

Informe Regulatorio

Mercado de Servicios Complementarios

Mayo 2025

ÍNDICE

Introducción	3
1 Contexto actual de los SSCC	4
1.1 Mercado SSCC	4
1.2 Metodología de remuneración	5
1.3 Diagnóstico	7
2 Análisis Regulatorio	11
2.1 Revisión de mejoras para el mercado de SSCC	11
3 Propuesta de modificación para el mercado de SSCC	13
3.1 Propuesta de metodología de componentes de costos asociados a remuneración de SSCC 13	
3.2 Propuesta metodología del Costo de Oportunidad para BESS	14
3.3 Ejemplo de aplicación de la propuesta metodológica	16
Conclusiones	20

Introducción

En el contexto de la transición energética del Sistema Eléctrico Nacional (en adelante, “SEN”), impulsada por la alta integración de energías renovables variables, la incorporación significativa de tecnologías de gestión temporal de la energía, como los Sistemas de Almacenamiento de Energía (en adelante e indistintamente, “SAE” o “BESS”), y la estrategia de descarbonización en curso, surge la necesidad de que el sistema disponga de una mayor flexibilidad operacional. Esto permitirá al SEN responder de manera más eficiente, segura y económica a la variabilidad e incertidumbre de la generación y demanda de energía.

Esta Comisión, en el ejercicio de sus facultades de monitoreo del funcionamiento del sector energético, ha detectado la necesidad de establecer señales de mercado claras y efectivas que habiliten la participación de tecnologías eficientes, capaces de contribuir a incrementar la flexibilidad del sistema y, al mismo tiempo, desplazar tecnologías menos eficientes. En ese sentido, tras una revisión exhaustiva de diversas recomendaciones contenidas en estudios especializados sobre el perfeccionamiento del mercado eléctrico nacional, así como en los informes semestrales de la Unidad de Monitoreo de la Competencia del Coordinador, se ha considerado adecuado ajustar la regulación de los Servicios Complementarios (en adelante “SSCC”), en particular, aquellas cuestiones asociadas a los mecanismos de remuneración.

El presente informe tiene como objetivo realizar un análisis regulatorio sobre un mecanismo de remuneración que facilite la integración de los SAE en el mercado de SSCC, considerando los aspectos normativos y económicos que sean pertinentes. En base a lo anterior, se presenta una propuesta metodológica que ajusta la determinación del Costo de Oportunidad de los SAE en el mercado de SSCC.

1 Contexto actual de los SSCC

1.1 Mercado SSCC

Los SSCC son aquellas prestaciones que permiten efectuar la coordinación de la operación del Sistema Eléctrico Nacional en los términos dispuestos en el artículo 72°-1 de la Ley General de Servicios Eléctricos (en adelante la “Ley” o “LGSE”). El Coordinador, a través de los SSCC, deberá preservar la seguridad del servicio en el sistema eléctrico garantizando la operación más económica y la calidad de servicio para el conjunto de las instalaciones del referido sistema, en conformidad a la normativa vigente.

De acuerdo con la Ley, son SSCC, al menos, el control de frecuencia, el control de tensión y el plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

La definición de otros SSCC y sus categorías, definidos por la Comisión previo informe del Coordinador, se realiza considerando las necesidades de seguridad y calidad de los sistemas eléctricos, las características tecnológicas de estos servicios y los requerimientos de flexibilidad operacional del sistema eléctrico. Estos servicios permiten mantener el adecuado equilibrio entre generación y demanda eléctrica frente a distintos escenarios y condiciones de desbalance.

Los SSCC se prestan a través de las instalaciones existentes o de nueva infraestructura, mediante los recursos técnicos que éstas dispongan y que sean requeridos en la operación del sistema. Los servicios en cuestión pueden tener el carácter sistémico o local, según lo defina la Comisión en la resolución de definición de SSCC (en adelante, “Resolución de Definición SSCC”). Lo anterior, según lo dispuesto en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley y en el artículo 59 del Decreto Supremo N° 113 de 2019 (en adelante, “Reglamento de SSCC”).

