4_#	HorasF2_p5_#	HorasF2_p6_#	HorasF2_p7_#	HorasF2_p8_#	HorasF2_p9_#	año
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.0	0	2024
2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	1.1	0.5	0.1	0	2025
5	0.1	0.1	0.1	0.3	0.7	2.4	1.1	0.3	0	2026
2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	1.2	0.5	0.0	0	2027
4	0.1	0.1	0.1	0.3	0.6	2.0	1.1	0.2	0	2028
3	0.1	0.1	0.1	0.3	0.5	1.6	0.4	0.1	0	2029
5	0.1	0.1	0.1	0.3	0.7	2.3	1.2	0.1	0	2030
5	0.1	0.1	0.1	0.4	0.7	2.7	1.1	0.2	0	2031
10	0.2	0.2	0.2	0.7	1.3	4.5	2.4	0.5	0	2032
6	0.1	0.1	0.1	0.4	0.8	2.7	1.1	0.2	0	2033
12	0.4	0.3	0.2	0.9	1.6	5.2	2.7	0.4	0	2034
14	0.5	0.4	0.3	1.1	2.0	7.1	2.4	0.4	0	2035
15	0.7	0.5	0.4	1.2	1.9	6.0	3.1	0.5	0	2036
10	0.4	0.3	0.3	0.8	1.4	4.9	1.6	0.2	0	2037
15	1.1	0.7	0.5	1.3	1.9	6.2	2.8	0.2	0	2038
9	0.5	0.4	0.3	0.8	1.4	4.8	1.2	0.0	0	2039
11	1.2	0.8	0.6	1.7	1.5	4.6	1.4	0.1	0	2040
9	0.8	0.5	0.4	0.9	1.3	4.2	0.7	0.0	0	2041
15	1.9	1.3	0.8	1.5	1.7	5.9	1.5	0.2	0	2042
9	1.3	0.8	0.6	1.0	1.2	3.7	0.3	0.0	0	2043

Tabla A2.XV: Valores promedio de LOLE2 anuales obtenidos (columna izquierda, en bordeaux), y detalle de su composición en horas promedio de falla por poste (P1-P9), para al **Escenario A – “Incondicional”** luego de ajustar la incorporación de TG69 de acuerdo con el **criterio “LOLE2”**. Se indica en amarillo el poste que realiza el mayor aporte en horas de falla, así como los años más comprometidos, y en naranja el año a partir del cual que se incorporan las TG69.

LOLE2_#	HorasF2_p1_#	HorasF2_p2_#	HorasF2_p3_#	HorasF2_p4_#	HorasF2_p5_#	HorasF2_p6_#	HorasF2_p7_#	HorasF2_p8_#	HorasF2_p9_#	año
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.1	0.0	0	2024
2	0.0	0.0	0.0	0.2	0.3	1.2	0.5	0.1	0	2025
5	0.1	0.1	0.1	0.3	0.7	2.3	1.1	0.3	0	2026
3	0.0	0.0	0.0	0.2	0.4	1.5	0.6	0.0	0	2027
6	0.1	0.1	0.1	0.5	0.8	2.7	1.4	0.2	0	2028
4	0.1	0.1	0.1	0.4	0.6	2.1	0.7	0.1	0	2029
6	0.1	0.1	0.1	0.5	0.8	2.7	1.4	0.1	0	2030
6	0.1	0.1	0.1	0.5	0.9	3.1	1.3	0.2	0	2031
12	0.4	0.3	0.2	0.9	1.5	5.3	2.6	0.5	0	2032
7	0.2	0.1	0.1	0.5	0.9	3.3	1.7	0.2	0	2033
14	0.6	0.5	0.3	1.1	1.8	6.0	2.8	0.4	0	2034
11	0.5	0.3	0.3	0.9	1.6	5.5	1.7	0.1	0	2035
13	0.8	0.5	0.4	1.1	1.7	5.8	2.4	0.2	0	2036
8	0.4	0.3	0.2	0.7	1.2	4.1	1.0	0.1	0	2037
13	1.2	0.8	0.5	1.3	1.6	5.7	2.0	0.1	0	2038
8	0.6	0.4	0.3	0.7	1.2	4.0	0.5	0.0	0	2039
11	1.4	0.9	0.5	1.1	1.3	4.4	0.9	0.0	0	2040
8	0.9	0.6	0.4	0.8	1.1	3.3	0.5	0.0	0	2041
14	2.2	1.4	0.9	1.5	1.7	5.2	0.8	0.0	0	2042
8	1.5	0.9	0.6	0.9	1.1	2.8	0.3	0.0	0	2043

Tabla A2.XVI: Valores promedio de LOLE2 anuales obtenidos (columna izquierda, en bordeaux), y detalle de su composición en horas promedio de falla por poste (P1-P9), para al **Escenario B – “Incondicional + 50MW”** luego de ajustar la incorporación de TG69 de acuerdo con el **criterio “LOLE2”**. Se indica en amarillo el poste que realiza el mayor aporte en horas de falla, así como los años más comprometidos, y en naranja el año a partir del cual que se incorporan las TG69.

