



ADENDA ANÁLISIS ALTERNATIVAS MODIFICACIÓN DS 244

Preparado para

ACERA Y ACESOL

Agosto 2019

Alonso de Córdova 5900, office 402. Las Condes

Santiago – Chile

Tel.: (+56) 222-249-704 | contacto@valgesta.com

www.valgesta.com

Contenido de Adenda

1 INTRODUCCIÓN	2
2 ALTERNATIVAS ANALIZADAS	4
3 RESULTADOS	6
3.1 Resultados para cada alternativa	6
3.1.1 Resultados Caso 1 y 2	7
3.1.2 Resultados Caso 3	9
3.1.3 Resultados Caso 4	10
3.2 Análisis de señal temporal y de localización	11
3.3 Análisis piso mínimo	14
3.4 Costo Sistémico	16
4 RESUMEN Y CONCLUSIONES	19

1 INTRODUCCIÓN

La presente adenda del informe realizado el pasado mayo de 2019 en relación a las modificaciones al DS 244, se desarrolla con el objetivo de evaluar diversas alternativas a la propuesta que ha desarrollado el Ministerio de Energía.

La discusión en torno a cuál sería la adecuada modificación a la estabilización de precios que pueden optar los PMGD y PMG ha evolucionado desde la primera propuesta del Ministerio del 22 de abril del 2019. El pasado 2 de agosto, el Ministerio publicó un borrador de modificación al DS 244 que presenta los siguientes ajustes principales a la fórmula del precio estabilizado:

I. Fijación una vez al año

- a. Anteriormente la fijación era dos veces al año, en los meses de octubre y abril.
- b. Actualmente la fijación se realizará en los meses de diciembre de cada año y entrará en vigencia en enero de cada año.
- c. Se considera un precio básico calculado en agosto de cada año que toma en cuenta la proyección de costos marginales desde octubre del año correspondiente y su comparación con el PMM de agosto de cada año.

✓

II. Segmentación temporal y espacial del precio estabilizado

- a. El cálculo del precio básico ya no es un precio plano diario, sino que se separa en 6 bloques horarios:

✓

- Bloque 1: entre las 00:00 y las 03:59
- Bloque 2: entre las 04:00 y las 07:59
- Bloque 3: entre las 08:00 y las 11:59
- Bloque 4: entre las 12:00 y las 15:59
- Bloque 5: entre las 16:00 y las 19:59
- Bloque 6: entre las 20:00 y las 23:59

✓

- b. Lo anterior implica que los costos marginales sean desagregados por dichos bloques horarios para la obtención de los precios básicos.

✓

III. Factor de ajuste aditivo

- a. Anteriormente se calculaba un factor de ajuste porcentual sobre el precio básico de energía de cada nodo.

- b. La propuesta modifica lo anterior, al considerar un factor de ajuste aditivo y parejo para todos los precios básicos del sistema y en cada uno de los bloques horarios.

Los ajustes mencionados contenidos en el borrador se encuentran en un período de observación hasta el 26 de agosto.

Dado lo anterior, es que ACERA y ACESOL han solicitado a Valgesta Energía evaluar distintas alternativas al cálculo del precio estabilizado propuestas por el Ministerio que busquen los siguientes lineamientos generales:

- ✓ Dar una señal espacio y temporal para reflejar la realidad de cada nodo y bloque horario. Este punto es compartido con el Ministerio.
- ✓
- ✓ Mantener el lineamiento con las políticas públicas definidas desde la Ley Corta I, en la cual se fomenta el desarrollo de generación distribuida por su múltiples beneficios.
- ✓
- ✓ Asegurar estabilidad en las inversiones, de modo que los proyectos ya construidos no sean afectados de manera significativa en relación a las inversiones que ya han realizado.
- ✓

Considerando los lineamientos expuestos, es que se han evaluado 4 alternativas además de la propuesta por el Ministerio, para verificar cuáles son los que dan un mayor cumplimiento a dichos lineamientos.

2 ALTERNATIVAS ANALIZADAS

Conforme a lo expuesto en la introducción se ha trabajado en conjunto con el Cliente para evaluar tres alternativas al borrador expuesto por el Ministerio, las cuales se detallan a continuación, y que para su comprensión se exponen como *casos*:

Caso 1 - base: Corresponde al caso base propuesto por el Ministerio de Energía. Es una evaluación fiel del contenido del borrador con ajuste único aditivo y fijado una vez al año aplicable a seis bloques horarios en cada nodo del sistema.

Caso 2: Corresponde a una variación menor del caso base propuesto por el Ministerio de Energía. Solo modifica que la fijación se mantiene en abril y octubre de cada año al igual que como se ha hecho previo a la propuesta del Ministerio.

Caso 3: Corresponde a una variación en la determinación del factor de ajuste. Se calcula un factor de ajuste para cada nodo y bloque horario con las bandas del PMM sistémico. Las fijaciones se realizan en abril y octubre de cada año.

Caso 4: Esta alternativa propone que se apliquen factores de ajuste al precio nudo de corto plazo de cada nodo que buscan mantener la señal horaria de los seis bloques propuestos por el Ministerio. Se consideran tres pasos para el cálculo de este caso:

1. Se calcula el PE de 24 horas según la metodología convencional, es decir $PE_{24h} = PNCP$.
2. Se calcula para cada nodo n y bloque horario t , un “factor de penalización por bloque horario” $f_{n,t}$, que se calcula a partir de los PBE de cada nodo y bloque de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\Delta_{n,t} = \text{MIN}\left(\frac{|PBE_{24h} - PBE_{n,t}|}{PBE_{24h}}, \frac{\delta \times \sigma}{PBE_{24h}}\right)$$

$$\text{Si } PBE_{n,t} \geq PBE_{24h} \Rightarrow f_{n,t} = 1 + \Delta_{n,t}$$

$$\text{Si } PBE_{n,t} < PBE_{24h} \Rightarrow f_{n,t} = 1 - \Delta_{n,t}$$

δ = Factor único de tolerancia de ajuste de banda
 σ = Desviación estandar muestral de los PBE del nodo "n"
 $PBE_{n,t}$ = Precio básico de energía para el nodo n, en bloque horario t

3. El PE para el nodo n en el bloque t , se calcula como:

✓

$$PE_{n,t} = PNCP_n \times f_{n,t}$$

Análisis de piso mínimo: Se analiza una modificación simple a la propuesta del borrador del Ministerio, al aplicar un piso mínimo a los ajustes de precio estabilizado que permitan viabilizar las inversiones a través del financiamiento bancario y así no contradecir los lineamientos de política pública que buscan incentivar la generación distribuida. En este sentido, se propone una modificación simple de implementar en el reglamento al incorporar un párrafo al final del artículo 24° del borrador que mencione lo siguiente:

“En cualquier caso, los precios estabilizados definidos para cada intervalo temporal no podrán ser inferiores al valor que resulte de un precio referencial de mercado”

Este piso podría guardar relación con la proyección del Precio Nudo de Largo Plazo que refleja un nivel de competencia y de mercado proveniente de las licitaciones de suministro regulado, y otra alternativa que contempla el precio básico de 24 horas de cada nodo proveniente de la señal marginal.