Asimismo, mediante el informe de SSCC que por Ley le corresponde elaborar anualmente (en adelante, “Informe de SSCC”), el Coordinador debe considerar la naturaleza sistémica o local de cada servicio complementario para la determinación de los recursos técnicos necesarios para la coordinación de la operación a que se refiere el artículo 72°-1 de la Ley. Para ello, la cuantificación de éstos debe considerar los recursos necesarios, y la infraestructura requerida.

Los mecanismos mediante los cuales se materializan los SSCC, de acuerdo con lo establecido en el artículo 72°-7 de la Ley, deben ser determinados por el Coordinador mediante el Informe de SSCC, y pueden ser a través de licitaciones o subastas, siempre que existan condiciones de competencia. En específico, cuando el requerimiento es de cortísimo plazo el mecanismo se realiza por subastas. De manera excepcional, y sólo cuando las condiciones de mercado no sean competitivas, o las licitaciones o subastas se declaran desiertas o parcialmente desiertas, se instruye por el Coordinador la prestación y/o instalación en forma directa.

Para efectos de lo anterior, podrán participar en la prestación de SSCC aquellas instalaciones que verifiquen el cumplimiento de las exigencias normativas, y las demás exigencias definidas por el Coordinador en los procesos de subastas o licitaciones, o instrucción directa.

1.2 Metodología de remuneración

La Resolución de Definición SSCC, emitida por la Comisión previo informe del Coordinador, establece las prestaciones específicas y atributos que se deberán considerar para efectos de remunerar cada servicio complementario, y sus categorías, junto con la naturaleza sistémica o local de éstos, de acuerdo con lo indicado en el artículo 59 del Reglamento de SSCC. Para estos efectos, se deberán considerar los componentes asociados a la inversión, operación y/o mantenimiento de las instalaciones o, alternativamente, componentes asociados a la disponibilidad y/o activación de los servicios.

La remuneración de los SSCC considera la componente de disponibilidad de un servicio cuando existen, entre otros, costos de oportunidad y/o de habilitación e implementación del servicio respectivo. Asimismo, se considera el componente de activación del servicio cuando se identifiquen, entre otros, costos variables y/o costos de oportunidad, así como costos de mantenimiento adicionales en que se incurrirían por la prestación del respectivo servicio.

La valorización y remuneración de los SSCC dependerá del mecanismo a través del cual se materializa la prestación y/o instalación de los servicios requeridos según el Informe de SSCC que realiza el Coordinador.

Conforme con lo indicado en el Artículo 2-16 de la Norma Técnica de Servicios Complementarios (en adelante, “NT SSCC”), cuando la materialización del respectivo servicio complementario se efectúa mediante una subasta, el servicio se remunerará según el valor adjudicado en la misma, de conformidad a las condiciones fijadas por el Coordinador para tal efecto. Lo anterior, debe considerar la operación más económica del sistema eléctrico, de acuerdo con el proceso de optimización conjunta del nivel de colocación de energía para abastecer la demanda y las reservas operacionales. Dicho valor adjudicado será la suma de las siguientes componentes:

1. Costo de Oportunidad Real: Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación por estar prestando un servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de SSCC.
2. Costos por Operación a un Costo Variable Mayor al Costo Marginal Real: Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario cuando el costo variable de la instalación resulta ser mayor al costo marginal del sistema en el mercado de corto plazo. Este costo será calculado por el

Coordinador, cuando corresponda, con ocasión de la realización de los balances de remuneración de SSCC.