LOLE2_a	HorasF2_p1_a	HorasF2_p2_a	HorasF2_p3_a	HorasF2_p4_a	HorasF2_p5_a	HorasF2_p6_a	HorasF2_p7_a	HorasF2_p8_a	HorasF2_p9_a	año
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6.1	0.0	0.0	0	2024
0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	6.2	0.0	0.0	0	2025
1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	6.4	0.1	0.0	0	2026
0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	6.3	0.0	0.0	0	2027
1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	6.5	0.2	0.1	0	2028
1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	6.3	0.0	0.0	0	2029
1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.1	6.5	0.1	0.0	0	2030
1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	6.4	0.1	0.0	0	2031
2	0.1	0.0	0.0	0.2	0.4	1.3	0.4	0.1	0	2032
1	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	6.6	0.2	0.0	0	2033
3	0.1	0.1	0.1	0.3	0.5	1.7	0.5	0.0	0	2034
4	0.2	0.2	0.1	0.4	0.6	2.1	0.6	0.0	0	2035
9	0.7	0.5	0.4	0.9	1.2	3.8	1.2	0.1	0	2036
5	0.4	0.3	0.2	0.5	0.8	2.3	0.5	0.0	0	2037
12	1.3	0.9	0.7	1.4	1.6	4.7	1.5	0.1	0	2038
8	0.8	0.5	0.4	0.9	1.2	3.3	0.8	0.1	0	2039
15	2.2	1.5	1.1	2.2	1.7	5.0	1.4	0.1	0	2040
11	1.6	1.2	0.8	1.6	1.4	3.7	0.8	0.0	0	2041
13	2.0	1.4	1.0	2.0	1.5	4.2	1.0	0.1	0	2042
8	1.0	1.0	0.7	1.2	1.0	2.5	0.2	0.0	0	2043

Tabla A2.XVII: Valores promedio de LOLE2 anuales obtenidos (columna izquierda, en bordeaux), y detalle de su composición en horas promedio de falla por poste (P1-P9), para al **Escenario D – “Incondicional + 50MW” con Com.Intl.** luego de ajustar la incorporación de TG69 de acuerdo con el **criterio “LOLE2”**. Se indica en amarillo el poste que realiza el mayor aporte en horas de falla, así como los años más comprometidos, y en naranja el año a partir del cual que se incorporan las TG69.

A3.ii) Criterio de optimalidad marginal

Como se mencionara, el agregado manual de TG69 a efectos de dar cumplimiento al criterio “LOLE2”, a la solución previamente ajustada por el criterio marginalista, provocó un leve desajuste de la misma, por lo que se fueron reajustando nuevamente las ERNC mediante el criterio marginalista, el cual ahora, al haberse agregado generación térmica, pasó a indicar la conveniencia del retiro de algunas pocas unidades ERNC.

Para el **caso A “Incondicional”** se muestra en la siguiente figura el equilibrio finalmente obtenido:



Fig. A2.39: Energía eólica (curva verde) y solar fotovoltaica (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (USD/MWh) como **resultado final de las simulaciones**, comparadas con los precios eólico y solar objetivo (curvas punteadas, amarilla y azul respectivamente) (USD/MWh) calculados en base a la

evolución (decreciente) supuesta en el presente estudio para el precio de la tecnología eólica y solar (curvas amarilla y azul respectivamente) en el **escenario “Incondicional”**.

Puede apreciarse una convergencia mejorada respecto del apartado anterior (se mejoró el ajuste que se tenía en la Fig. A2.26, respecto de los precios objetivo), y en la siguiente figura puede verse la evolución prevista para el valor del costo marginal y del precio spot en dicho escenario “Incondicional”, resultando algo más bajo el costo marginal, y algo más alto el precio spot (ver anterior Fig. A2.27):

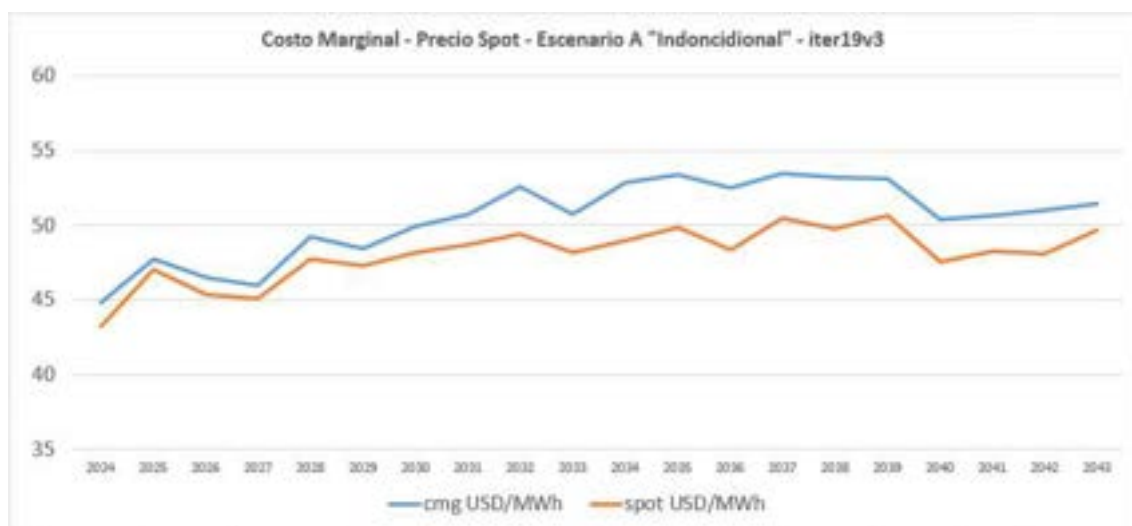


Fig. A2.40: Costo marginal del sistema (curva azul) y Precio Spot (curva naranja) (USD/MWh) obtenidos como **resultado final de las simulaciones**, en el **escenario “Incondicional”**.