El concepto anterior tiene los siguientes fundamentos:

- El desarrollo de un proyecto de generación distribuida debiera tener un piso mínimo para no vetar zonas donde el desacople se contraponga a la decisión de inversión. La generación distribuida busca localizarse cerca de la demanda y producir beneficios en el ahorro de pérdidas locales, por lo tanto dichos beneficios no debieran impedirse frente a situaciones de desacoples sistémicos producto de la generación a gran escala y de la restricciones en la transmisión.
- Dado lo anterior, el piso mínimo en base a una referencia de mercado debiera ser sistémico para no discriminar por restricciones a la transmisión que se producen en zonas localizadas de desacople.
- Es posible encontrar un punto medio entre: i) mantener un ajuste por bloque horario y nodo para reflejar de mejor manera los equilibrios de oferta y demanda energéticos intradiarios y en cada zona, y ii) Mantener un piso mínimo para la inversión de generación distribuida.

3 RESULTADOS

A continuación se presentan los resultados para cada alternativa, así como también dos parámetros de interés en la medición: la señal de localización geográfica y la señal horaria. En este sentido lo que se quiere responder son las dos preguntas siguientes:

- 1) ¿Cómo es la correlación del resultado de cada caso con la señal de costo marginal?
- 2) ¿Qué tan distante es el resultado de cada caso con la señal de costo marginal?

La correlación indica la similitud entre los comportamientos de las curvas al analizar sus derivadas y tendencias. Esto se mide a través del coeficiente de determinación o test R cuadrado para verificar qué tan atribuible son las variaciones del precio estabilizado debido a las variaciones del costo marginal o precio básico.

Por otro lado, también se mide la distancia la cual entrega un parámetro para determinar el offset cuantitativo que existe entre las curvas.

Dado lo anterior, para obtener los resultados de señal temporal es necesario hacer el análisis intradiaria en las 24 horas del día al comparar el costo marginal con los precios estabilizado por bloque horario. Por otro lado, para la señal espacial se visualizan las curvas de precios básicos que representan la señal futura de costo marginal comparadas con el precio estabilizado.

3.1 Resultados para cada alternativa

Todos los resultados mostrados se basan en un resultado de proyección de costos marginales igual al del informe. La única variación es que la apertura por bloque horario nueva propone seis proyección de precios básicos. Dichos bloques se representan con las letras de la A hasta la F, siendo el primer bloque el que inicia a las 00:00 y finaliza a las 03:59 am, y así sucesivamente:

- Bloque A: entre las 00:00 y las 03:59
- Bloque B: entre las 04:00 y las 07:59
- Bloque C: entre las 08:00 y las 11:59
- Bloque D: entre las 12:00 y las 15:59
- Bloque E: entre las 16:00 y las 19:59
- Bloque F: entre las 20:00 y las 23:59

Figura 1. Proyección costos marginales por bloque horario – Nodo Polpaico [USD/MWh]

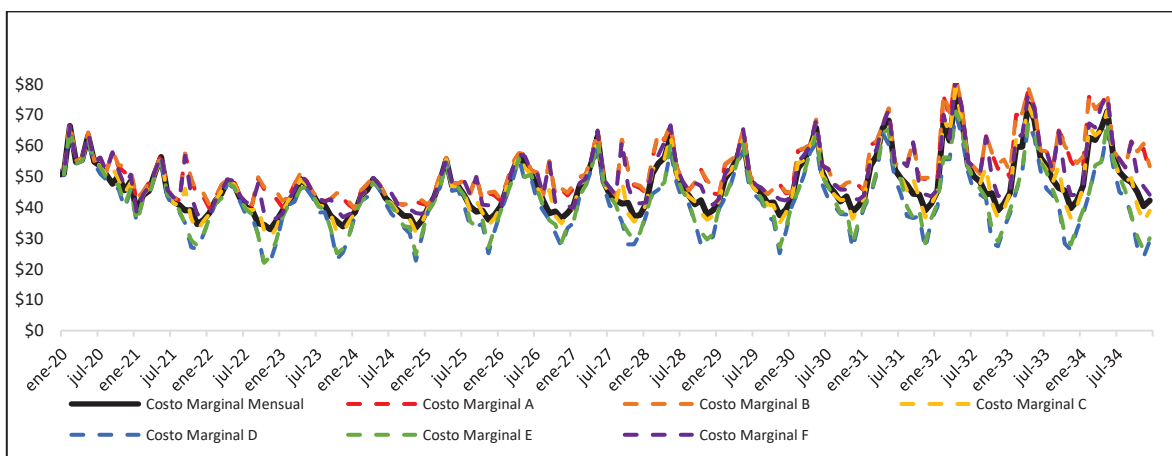


Tabla 1. Promedios CMg por bloque en el período proyectado

USD/MWh	2020-2025	2026-2030	2031-2034
Mensual	\$ 43,46	\$ 46,61	\$ 52,60
A	\$ 47,06	\$ 51,28	\$ 60,41
B	\$ 47,40	\$ 51,50	\$ 60,97
C	\$ 43,28	\$ 46,36	\$ 52,43
D	\$ 40,07	\$ 41,57	\$ 44,36
E	\$ 40,77	\$ 42,80	\$ 46,10
F	\$ 45,56	\$ 49,47	\$ 56,98

El bloque D es en promedio el que contiene los valores promedios más bajos producto de la fuerte presencia de generación solar. Los bloques C y E tienen valores más bajos que el promedio diario dado que también tienen presencia solar, y luego ya el costo marginal aumenta para los bloques F, A y B donde el mix de generación tiene tecnologías que marcan un costo marginal de mayor valor.

Una vez han sido obtenidos los costos marginales, se pueden calcular entonces los resultados para cada caso analizado.

3.1.1 Resultados Caso 1 y 2

Los resultados para el caso 1 y 2 se presentan de manera conjunta ya que solamente varía la fecha de fijación entre uno y otro. Como vimos el caso 1 representa la metodología de cálculo del borrador del Ministerio, mientras que el caso 2 tiene la misma fórmula, pero considerando una fijación anual que entra en vigencia en enero de cada año.