3. Costo de Operación Adicional Real: Se entenderá como el costo adicional en que incurre una instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario, cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor al considerado por el Coordinador en el proceso de programación de operación para dicha instalación. Lo anterior, con respecto de una operación en que sólo vendería energía sin prestar el Servicio Complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de SSCC.
4. Valor ofertado: Es el valor ofertado por el Coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario. En este valor el Coordinado deberá incluir todos aquellos costos no considerados en los puntos anteriores tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros.

Por otra parte, cuando el mecanismo de materialización del respectivo servicio complementario corresponda a una licitación, el servicio se remunera conforme al valor adjudicado durante el periodo que comprende el contrato respectivo, de conformidad al mecanismo de evaluación y adjudicación de las ofertas establecido en las bases de licitación fijadas por el Coordinador para tal efecto. Lo anterior, debe considerar la operación más económica del sistema eléctrico. El valor adjudicado deberá considerar costos de oportunidad, operación, desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros.

En aquellos casos, cuando el mecanismo de materialización de los SSCC corresponda a la instrucción del Coordinador de prestación y/o instalación directa y obligatoria, el servicio se remunera según se trate de servicios en los que no existen condiciones de competencia o de servicios cuyas subastas o licitaciones fueron total o parcialmente declaradas desiertas. Tratándose del primer caso, el respectivo servicio se remunerará conforme a lo establecido en el Estudio de Costos al que hace referencia el artículo 52 del Reglamento SSCC (en adelante, el “Estudio de Costos”), mientras que, en el segundo caso, el servicio se remunerará según los valores máximos o sus mecanismos de valorización fijados por la Comisión previo a las subastas o licitaciones, respectivamente.

Habiéndose instruido la prestación directa de un servicio complementario y considerándose su remuneración a través del Estudio de Costos, los Coordinados titulares de instalaciones de SSCC cuya prestación implique la operación de ésta a un costo variable de operación superior al costo marginal del sistema eléctrico, deberán ser retribuidos económicamente por sus costos variables de operación no cubiertos.

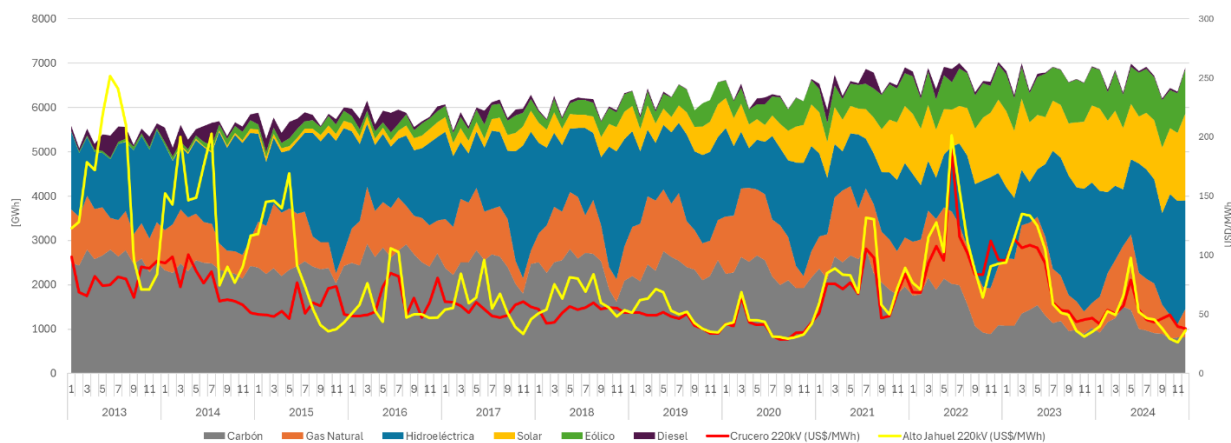
Por último, en caso de que la prestación de SSCC se realice producto de licitaciones y/o subastas y su prestación implique la operación de la instalación a un costo variable superior al costo marginal del sistema, los oferentes adjudicados no recibirán una remuneración adicional al valor adjudicado en la respectiva licitación y/o subasta.