Para el **caso B “Incondicional + 50MW”** (caso base) se muestra en la siguiente figura el equilibrio finalmente obtenido:



Fig. A2.41: Energía eólica (curva verde) y solar fotovoltaica (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (USD/MWh) como **resultado final de las simulaciones**, comparadas con los precios eólico y solar objetivo (curvas punteadas, amarilla y azul respectivamente) (USD/MWh) calculados en base a la evolución (decreciente) supuesta en el presente estudio para el precio de la tecnología eólica y solar (curvas amarilla y azul respectivamente) en el **escenario “Incondicional+50MW”**.

Asimismo puede apreciarse en la siguiente figura la evolución prevista para el valor del costo marginal y del precio spot en dicho escenario “Incondicional+50MW”, con una convergencia entre ambos mejorada respecto del caso anterior (ver Fig. A2.29), resultando asimismo algo más bajo el costo marginal, y algo más alto el precio spot:

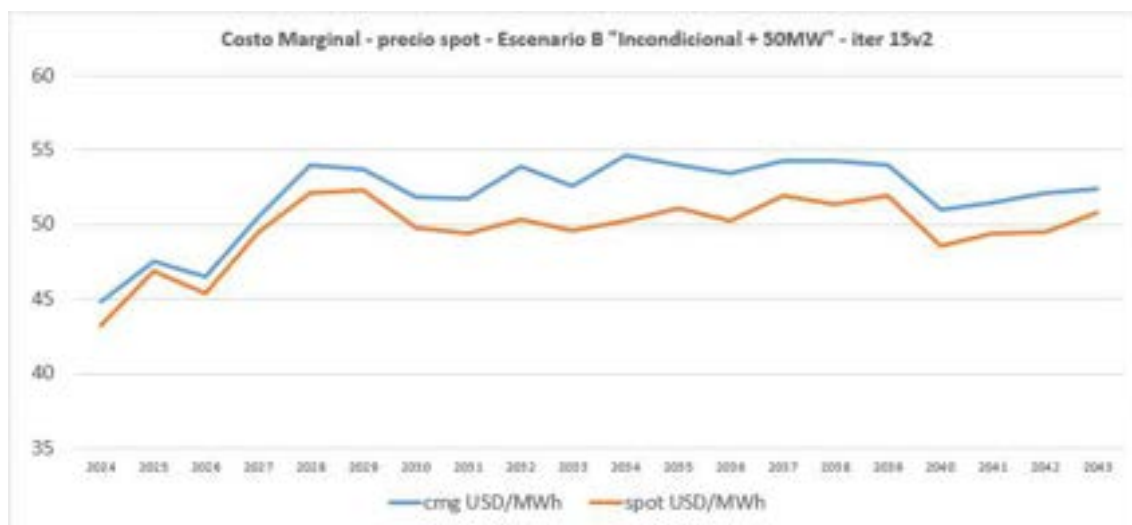


Fig. A2.42: Costo marginal del sistema (curva azul) y Precio Spot (curva naranja) (USD/MWh) obtenidos como resultado final de las simulaciones, en el escenario “Incondicional+50MW”.

Para el **caso D “Incondicional + 50MW”** con Com.Intl. se muestra en la siguiente figura el equilibrio final obtenido:

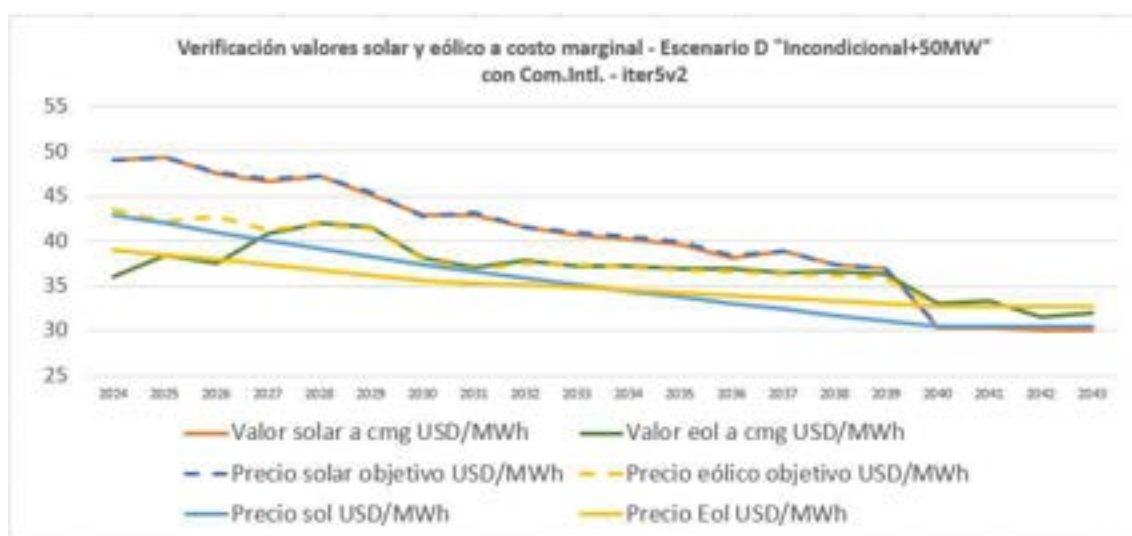


Fig. A2.43: Energía eólica (curva verde) y solar fotovoltaica (curva naranja) valoradas al costo marginal del sistema (USD/MWh) como **resultado final de las simulaciones**, comparadas con los precios eólico y solar objetivo (curvas punteadas, amarilla y azul respectivamente) (USD/MWh) calculados en base a la evolución (decreciente) supuesta en el presente estudio para el precio de la tecnología eólica y solar (curvas amarilla y azul respectivamente) en el **escenario “Incondicional+50MW” con Com.Intl.**