Figura 2. Proyección PE caso 1 [USD/MWh] – nodo Polpaico 220kV

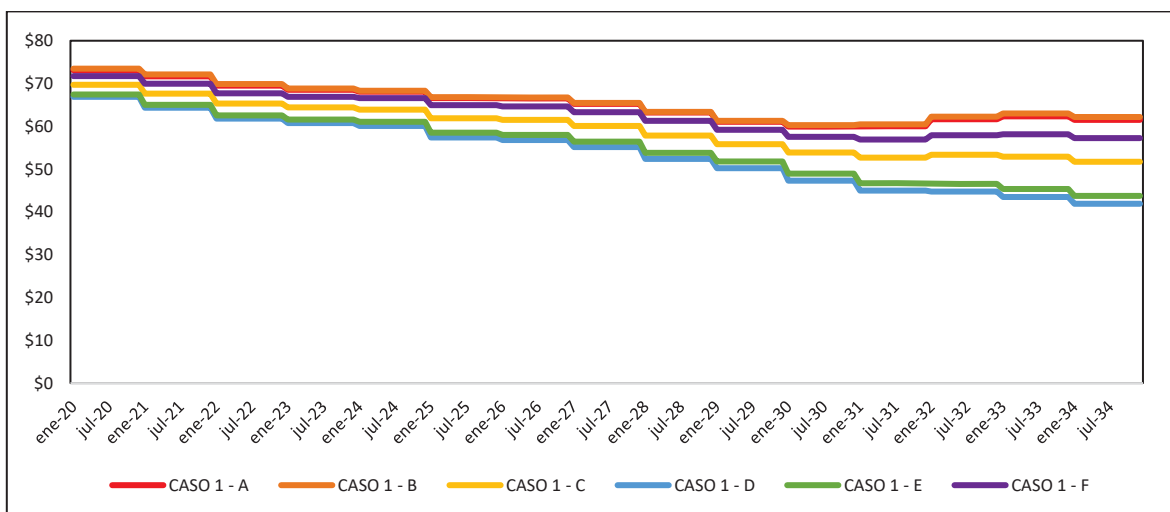


Figura 3. Proyección PE caso 2 [USD/MWh] – nodo Polpaico 220kV

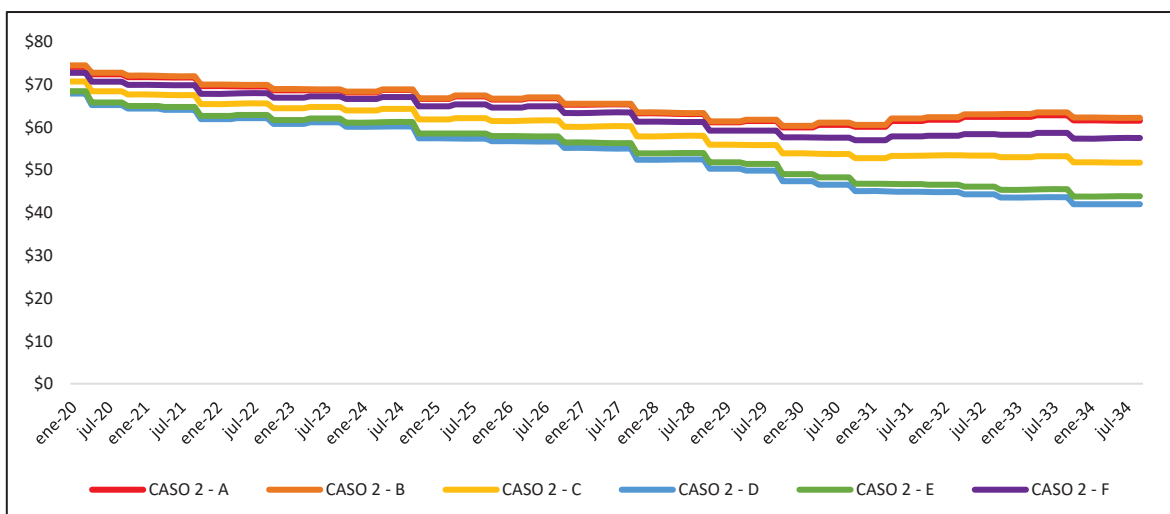
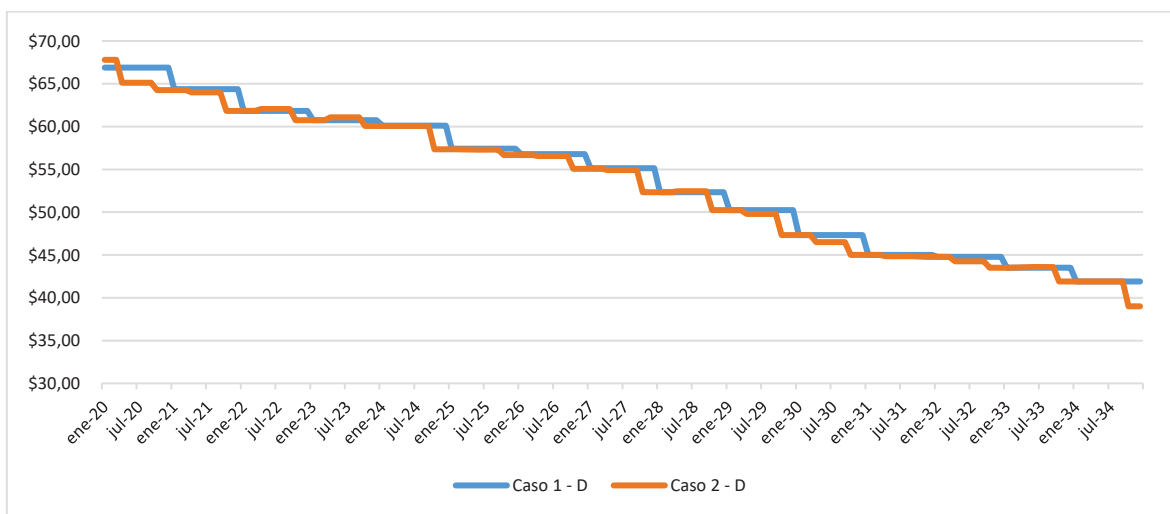


Tabla 2. Promedio PE para el período 2020 - 2034

USD/MWh	Caso 1	Caso 2	Dif %
A	\$ 65,27	\$ 65,14	-0,2%
B	\$ 65,63	\$ 65,52	-0,2%
C	\$ 59,51	\$ 59,16	-0,6%
D	\$ 53,89	\$ 53,30	-1,1%
E	\$ 55,16	\$ 54,61	-1,0%
F	\$ 62,93	\$ 62,70	-0,4%

Es interesante analizar que el Caso 1 al tener una fijación anual, en vez de la fijación bianual del Caso 2, mantiene un precio estabilizado por más tiempo. Esto tiene un impacto final, debido a que la fijación del precio estabilizado tiene una tendencia a la baja en el período analizado, por lo tanto el mantener una fijación por un tiempo más prolongado hace que el caso 1 supere levemente al caso 2. Esto se acentúa un poco más en los bloques solares como se puede apreciar en el siguiente gráfico comparativo:

Figura 4. Caso 1 vs Caso 2 en bloque D [USD/MWh]