Tratándose de los servicios de control de frecuencia que no sean prestados por infraestructura materializada producto de una licitación, la remuneración deberá contemplar una componente por la disponibilidad del recurso técnico y/o una componente por la activación de dicho servicio, según corresponda. Cuando la prestación de este servicio involucre la inyección de energía al sistema eléctrico, la remuneración por activación corresponderá a la energía inyectada para la prestación del servicio valorizada al costo marginal de la barra de inyección respectiva. En caso contrario, y existiendo condiciones de competencia, el Coordinador deberá licitar el requerimiento del recurso técnico que involucre nueva infraestructura, en cuyo caso la remuneración se realizará al valor adjudicado en la licitación respectiva durante el periodo de prestación establecido en el referido proceso licitatorio, considerando los componentes de inversión, operación y/o mantenimiento de la nueva infraestructura, según corresponda.

1.3 Diagnóstico

El escenario actual del SEN, asociado a la transición energética que considera la integración de nuevas tecnologías, tales como las ERV y los SAE, junto con el avance del plan de descarbonización, plantea la necesidad de que el sistema disponga de mayor flexibilidad para dar respuesta a la variabilidad que introducen las tecnologías ERV. En este contexto, es necesario reconocer los atributos que diferentes tecnologías pueden aportar para aumentar la flexibilidad del sistema y, por tanto, resulta imprescindible considerar y establecer mecanismos que incentiven la incorporación eficiente de unidades que aporten tal flexibilidad al sistema.

Ilustración 1. Evolución de la generación eléctrica en el SEN (2013-2024).



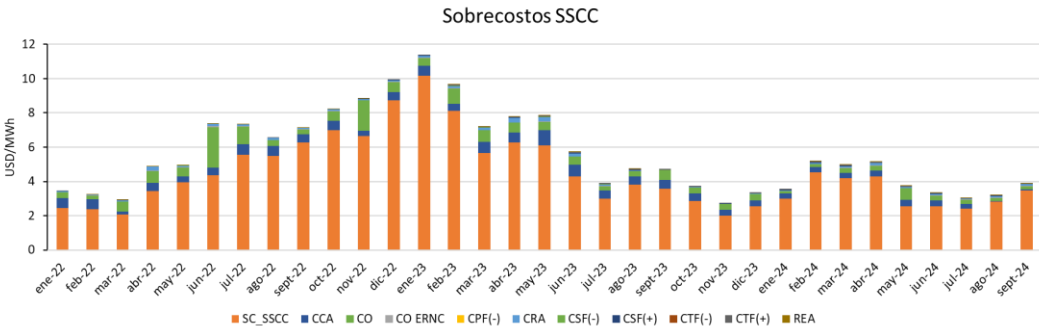
Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

La Ilustración 1 muestra la evolución de la participación de los distintos tipos de tecnologías durante la última década. En ella se observa una tendencia a la disminución de los costos marginales,

influenciado por la gran participación de tecnologías cuyos costos de producción son iguales a cero¹. Lo anterior implica que los márgenes de las compañías se ven reducidos, lo que, de todas maneras, va en línea con el comportamiento de los mercados eléctricos internacionales. Cabe señalar que la señal de precio de energía no coincide con los momentos en los cuales se requiere mayor flexibilidad del sistema. Por lo tanto, se hace necesario contar con una señal de precio en un mercado paralelo al de energía que incentive disponer de dichos atributos.

De acuerdo con lo señalado en el Informe de Monitoreo la Competencia del Mercado Eléctrico del año 2024, se observa que el mercado de SSCC posee una participación relevante de tecnologías térmicas convencionales, tal como se muestra en la Ilustración 5 e Ilustración 7. La operación de dichas tecnologías, producto de sus restricciones propias –tales como mínimos técnicos, tiempos mínimos de operación, entre otros– implica un aumento en los pagos laterales del sistema, que actualmente representan aproximadamente un 79% del costo total asociado a la remuneración de SSCC para la prestación del Control de Frecuencia (Ilustración 2). Los pagos laterales podrían aumentar en la medida que los Costos Marginales del sistema disminuyan en el tiempo.