Asimismo puede apreciarse en la siguiente figura la evolución prevista para el valor del costo marginal y del precio spot en dicho escenario “Incondicional+50MW” con Com.Intl., con una convergencia entre ambos mejorada respecto del caso anterior (ver Fig. A2.33), particularmente

notoria en la 2ª década del estudio, resultando asimismo en valores más bajos de costo marginal, y algo más altos de precio spot:



Fig. A2.44: Costo marginal del sistema (curva azul) y Precio Spot (curva naranja) (USD/MWh) obtenidos como **resultado final de las simulaciones**, en el **escenario “Incondicional+50MW” con Com.Intl.**

A3.iii) Costo de Abastecimiento de la Demanda y arranques CC500

Se volvió a calcular el Costo de Abastecimiento de la Demanda para la solución **ajustada por el criterio “LOLE2”**, a posteriori de las incorporaciones de unidades térmicas sugeridas por éste.

Se muestra un comparativo de la diferencia en el valor del CAD que resulta entre el escenario que incluye las expansiones sugeridas por el criterio marginalista y el obtenido luego de aplicar el criterio LOLE2:

Caso A

ΔCAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
TOTAL	-28	-39	204
Act.2024	-9	-12	70

Caso B

ΔCAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
TOTAL	-41	-56	317
Act.2024	-13	-18	110

Caso D

ΔCAD (MUSD)	5% húmedo	v.e.	5% seco
TOTAL	10	-4	350
Act.2024	2	-1	96

Tabla A2.XVIII: Diferencia resultante en el costo total estimado para el período (MUSD) para el abastecimiento de la demanda (CAD) para los casos A, B y D, **después de aplicar el criterio “LOLE2”** a la solución obtenida aplicando el criterio marginalista.

Luego de aplicar el criterio “LOLE2” puede observarse una diferencia negativa sea para el escenario en valor esperado que para el escenario húmedo (a excepción del caso D con comercio internacional), donde se tiene un sobre costo para el sistema, al haber incrementado la incorporación de TG69. La misma resultaría en un ahorro solamente para el escenario más seco.

Al igual que antes, en el valor presentado se encuentra comprendido el costo de arranque del CC500 (asumido en 45 kUSD) obtenido promediando las 1.150 crónicas simuladas. En la siguiente figura se muestran los arranques del mismo resultantes:

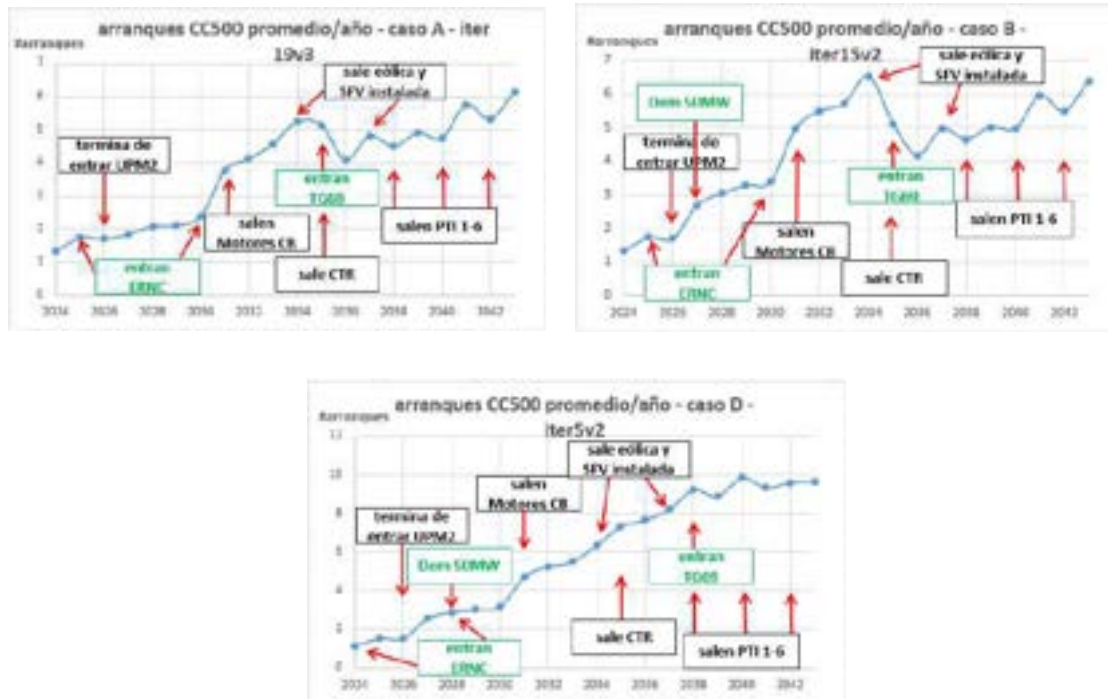


Fig. A2.45: Cantidad de arranques anuales del CC500 promedio resultante de simular 1.150 crónicas en las corridas de paso semanal, estimados para los casos A, B y D, a posteriori de la incorporación de TG69 adicionales sugeridas por el criterio “LOLE2”. Se indican algunos eventos relevantes para el sistema que pueden explicar cambios en la tendencia; en verde se indica el año en que se incorporan las expansiones como resultado del criterio “LOLE2” y marginalista, así como la demanda adicional de 50 MW para los casos B y D.