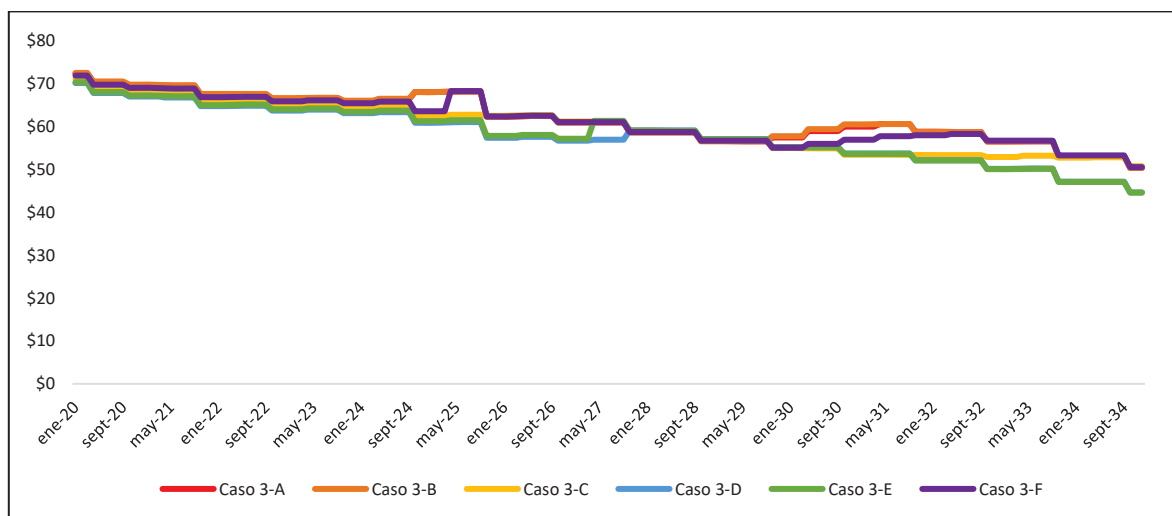


3.1.2 Resultados Caso 3

En relación al caso 3, y conforme a lo mencionado en el capítulo 2, se trata de un ajuste por nodo y bloque horario a una banda del PMM sistémico. De esta manera la cantidad de factores de ajuste se calcula para 50 nodos y 6 bloques horarios en cada nodo, lo que resulta en un total de 300. De igual manera, en este caso se considera un cálculo de Precio Medio Teórico diferenciado para cada banda y bloque, debido a que la utilización de uno sistémico implica distorsiones importantes en la etapa de ajuste.

Debido a lo anterior es que el piso mínimo para todas las estabilizaciones de precios medios básicos por bloque horario y nodo corresponderá a la banda inferior de ajuste lo que resulta en un PMM – 30%.

Figura 5. Proyección PE caso 3 [USD/MWh] – nodo Polpaico 220kV



Para este caso, hay cierta convergencia entre los precios estabilizado al principio del período porque todos se ajustan a una misma banda. Luego a partir del año 2024 se puede ver los desacoples entre los precios estabilizados por la transición a la banda del 5%, la cual ocurre para distintos período de tiempo dependiendo del bloque horario. Finalmente se produce otro desacople horario entre los seis bloques debido a que unos dejan de tener ajuste y otros siguen ajustándose a la banda del PMM – 5%.

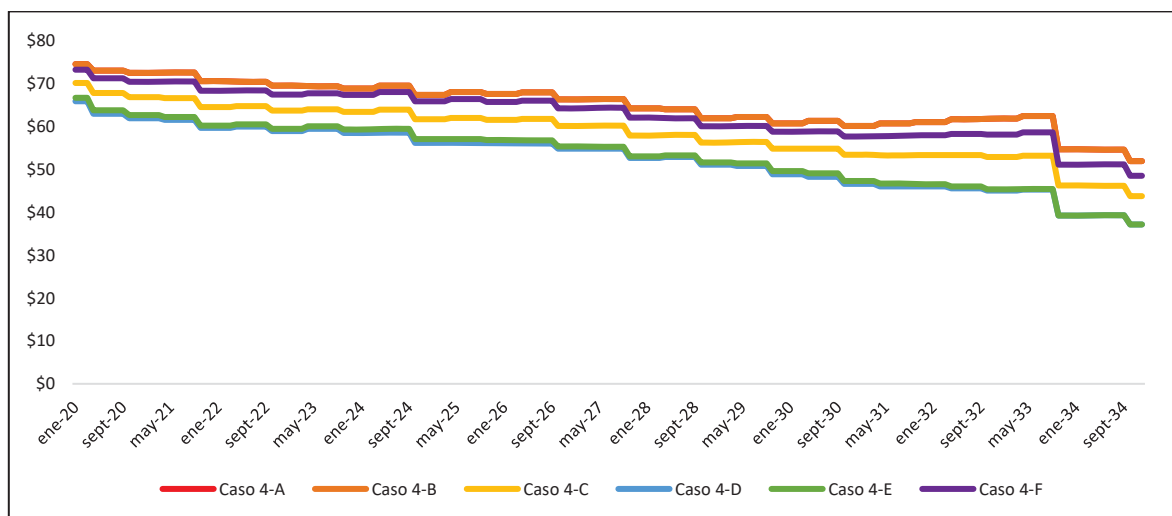
Tabla 3. Promedio PE para el período 2020 - 2034

USD/MWh	Caso 3
A	\$ 61,94
B	\$ 62,01
C	\$ 59,89
D	\$ 58,07
E	\$ 58,34
F	\$ 61,24

3.1.3 Resultados Caso 4

El Caso 4, propuesto por el Cliente, considera un mecanismo de cálculo que busca suavizar las diferencias entre los precios estabilizados ajustados de un mismo nodo. En los resultados que se muestran a continuación, el ajuste contempla que el factor único de tolerancia de ajuste es $\delta = 1$.

Figura 6. Proyección PE caso 4 [USD/MWh] – nodo Polpaico 220kV



Los bloques presentan un ajuste parejo entre ellos sin tener entrecruzamientos. Es interesante visualizar al final del período como se deja de ajustar el precio estabilizado por estar dentro de banda, pero que luego, en octubre del año 2033, empieza a aplicar un ajuste que lleva el precio estabilizado a la baja. Esto indica que aparece un precio básico que se encuentra por sobre el PMM.

Tabla 4. Promedio PE para el período 2020 - 2034

USD/MWh	Caso 4
A	\$ 65,16
B	\$ 65,16
C	\$ 58,66
D	\$ 52,83
E	\$ 53,39
F	\$ 62,85

3.2 Análisis de señal temporal y de localización

En primer lugar se muestra el análisis de señal temporal que contienen los precios estabilizados de cada caso en comparación con el costo marginal horario que se representa a través del precio básico horario.