Ilustración 2. Evolución de los costos asociados a la prestación de SSCC (2022-2024).



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional

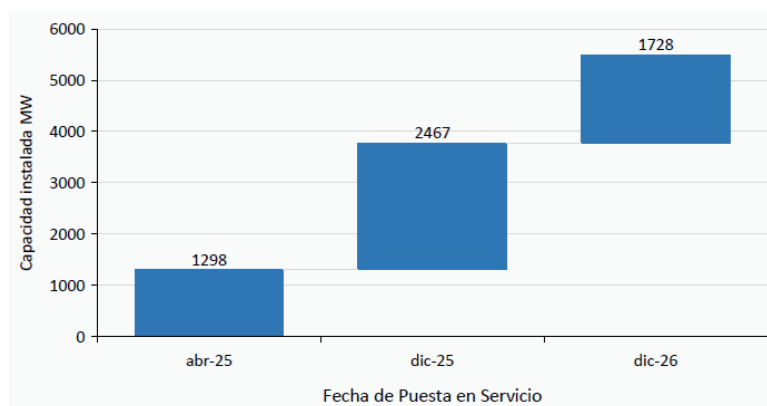
En base a lo anterior, se considera relevante contar con señales de mercado que permitan aumentar la participación de tecnologías eficientes, contribuyendo a incrementar la flexibilidad del sistema y desplazando tecnologías menos eficientes. Actualmente, la participación de los SAE ha evolucionado positivamente en cuanto su incorporación al SEN (Ilustración 3). Como evidencia de ello, a la fecha el SEN dispone de una capacidad instalada de 1.298 MW, y se espera que para el año 2026 se alcance los 5.493 MW. El volumen considerable de los SAE no solo aportaría al mercado de la energía, sino

¹ Cabe precisar que, durante el año 2022, se produjo un aumento sostenido de los *commodities*, lo que implicó que los precios en el mercado mayorista reflejaran ese comportamiento.

que también podría contribuir en la prestación de SSCC en periodos de alta exigencia² donde no necesariamente los costos marginales son más atractivos.

Sin perjuicio de lo anterior, la normativa actual no contempla una metodología clara para determinar la remuneración de los SAE en la prestación de SSCC, particularmente en lo relativo a la valorización del Costo de Oportunidad Real asignable a este tipo de instalaciones. Esto podría desincentivar su participación en las subastas de SSCC, ya que percibirían mayores riesgo o menores expectativas de retorno en este mercado en comparación con el mercado de la energía. Por su parte, también resulta recomendable proporcionar certezas a los medios de generación respecto de la metodología para el cálculo de la remuneración por la prestación de SSCC en sus diferentes componentes de costos. En consecuencia, la regulación debería ajustarse para reconocer de manera más adecuada una remuneración que se corresponda con las particularidades de las tecnologías mencionadas.

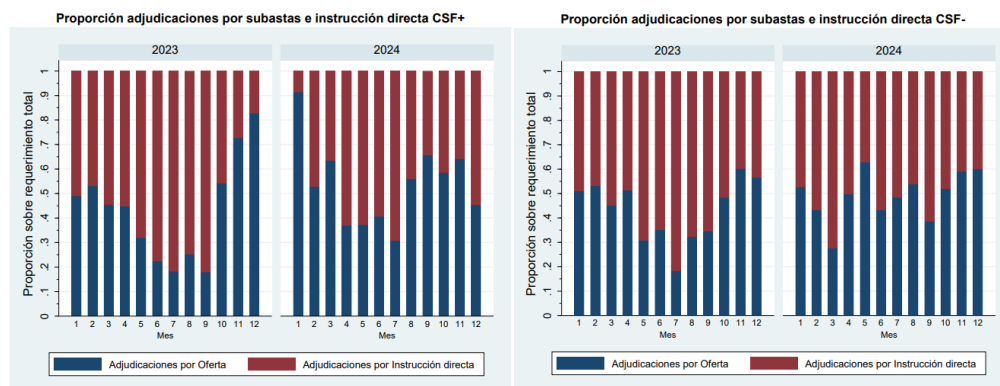
Ilustración 3. Capacidad acumulada de proyectos SAE en construcción y comprometidos