En todos los casos se observa un número de arranques mucho más bajo para el CC500 (comparar con la anterior Fig. A2.34) coherente con el menor uso del CC500 que cabría esperar, al haber incorporado varias TG69 al sistema; si bien su costo variable es algo mayor respecto del CC500 cerrado, son máquinas rápidas que pueden despacharse para dar los picos de potencia del sistema. Al igual que antes, se tiene una curva más aplanada a principios del período, con un notorio incremento en el año 2027 para los casos B y D que incorporan una demanda plana adicional de 50 MW. También se sigue observando un incremento en los arranques en el año 2031 con la salida de los motores de C.Batlle, luego de lo cual el CC500 pasa a ser el generador térmico más barato del sistema. A partir del año 2034, si bien se supuso la salida de servicio todo el parque eólico y SFV actualmente instalado (hasta el año 2037), a lo que se suma la salida de CTR en 2035, no se verifica un cambio de tendencia en el despacho del CC500, aunque sí se observa una bajada al incorporarse las nuevas TG69 (a partir del año 2035 para los casos A y B, y a partir de 2038 para el caso D), pero luego se va incrementando en el largo plazo a medida que crece la demanda. Las TG69 amortiguan asimismo el efecto de la salida de servicio de las PTI1-6 (años 2038-40-42). Para el caso D que no incorporaba a priori TG69 en la solución de partida (por como se corrieron las simulaciones), puede observarse ahora que ya no se tiene una caída en el número de arranques a partir del año 2038 (ver anterior Fig. A2.34), cuando el uso del CC500 se volvía cada vez más intensivo, con la salida de servicio de las PTI1-6, sino que

ahora los arranques continúan con la tendencia creciente dada por el aumento paulatino de la demanda.

A3.iv) Gradiente de inversión

Se volvió a analizar con este método el sistema **incluyendo ahora las expansiones en TG69 sugeridas por el criterio “LOLE2”** habilitando al igual que antes 1 MW de cada tecnología “candidata” desde el inicio.

A continuación se muestran en forma gráfica los resultados del gradiente de inversión acumulado, para los 4 escenarios analizados (A-D).

Para el **caso A “Incondicional”** este método, cuando se analizó en el apartado anterior, luego del ajuste realizado por el criterio marginalista, continuaba sugiriendo una leve incorporación de generación SFV a partir del año 2025, y de eólica a partir de 2030; y ya mostraba una clara inconveniencia de incorporar generación térmica. Ahora a posteriori del ajuste realizado por el criterio “LOLE2”, la tendencia para las ERNC se mantiene y se acentúa marcadamente la pendiente negativa para el térmico, sugiriendo un exceso:

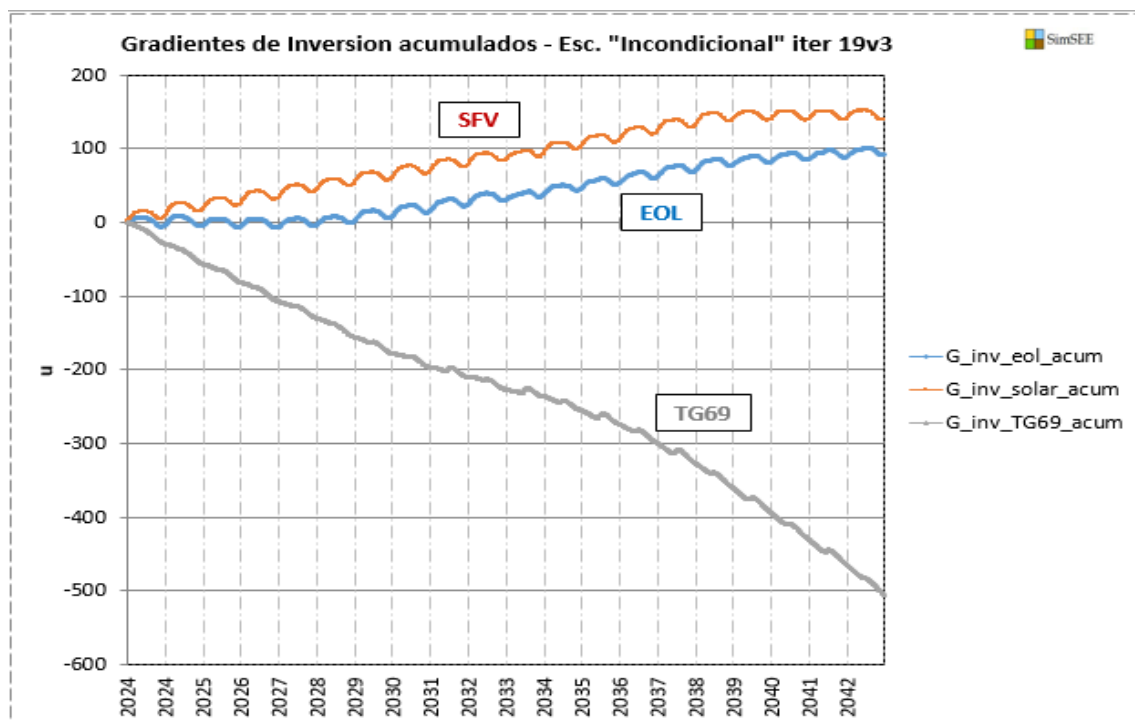


Fig. A2.46: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 3 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el **escenario “Incondicional”**, para el caso que **incorpora las expansiones en TG69 sugeridas por el criterio “LOLE2”**.