Señal temporal – PE vs PB por bloque horario

Son dos las variables que se miden:

- a. Variación de la curva del precio estabilizado en función de las variaciones que experimenta el precio básico. El parámetro de medición es el coeficiente de determinación o R^2 , el cual entrega el cuadrado del coeficiente de correlación de momento del producto Pearson mediante los puntos de datos de conocidos precios básicos y conocidos precios estabilizados. De esta manera el valor R cuadrado se puede interpretar como la proporción de la varianza del precio estabilizado que se puede atribuir a la varianza del precio básico. En términos más simples, este indicador permite entregar una idea respecto a las variaciones que sufre una curva atribuible a las variaciones de otra curva, de esta manera podemos dimensionar la señal temporal que le entrega el costo marginal por bloque horario al precio estabilizado horario para cada caso:

Tabla 5. Índices R2 para cada caso y bloque del PE vs PB – Nodo Polpaico 220 kV

R2	A	B	C	D	E	F
Caso 1	71,00%	66,69%	82,19%	54,53%	63,91%	82,28%
Caso 2	76,48%	72,37%	90,03%	68,73%	74,90%	88,17%
Caso 3	74,78%	73,74%	91,04%	54,62%	62,20%	81,03%
Caso 4	82,02%	81,64%	81,32%	56,85%	62,48%	84,47%

En promedio, para los seis bloques, el caso 2 tiene el coeficiente de determinación más alto en promedio, mientras que el caso 1 el más bajo. Esto es de esperar ya que el caso 1 se actualiza una vez al año y por ende sigue con menor frecuencia la proyección de costos marginales.

Una señal marginal es seguida con mayor determinación por parte del precio estabilizado si es que la fijación se realiza de manera bianual. Entre los casos que se fijan bianualmente, el caso 2 es que el que tiene un coeficiente de determinación mayor.

- b. El análisis de distancias permite visualizar el offset que se produce entre el precio básico (señal marginal) y el precio estabilizado. Es un segundo indicador de señal temporal ya que las distancias representan el seguimiento del precio estabilizado en cada fijación horaria en relación al costo marginal que se representa por el precio básico del nodo.

Tabla 6. Índice de distancia para cada caso y bloque del PE vs PB – Nodo Polpaico 220 kV

(PE - PB)	A	B	C	D	E	F
Caso 1	\$ 12,03	\$ 12,03	\$ 12,03	\$ 12,03	\$ 12,03	\$ 12,03
Caso 2	\$ 11,44	\$ 11,44	\$ 11,44	\$ 11,44	\$ 11,44	\$ 11,44
Caso 3	\$ 8,24	\$ 7,93	\$ 12,16	\$ 16,21	\$ 15,17	\$ 9,97
Caso 4	\$ 11,46	\$ 11,08	\$ 10,94	\$ 10,97	\$ 10,22	\$ 11,58

En promedio para todos los bloques los resultados son similares para cada caso. Es interesante ver el comportamiento del caso 3, en donde las distancias son muy bajas para los bloques A, B y F, y de mayor valor para los bloques D y E. Esto refleja que el ajuste guarda poca relación con el costo

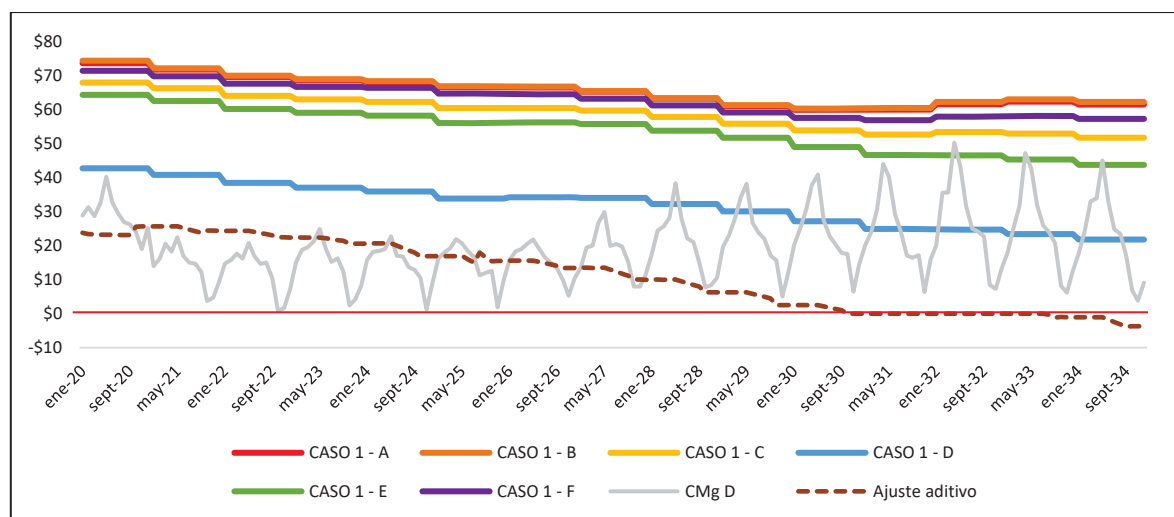
marginal horario debido a que el factor calculado ajusta cada precio básico a una misma banda sin diferenciación horaria. Esto rompe con cualquier tipo de discriminación tecnológica para proyectos de generación distribuida.

Señal de localización geográfica – PE vs PB en nodo desacoplado

La señal de localización geográfica tiene el objetivo de diferenciar precios para evitar la sobrepoblación de proyectos en un nodo desacoplado. En ese sentido, la manera de visualizarlo es a través de un nodo desacoplado y ver cómo se comportan los distintos mecanismos de ajuste de cada caso.

Para efectos de análisis se toma en cuenta el nodo Pan de Azúcar 220 kV, con una curva marginal que se reduce en 20 USD/MWh para su valor promedio mensual del bloque solar D. En el caso 1, el precio estabilizado quedaría posicionado de la siguiente manera producto de este desacople:

Figura 7. PE en nodo Pan de Azúcar 220 kV desacoplado [USD/MWh]



Es interesante notar que en el gráfico anterior se visualiza un ajuste negativo al final del período para el caso 1. Al ser un ajuste negativo esto podría implicar que con un costo marginal más desacoplado aún, es decir que se mantenga cerca de valores nulos constantemente en el bloque solar, podría llevar a un resultado de precio estabilizado negativo para dicho bloque horario. Continuando con el análisis se señal geográfica, vemos en las siguientes tablas cómo se comportan los indicadores R2 (coeficiente de determinación) y las distancias entre en el precio estabilizado el precio básico del nodo desacoplado.

Tabla 7. Índices R2 para cada caso y bloque D desacoplado del PE vs PB – Nodo Pan de Azúcar 220 kV

R2	D
Caso 1	66,17%
Caso 2	69,69%
Caso 3	72,17%
Caso 4	44,40%

Los casos 2 y 3 tienen los coeficientes de determinación más altos, con un promedio en el bloque D de 69,7% y 72,2% respectivamente. Es decir siguen de mejor manera el comportamiento de una curva de un nodo desacoplado siendo de esta manera los casos más que están más determinados por la curva del costo marginal desacoplado.

Por otro lado, el caso con menor coeficiente de determinación es el caso 4, con un promedio para todo el período de un 44,4%.