Fuente: Elaboración propia

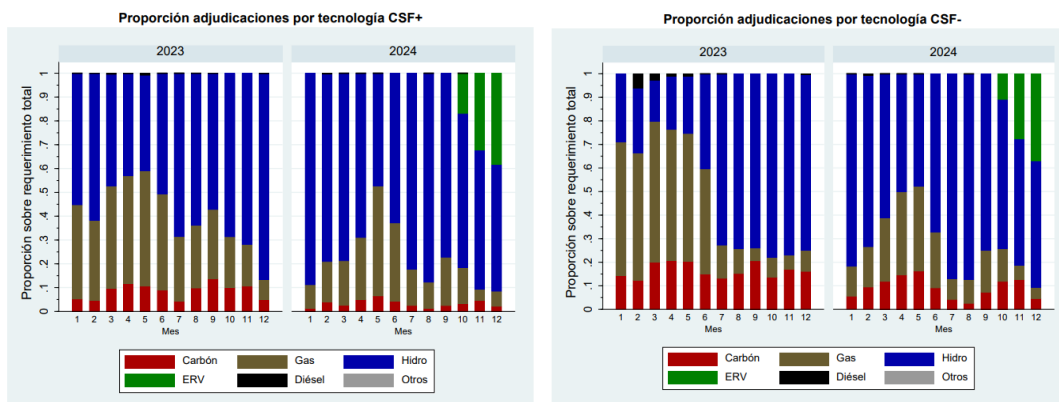
² Por ejemplo, rampas ocasionadas por la salida de centrales ERV.

Ilustración 4. Proporción de MW adjudicaciones por subastas e instrucción directa CSF (2023-2024)



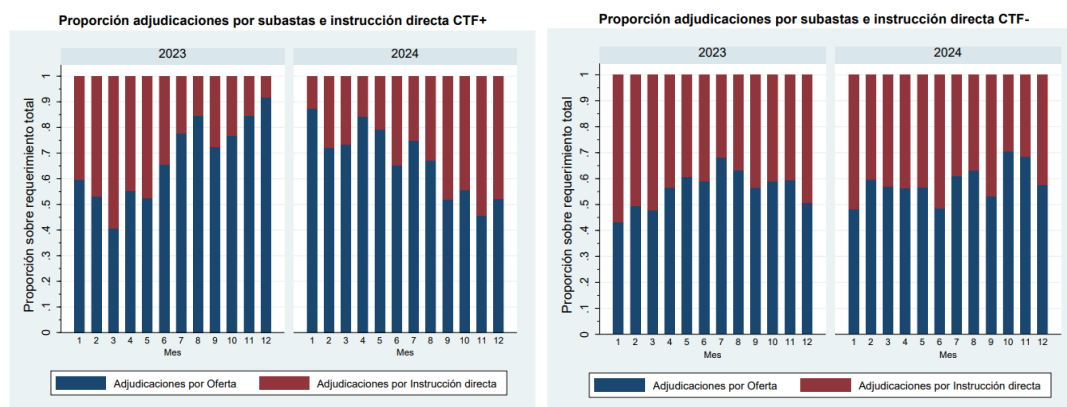
Fuente: Informe Monitoreo de la Competencia en el mercado eléctrico año 2024

Ilustración 5. Proporción de adjudicaciones por tecnologías CSF (2023-2024)