Para el **caso B “Incondicional con Dem.150MW”** se tenía una situación muy similar: cuando se analizó en el apartado anterior, luego del ajuste realizado por el criterio marginalista, continuaba sugiriendo una leve incorporación de generación SFV a partir del año 2025, y de eólica a partir de 2028; y ya mostraba una clara inconveniencia de incorporar generación térmica. Ahora a

posteriori del ajuste realizado por el criterio “LOLE2”, la tendencia para las ERNC se mantiene y se acentúa marcadamente la pendiente negativa para el térmico:

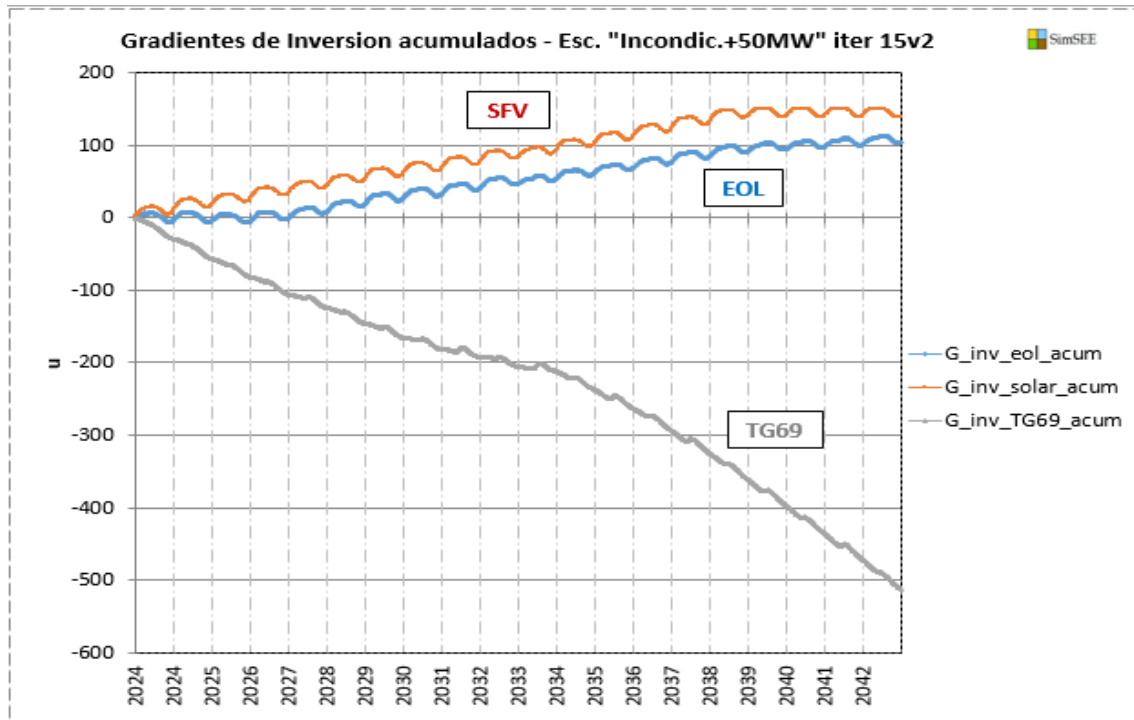


Fig. A2.47: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 3 tecnologías consideradas como “candidatas” para la expansión, en el **escenario “Incondicional con Demanda 150”**, para el caso que **incorpora las expansiones en TG69 sugeridas por el criterio “LOLE2”**.

Para el **caso C** donde se partió de la solución ya totalmente ajustada para el caso B (15ª iteración, que incluye las TG69 incorporadas por “LOLE2”) no se realizó ningún ajuste adicional por “LOLE2” por lo cual no se muestra.

Para el **caso D “Incondicional con Dem.150MW”** con Comercio Internacional, cuando se analizó en el apartado anterior, luego del ajuste realizado por el criterio marginalista se tenía que continuaba sugiriendo una leve incorporación de generación SFV a partir del año 2025, y de eólica a partir de 2027; y ya mostraba una clara inconveniencia de incorporar generación térmica hasta el año 2038, luego de lo cual la pendiente pasaba a ser positiva. Ahora a posteriori del ajuste realizado por el criterio “LOLE2”, la tendencia para las ERNC se mantiene, aunque a partir de 2039 las curvas se aplanan, y ya no sugieren incorporaciones adicionales, y se acentúa marcadamente por otra parte la pendiente negativa para el térmico, la que se mantiene ahora hasta el final del período, sugiriendo un exceso:

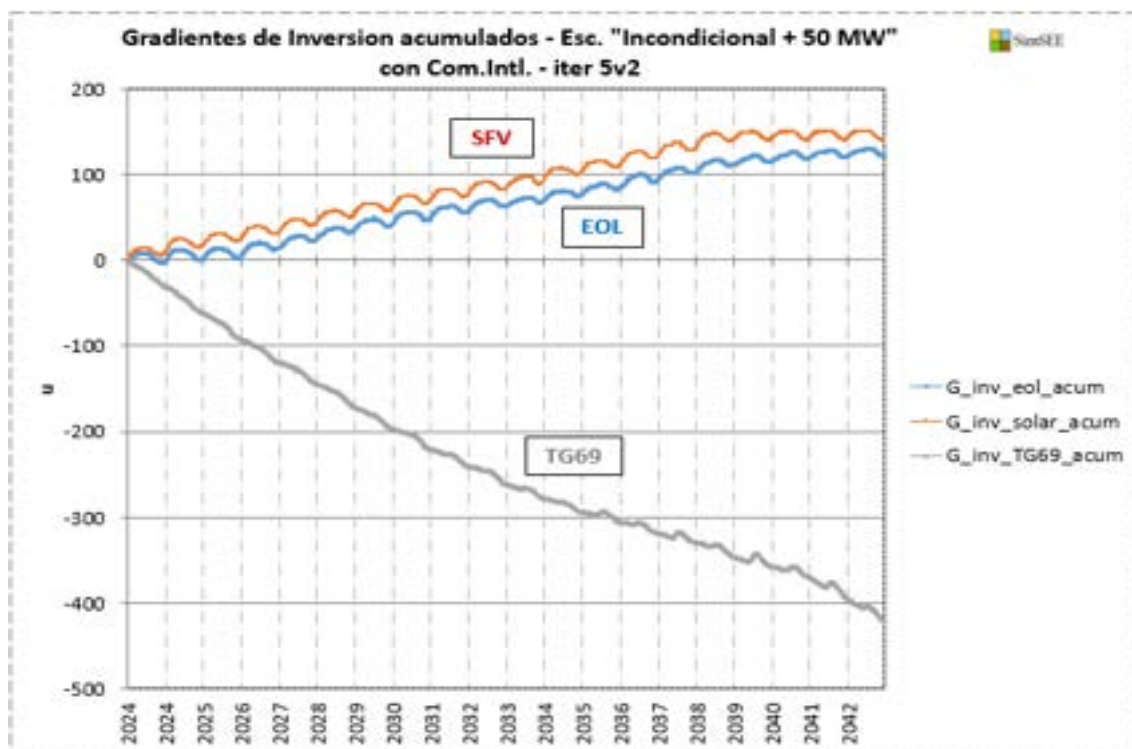


Fig. A2.48: Evolución del gradiente de inversión acumulado, para 1MW de c/u de las 3 tecnologías consideradas como "candidatas" para la expansión, en el **escenario "Incondicional con Demanda 150" con Com.Intl.**, para el caso que **incorpora las expansiones en TG69 sugeridas por el criterio "LOLE2"**.

A2.4. Solución final obtenida

Se muestra en la siguiente tabla la ampliación propuesta luego de corregir en base al agregado de TG69 a efectos de dar cumplimiento al criterio “LOLE2”, la solución previamente ajustada por el criterio marginalista.

Año	Escenarios											
	A- “Incondicional”			B- “Incondicional” Con Dem.50MW			C- “Incondicional” Con Dem.50MW SFV menor costo			D- “Incondicional” Con Dem.50MW con Com.Internac.		
	EOL	SFV	TG	EOL	SFV	TG	EOL	SFV	TG	EOL	SFV	TG
2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	-
2025	-	85	-	-	90	-	-	100	-	-	180	-
2026	-	115	-	-	120	-	-	120	-	-	205	-
2027	-	120	-	-	275	-	-	280	-	-	365	-
2028	-	220	-	-	380	-	-	395	-	35	420	-
2029	-	290	-	-	435	-	-	445	-	55	475	-
2030	10	420	-	110	480	-	45	610	-	185	495	-
2031	100	430	-	220	480	-	155	615	-	310	495	-
2032	125	500	-	250	540	-	195	670	-	325	560	-
2033	125	500	-	250	540	-	195	670	-	325	560	-
2034	355	545	-	490	585	-	430	700	-	565	610	-
2035	785	585	69	915	620	138	855	745	138	1010	660	-
2036	1100	665	138	1220	705	207	1155	825	207	1305	760	-
2037	1580	810	138	1710	855	207	1640	995	207	1825	910	-
2038	1695	885	276	1835	915	345	1775	1030	345	1950	970	69
2039	1750	925	276	1900	955	345	1840	1070	345	2005	1000	69
2040	1870	1060	414	2025	1110	483	1965	1270	483	2150	1160	138
2041	1900	1060	414	2050	1120	483	1985	1270	483	2180	1170	138
2042	2045	1110	552	2190	1175	621	2120	1335	621	2335	1185	345
2043	2100	1130	552	2245	1215	621	2185	1375	621	2385	1235	345

Tabla A2.XIX: EOL= Potencia total a instalar a partir de parques Eólicos / SFV = Potencia total a instalar a partir de Plantas Solares Fotovoltaicas / TG= Potencia total a instalar a partir de Turbinas de Gas resultantes luego de ajustar la incorporación de TG69 por el criterio “LOLE2” a la corrida SimSEE de paso semanal ajustada por el 1er y 2º criterio de Planificación energética y por criterio marginalista. Se resaltan en **rojo** los decrementos en ERNC realizados respecto del paso anterior, y en **verde** el adelanto de nuevas incorporaciones térmicas, para los casos A, B y D, a efectos de dar cumplimiento al criterio “LOLE2”. Para el caso C se muestra todo en negro, ya que se partió de la solución final ya ajustada para el caso B.

A4.i) Conclusiones

Puede observarse que con los **2 criterios de Planificación Energética** que se venían aplicando hasta ahora, partiendo de una solución obtenida por WASP, y aplicando dichos criterios utilizando la herramienta SimSEE, se obtienen expansiones con generación ERNC a partir del año 2034, y con generación térmica a partir del año 2038, teniéndose una notoria reducción en el

CAD respecto del sistema sin ampliaciones, dado principalmente por la reducción de la falla energética dentro de los límites establecidos por dichos criterios. Con esta expansión se logra asimismo una reducción notoria en la cantidad de horas anuales de falla. Al aplicar luego el criterio marginalista, éste sugiere el agregado de más generación ERNC, a efectos de llegar al equilibrio económico óptimo, y por otra parte, el límite de 15 horas anuales de falla 2 o superior considerado al aplicar el criterio “LOLE2”, a efectos de disminuir la falla de potencia en el sistema, conlleva el agregado de más generación térmica. El método del gradiente de inversión utilizado en SimSEE por su parte sugiere asimismo una mayor y más temprana incorporación de renovables y térmico respecto de WASP.