Al revisar las distancias entre el precio estabilizado y los precios básicos por nodo, se obtienen los siguientes resultados para cada caso y bloque horario:

Tabla 8. Índice distancia para cada caso y bloque D desacoplado del PE vs PB – Nodo Pan de Azúcar 220 kV

(PE - PB)	D
Caso 1	\$ 12,03
Caso 2	\$ 11,44
Caso 3	\$ 29,66
Caso 4	\$ 22,73

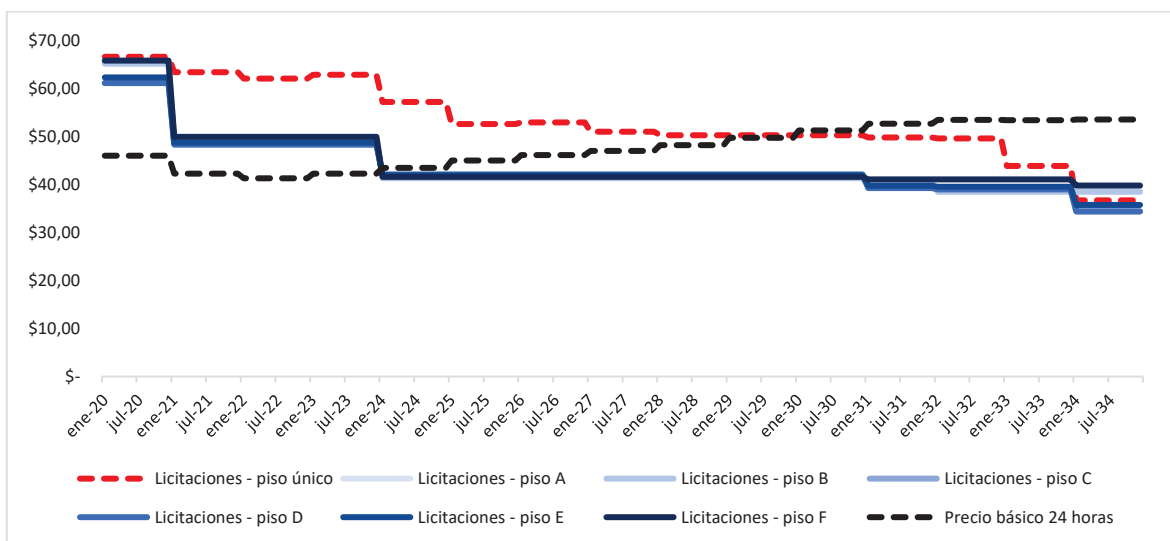
El desacople produce que haya fuertes distancias en los casos 3 y 4 para el nodo desacoplado de interés, ya que estos casos aseguran un piso mínimo al precio estabilizado dado por la banda del PMM.

3.3 Análisis piso mínimo

Adicionalmente, dentro de los análisis realizados, y tal como se planteó en el capítulo 2, se revisó la opción de probar distintos pisos mínimos a los precios estabilizados. De esta manera se revisaron resultados al modificar el piso mínimo para los ajustes del caso 1.

Son tres posibles pisos mínimos los que se analizaron; precio de licitaciones reguladas (Precio Nudo de Largo Plazo o PNELP) igual para todos menos el 30%, el PNELP diferenciado por bloque A, B y C que se asigna a los seis bloques definidos por el Ministerio menos el 30%, y en tercer lugar, el precio básico de 24 horas que refleja la señal de costo marginal.

Figura 8. Pisos mínimos establecidos para fijación PE [USD/MWh]



Lo anterior muestra las curvas de piso mínimo que se obtendrían con las distintas alternativas. Los valores por tramo se muestran en la siguiente tabla:

Tabla 9. Promedio pisos mínimos para el período 2020 - 2034

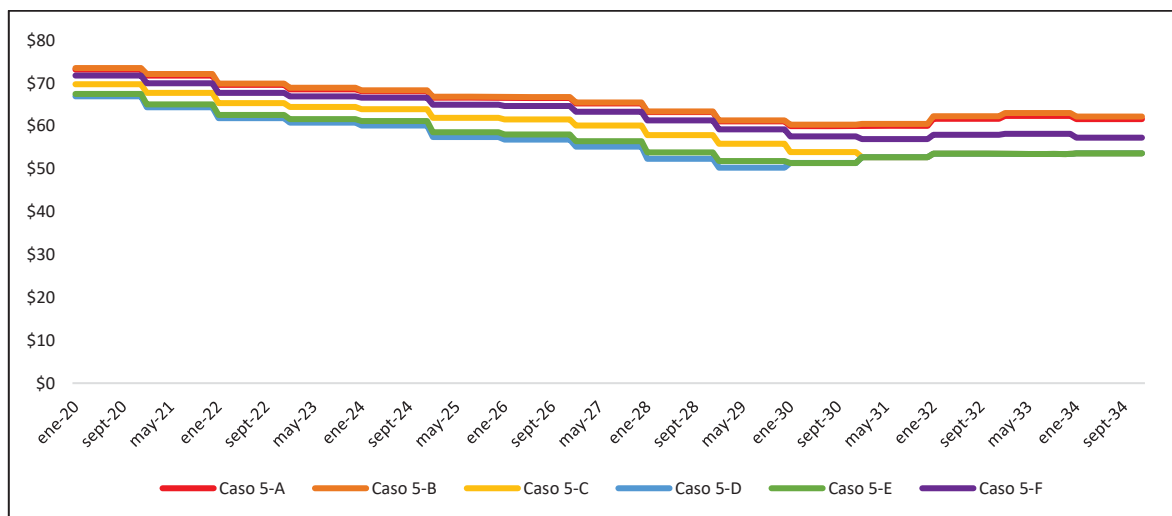
Fuente	Tipo	2020-2025	2026-2030	2031-2034
Licitaciones Reguladas	Piso único	\$ 60,83	\$ 50,99	\$ 45,01
Licitaciones Reguladas	Piso A	\$ 49,41	\$ 41,39	\$ 38,94
Licitaciones Reguladas	Piso B	\$ 49,41	\$ 41,39	\$ 38,94
Licitaciones Reguladas	Piso C	\$ 48,42	\$ 42,08	\$ 37,96
Licitaciones Reguladas	Piso D	\$ 48,42	\$ 42,08	\$ 37,96
Licitaciones Reguladas	Piso E	\$ 48,77	\$ 41,96	\$ 38,66
Licitaciones Reguladas	Piso F	\$ 49,84	\$ 41,62	\$ 40,76
Costos Marginales Proy.	Piso PB	\$ 43,40	\$ 48,51	\$ 53,31

Se estima que las licitaciones reguladas reflejan un piso de mercado que no representa la totalidad del mercado y el desfase con los precios actuales, producto de licitaciones antiguas, es muy evidente.

Dado lo anterior, se estima más razonable mantener un piso de precio básico de 24 horas para no discriminar ninguna tecnología por sobre la otra, pero que se diferencia por nodos para dar una señal de localización geográfica.