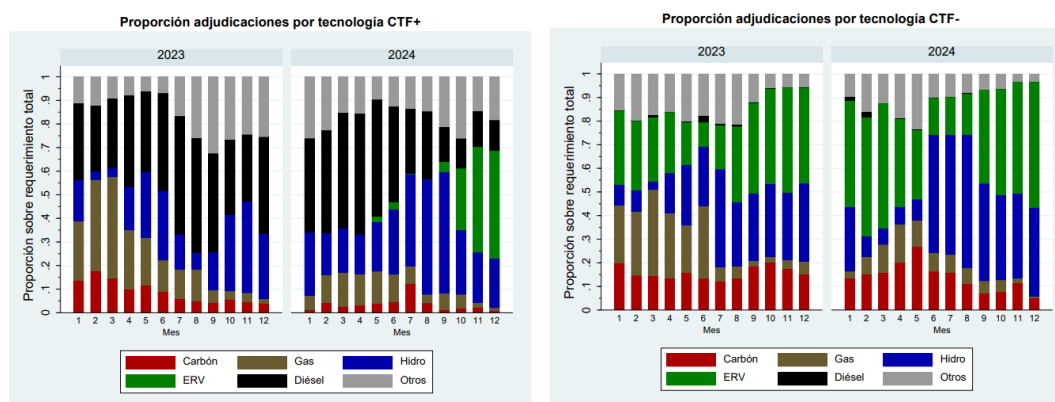
Fuente: Informe Monitoreo de la Competencia en el mercado eléctrico año 2024

Ilustración 6 Proporción de MW adjudicaciones por subastas e instrucción directa CTF (2023-2024).



Fuente: Informe Monitoreo de la Competencia en el mercado eléctrico año 2024

Ilustración 7. Proporción de adjudicaciones por tecnologías CTF (2023-2024).



Fuente: Informe Monitoreo de la Competencia en el mercado eléctrico año 2024

2 Análisis Regulatorio

2.1 Revisión de mejoras para el mercado de SSCC

En el mercado de SSCC, se entiende por Costo de Oportunidad al costo en que incurre una instalación adjudicada para prestar un servicio complementario, debido a la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo. Lo anterior, como resultado de la limitada o nula capacidad de producción de la instalación que se encuentra prestando dicho servicio. Este costo es calculado por el Coordinador durante la realización de los balances de remuneración de SSCC.

En el caso de unidades de generación, el Costo de Oportunidad se determina para cada hora en que presta un servicio complementario. Luego, se determina cual sería la colocación en el mercado de energía de dicha instalación sin prestar dicho servicio complementario y se le remunera el margen que hubiese obtenido. Dicha remuneración es ponderada por un factor de desempeño en la prestación del servicio complementario. El factor de desempeño se determina posterior a la operación y su metodología está definida en la Resolución de Definición SSCC.

Las metodologías para determinar el Costo de Oportunidad de las unidades de generación se han establecido en dos instrumentos: (i) las resoluciones exentas de precios máximos de la Comisión, cuando el servicio complementario cuenta con condiciones de competencia. Estas son aplicables a instalaciones que han sido instruidas directamente debido a que la subasta fue declarada parcial o totalmente desierta, y (ii) el Estudio de Costos elaborado por el Coordinador, cuando el servicio complementario no cuenta con condiciones de competencia.

No obstante, en aquellos casos en que las instalaciones son adjudicadas a través de mecanismos competitivos, es decir, no han sido instruidas de forma directa, no resulta procedente aplicar las

metodologías de los instrumentos mencionados anteriormente, dado que no se cumplen las condiciones requeridas para su aplicación. En este contexto, la Resolución de Definición de SSCC delega al Coordinador la responsabilidad de calcular el Costo de Oportunidad. Sin embargo, dicha resolución no establece las metodologías aplicables, por lo que, en la práctica, el Coordinador ha utilizado las definidas en el Estudio de Costos. Es importante mencionar que las disposiciones aplicables a precios máximos son válidas cuando una licitación o subasta se declara desierta o parcialmente desierta, o cuando los servicios deben ser prestados y/o instalados por instrucción directa del Coordinador. Así, los instrumentos actuales no especifican cómo se remuneraría el Costo de Oportunidad cuando los servicios sean adjudicados.