Al incorporar al análisis el **criterio marginalista** planteado por UTE, a las expansiones en tecnologías renovables no convencionales (eólica y SFV) por tratarse de tecnologías con costos de inversión decreciente en el período analizado, por el cual se busca igualar, en base anual, la energía generada por éstas, valorizada al costo marginal del sistema, al costo objetivo asociado a la inversión en esas tecnologías en el mismo año, se obtiene como resultado un adelanto e incremento en la incorporación de ERNC al sistema, observando que éstas producen una reducción en el CAD respecto del escenario en v.e. y 5% más seco, y un encarecimiento en el escenario 5% más húmedo, permitiendo por otra parte retrasar entre 3 y 5 años las inversiones en generación térmica indicadas por el criterio “LOLE2”. Esto permite concluir que con la aplicación de este criterio se mejora el óptimo económico alcanzado en v.e. respecto de la solución sugerida por WASP; la disminución obtenida para el CAD de todas formas no es demasiado significativa y es del orden del 5%.

Por su parte el método del **gradiente de inversión** en esta etapa sugiere continuar agregando generación ERNC, y desinstalar algo de generación térmica de las expansiones; se entiende que ello podría deberse a que al tratarse las ERNC de tecnologías con costo de inversión decreciente, SimSEE multiplica en cada paso el pago por potencia (PP) por el valor (decreciente) dado por la fuente “tendencia” para el total de la energía generada por las ERNC, esto es, para las unidades que se incorporaron en el año (n-1) más las que se incorporan en el año n, por lo que cuando está en el año n, “ve” un PP menor asimismo para las unidades que instaló en el año (n-1), puesto que lo ve igual al de las unidades que agrega en el año n, lo que sería equivalente a que existiera una paramétrica para las unidades que se instalen en el año (n-1) que indique un ajuste a la baja para el PP de acuerdo a lo que se estima dicha tecnología costaría en el año n.

El ensayo del **criterio “LOLE2”** planteado asimismo por UTE, muestra que para llevar las horas anuales de falla al límite postulado, a efectos de limitar la falla de potencia en el sistema, es necesario el agregado de más generación térmica, la cual resulta antieconómica, produciendo un encarecimiento del CAD, sea en el escenario de valor esperado, que para el 5% más húmedo, resultando en cambio ventajosa en el escenario de 5% más seco. Se entiende que este criterio impone una seguridad de abastecimiento para el sistema, que se podría asimilar a un seguro, con el sobre costo que resultaría esperable. De todas formas como ya se mencionara, se observó que la mayor parte de las horas que aportan al total, se originan en el poste 6, el cual se supuso de 35h en las simulaciones llevadas a cabo en este estudio, por lo que se observa que la simplificación realizada con este postizado no resultaría adecuada para la aplicación de esta metodología, tornando muy grueso el cálculo de las horas con falla, por lo que sería necesario realizar alguna simulación adicional, subdividiendo este poste en postes de menos horas y

analizando más en detalle los años sugeridos para la incorporación de TG69, ya que se entiende que la incorporación ensayada de TG69 sería para un peor caso, y que muy posiblemente un análisis más detallado indique que las mismas se incorporarían algunos años más adelante. El método del **gradiente de inversión** de SimSEE, que solamente tiene en cuenta consideraciones económicas, aplicado en esta etapa sugiere continuar agregando renovables, y desinstalar el térmico agregado.

Se muestra en forma gráfica un comparativo entre las expansiones obtenidas en los 4 casos analizados (A-D):

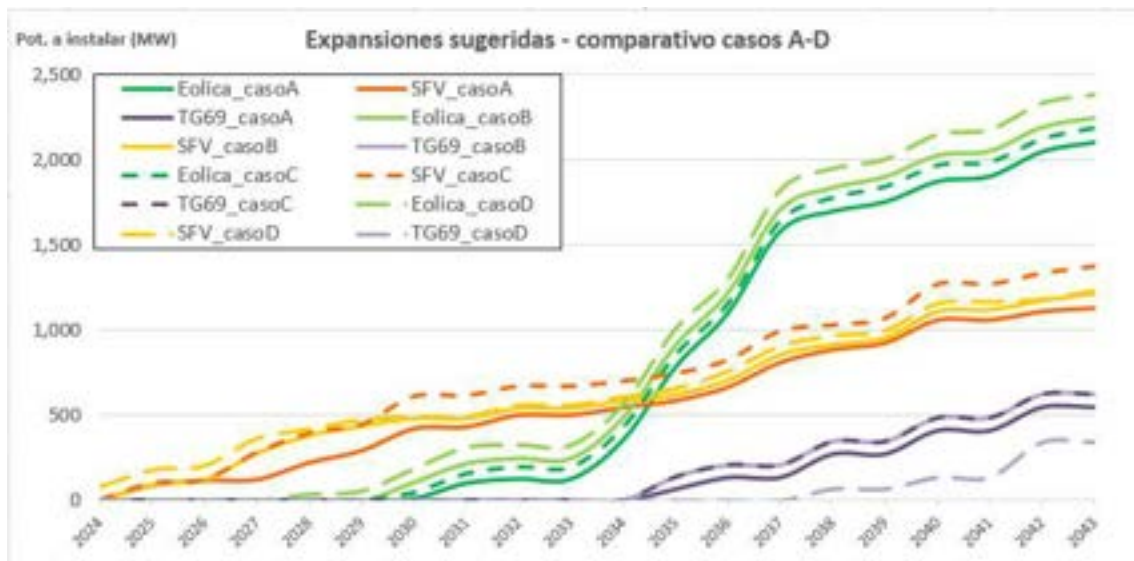


Fig. A2.49: Potencia total a instalar a partir de parques Eólicos, plantas Solares Fotovoltaicas y Turbinas de Gas en los 4 casos analizados (A-D).