Tomando el precio básico como piso mínimo, el gráfico de proyección de precio estabilizado para un nuevo caso 5, que corresponde al caso 1 con piso mínimo, muestra los siguientes resultados:

Figura 9. Proyección PE caso 5 [USD/MWh] – nodo Polpaico 220kV [USD/MWh]



Este caso es muy similar al caso 1, a excepción de los bloques C, D y E donde se activa el precio mínimo. La tabla siguiente muestra la comparación de los promedio en todo el horizonte de tiempo:

Tabla 10. Comparación casos 1 y 5

USD/MWh	Caso 5	Caso 1	Dif %
A	\$ 65,27	\$ 65,27	0,0%
B	\$ 65,63	\$ 65,63	0,0%
C	\$ 59,68	\$ 59,51	-0,3%
D	\$ 56,69	\$ 53,89	-4,9%
E	\$ 57,39	\$ 55,16	-3,9%
F	\$ 62,93	\$ 62,93	0,0%

La aplicación del piso mínimo con el precio básico de 24 horas aporta a que los niveles de los bloques C, D y E eviten alcanzar mínimos tan acentuados producto de la mayor generación solar en esas horas que implica un precio básico menor.

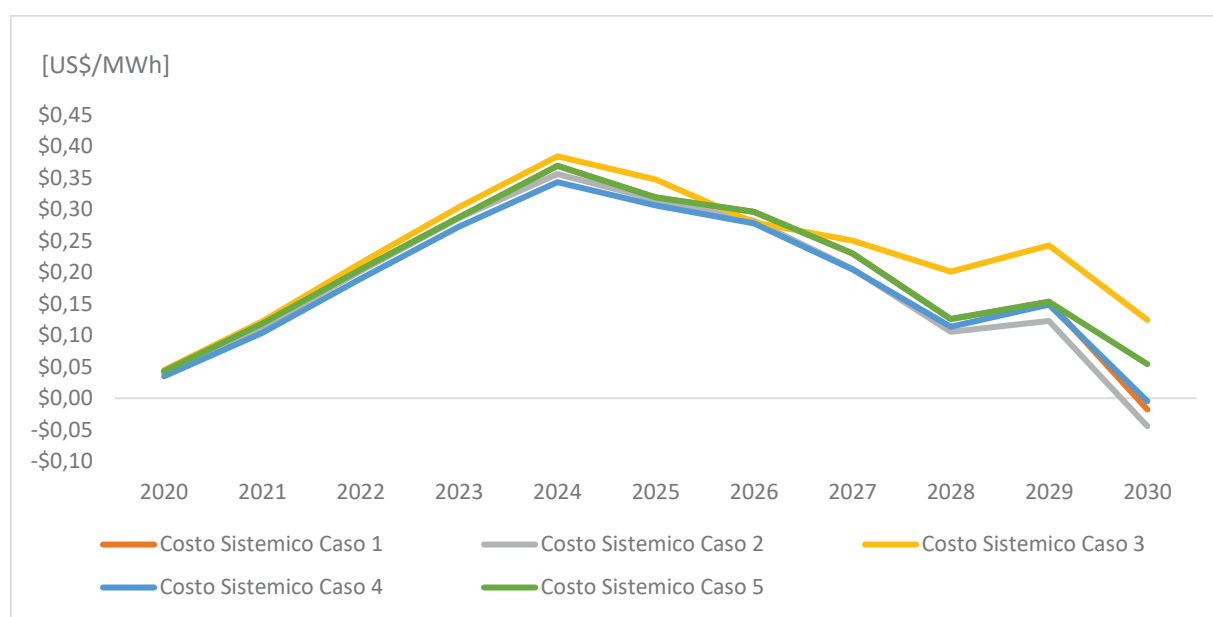
3.4 Impacto Sistémico

El hecho de tener medios de generación que no sean valorados al costo marginal en sus barras de inyección genera un desbalance que debe ser absorbido por el sistema. De esta forma, el borrador define que, para el caso de los medios de generación de pequeña escala, la diferencia entre la valorización de las inyecciones a precio estabilizado y costo marginal será asignada a prorrata de

los retiros de energía del sistema correspondiente, entre todos quienes efectúen retiros, en conformidad con la normativa vigente.

Es importante tener en consideración cuál es el caso estudiado en la presente adenda que tiene menor y mayor impacto en el sistema. En este contexto, la siguiente figura muestra las proyecciones obtenidas del costo sistémico, considerando la expansión del parque PMGD considerada en el informe y sus respectivas inyecciones.

Figura 10 Proyecciones de impacto sistémico para cada uno de los casos – resolución anual



*Precio estabilizado mayor al costo marginal, implica un impacto de valor **positivo, es decir el costo de los retiros aumenta.**

Hasta el año 2024 se observan curvas acopladas entre los distintos casos, esto se debe a la poca diferencia entre los distintos precios estabilizados de cada caso y también, debido a la poca diferencia que existe entre los precios de los distintos bloques.

Por otro lado, a partir de 2025 se inicia una tendencia a la baja debido a que el precio medio de mercado y el precio medio teórico comienzan a converger. Aun así, el caso 3 tiende a desacoplarse de los otros escenarios y muestra un costo sistémico mayor para los últimos años analizados. Este desacople se debe a que se tiene un ajuste por bloque horario, lo que añadido a un aumento en las diferencias entre los costos marginales de los distintos bloques – producto de la penetración ERNC – resulta en una mayor diferencia entre tales costos marginales y el precio estabilizado. De

esta forma, el caso 3 presenta un mayor ajuste para el bloque D (*peak* de energía solar) y por lo tanto un mayor costo para el sistema.

En este contexto, la siguiente tabla muestra los promedios de los costos sistémicos por bloque, para cada uno de los casos.

Tabla 11 Costo sistémico promedio por bloque. En US\$/MWh.

	A	B	C	D	E	F
Caso 1	\$0,251	\$0,234	\$0,483	\$0,549	\$0,495	\$0,309
Caso 2	\$0,246	\$0,230	\$0,448	\$0,492	\$0,448	\$0,296
Caso 3	\$0,206	\$0,193	\$0,572	\$0,807	\$0,682	\$0,281
Caso 4	\$0,259	\$0,240	\$0,450	\$0,477	\$0,432	\$0,311
Caso 5	\$0,251	\$0,234	\$0,496	\$0,586	\$0,522	\$0,310

El bloque D en el caso 3 es el que resulta en el mayor costo sistémico, por las razones que se explicaban anteriormente. Demostrando que mientras mayor sea el ajuste, mayor es el costo para el sistema. Por otra parte, el mismo caso 3 también demuestra tener el menor costo sistémico, para el bloque B.

La Tabla 11 muestra que no hay ningún caso que sea mejor o peor que los demás para todos los bloques tomando el promedio del período analizado. Desde otra perspectiva, la Tabla 12 muestra el valor total - en US\$ - de la estabilización de precios al valorizar por los retiros anuales, es decir por la proyección de demanda.

Tabla 12 Valorización desbalance anual total por caso. En US\$.

Año	Diferencial Caso 1	Diferencial Caso 2	Diferencial Caso 3	Diferencial Caso 4	Diferencial Caso 5
2020	\$273.715	\$250.479	\$284.489	\$219.898	\$273.715
2021	\$768.458	\$732.152	\$791.223	\$673.210	\$768.458
2022	\$1.362.059	\$1.345.647	\$1.430.519	\$1.263.990	\$1.362.059
2023	\$1.969.564	\$1.962.841	\$2.081.292	\$1.869.031	\$1.969.564
2024	\$2.612.048	\$2.519.736	\$2.718.583	\$2.428.454	\$2.612.048
2025	\$2.308.800	\$2.282.915	\$2.512.468	\$2.216.985	\$2.308.800
2026	\$2.198.957	\$2.090.042	\$2.072.539	\$2.062.378	\$2.198.957
2027	\$1.750.904	\$1.562.050	\$1.903.750	\$1.556.543	\$1.750.904
2028	\$988.525	\$825.790	\$1.574.521	\$890.561	\$988.525
2029	\$1.231.171	\$987.253	\$1.946.762	\$1.195.085	\$1.231.171
2030	-\$130.752	-\$348.623	\$1.033.099	-\$22.674	\$460.001

Es necesario recalcar que los pagos de este desbalance se realizan en el mercado *spot*, por lo que la tarifa al cliente regulado no se ve afectada necesariamente.

4 RESUMEN Y CONCLUSIONES

De las alternativas analizadas, el objetivo del estudio buscó desprender ciertas conclusiones que permitan comparar la propuesta del Ministerio a través de su borrador para observaciones en términos de las señales que se entregan a los desarrolladores de proyectos PMGD/PMG.

De esta manera, las propuestas de alternativas revisadas en conjunto con el Cliente buscan estar en línea con el objetivo de que la estabilización de precios contenga una señal de localización y temporal dada por el costo marginal proyectado, siempre y cuando no se contraponga a los objetivos de política pública que promueven el desarrollo de generación distribuida.

Considerando los objetivos anteriores, se analizaron los indicadores del coeficiente de determinación o R cuadrado, así como también las diferencias entre las curvas de precio básico y las curvas de precio estabilizado obtenidas para cada caso y bloque horario. De los resultados obtenidos se puede concluir lo siguiente:

- ✓ El análisis de señal temporal con coeficiente de determinación muestra la proporción atribuible a las variaciones del precio básico que inciden en las variaciones del precio estabilizado. Para cada bloque horario se obtienen distintos resultados y se desprende lo siguiente:
 - El Bloque D es en promedio el que está menos determinado en sus variaciones producto de las variaciones del precio básico.
 - Para todos los bloques horarios, el caso 2 es el que está mayormente influido en sus variaciones producto de las variaciones del precio básico.
 - El caso 1 tiene el peor promedio para todos los bloques horarios, lo cual se atribuye a que es el único caso que tiene una fijación anual en vez de dos.
- ✓ El análisis de señal temporal con distancias entre precio básico y precio estabilizado horario muestra los *offsets* producto del ajuste. Para cada bloque horario se obtienen distintos resultados y se desprende lo siguiente:
 - El caso 1 y 2 por sus esquemas aditivos tienen un offset equitativo para todos los bloques horarios. Esto tiene el riesgo de que no se cumpla con el objetivo de mantener un piso mínimo para el desarrollo de las inversiones de generación distribuida y por ende contraponerse con el objetivo de política pública.
 - El caso 3 tiene distancias variadas para cada bloque porque mantiene el piso mínimo del PMM – 30%. La separación por bloques hace que haya diferencias entre los precios estabilizados por bloques, pero se suavizan y mantiene el piso mínimo proveniente de la comparación con la referencia de mercado.

- ✓ El análisis de señal de localización se desprende de un nodo simulado con costos marginales desacoplados en el bloque horario D. Se miden los mismos indicadores para visualizar el comportamiento de las distintas alternativas de ajuste aplicados a este nodo. Las conclusiones son las siguientes:
 - El caso 3 sigue de mejor manera las variaciones en un nodo desacoplado que no es el de referencia. Esto es de esperar, ya que el caso 3 hace un ajuste personalizado por nodo y bloque sin tomar en cuenta la referencia, lo que entrega una mejor señal de localización en relación al indicador R cuadrado.
 - El caso 4 tiene variaciones que son explicadas en menos de un 50% por las variaciones de la señal de costo marginal de acuerdo al índice R cuadrado.
- ✓ Por último, las distancias en el nodo desacoplado muestran lo siguiente:
 - Casos 1 y 2 guardan las menores diferencias en el bloque D desacoplado. El ajuste aditivo es proveniente de un nodo referencia que no refleja la realidad del desacople que se experimenta en el nodo estresado. Este problema, propio de la transmisión eléctrica, termina por afectar de manera negativa el precio estabilizado y podría no asegurar un piso mínimo para el desarrollo de generación distribuida.
- ✓ El impacto sistémico se obtiene de la diferencia entre la valorización a costo marginal y a precio estabilizado, para cada uno de los bloques y casos, lo cual permite concluir lo siguiente:
 - Los impactos sistémicos de todos los casos se mantienen acoplados hasta el año 2024, cuando comienza a ingresar considerablemente energía renovable al sistema y afecta los distintos mecanismos de estabilización.
 - El caso 3 es el que presenta el mayor costo sistémico promedio, debido a su ajuste en los bloques C, D y E.
 - Todos los casos muestran un comportamiento distinto en cuanto a su costo sistémico por bloque, por lo que ninguno demuestra disminuir los costos para todos los bloques.
 - Los mecanismos de estabilización muestran una transferencia del costo sistémico entre los bloques dependiendo de cada caso. Por ejemplo, el costo sistémico disminuye en el bloque C, D y E para el caso 1 en relación con el caso 3, pero aumenta en los bloques A, B y F haciendo la misma comparación.

En relación a las conclusiones, pareciera que el caso 3 cumple de mejor manera los objetivos de entregar señales a la inversión considerando factores temporales y de localización geográfico, a la vez que asegura un piso mínimo para mantener el desarrollo de proyectos de generación distribuida que están promovidos por la política pública definida desde la Ley Corta I.

Por último, el análisis de piso mínimo con precio básico de 24 horas entrega un resultado similar al del caso 3, en el sentido que también da cumplimiento a los objetivos definidos. Sin embargo al analizar los coeficientes de determinación (R cuadrado), el caso 3 tiene mejor correlación con la señal marginal para el nodo referencia:

Tabla 13. Comparación caso 3 vs caso 5 – test R cuadrado

R2	A	B	C	D	E	F
Caso 3	74,78%	73,74%	91,04%	54,62%	62,20%	81,03%
Caso 5	71,00%	66,69%	81,25%	45,50%	59,53%	82,28%

Solamente en el bloque horario F el caso 5 presenta mejores resultados.