De tal manera, resulta conveniente incorporar a nivel normativo, en la Resolución de Definición de SSCC, las metodologías previstas para cuantificar la remuneración por la prestación de SSCC, con el fin de proporcionar señales claras al mercado y disipar incertidumbres o espacios de discrecionalidad al respecto.

En el caso de los BESS, no existe en la normativa una metodología específica para determinar el Costo de Oportunidad. Considerando que, en el mercado de energía, el propietario de dicha instalación buscará maximizar la diferencia entre el costo de carga y los ingresos por la descarga en un determinado periodo, es necesario definir un criterio claro para determinar esta componente. La regulación actual, al no establecer una metodología ni en régimen de competencia ni en ausencia de ella, podría estar desincentivando la participación de este tipo de tecnologías en el mercado de SSCC, debido al riesgo de percibir una remuneración menor a la que se podría obtener en el mercado de la energía.

En este contexto, cabe precisar que, bajo condiciones de subastas total o parcialmente desiertas, la remuneración del régimen de instrucción directa también requiere una definición de la componente de Costo de Oportunidad para BESS, con el fin de determinar la remuneración correspondiente en dicho régimen. No obstante, en la práctica los BESS aún no han sido incorporados para la instrucción directa SSCC, por lo que la definición de una metodología específica de la componente de Costo de Oportunidad, que consolide la total remuneración de la prestación del SSCC para este tipo de instalaciones, permitirá que éstas puedan participar eficazmente en la prestación de estos SSCC, ya sea a través de subastas o por instrucción directa. Por tanto, es fundamental proporcionar certezas sobre la forma de cálculo del Costo de Oportunidad, a fin de ofrecer una señal clara al mercado al momento de decidir si ofertar o no por la prestación de un determinado servicio complementario.

Conforme a lo anterior, se propone modificar la Resolución de Definición SSCC para abordar este vacío regulatorio, estableciendo una ventana de tiempo para determinar el Costo de Oportunidad, definiendo la forma de calcular el costo de carga, precisando el ingreso esperado por la inyección de dicha energía y regulando otros aspectos necesarios.

3 Propuesta de modificación para el mercado de SSCC

En el presente capítulo, se presentan las metodologías que permiten determinar las distintas componentes de remuneración del valor adjudicado de una subasta de SSCC. Esto, conforme a lo señalado en el capítulo 2, en el que se establece que la incorporación de estas metodologías en la Resolución de Definición de SSCC permite proporcionar señales claras al mercado y disipar incertidumbres o espacios de discrecionalidad al respecto.

3.1 Propuesta de metodología de componentes de costos asociados a remuneración de SSCC

En la Resolución de Definición de SSCC se señala que el valor adjudicado a remunerar en una subasta corresponderá a las siguientes componentes:

- **Costo de Oportunidad Real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la pérdida de ventas de energía en el mercado de corto plazo, debido a la utilización limitada o nula de la capacidad de producción de la instalación por estar prestando un servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Costos por Operación a un Costo Variable Mayor al Costo Marginal Real:** Se entenderá como el costo en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando el Costo Variable de la instalación resulta ser mayor al costo marginal del sistema en el mercado de corto plazo. Este costo será calculado por el Coordinador, cuando corresponda, con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Costo de Operación Adicional Real:** Se entenderá como el costo adicional en que incurre una instalación adjudicada por la prestación de un servicio complementario cuando ésta opera en un punto de operación en que su rendimiento es menor, al considerado por el Coordinador en el proceso de programación de operación para dicha instalación, con respecto de una operación en que sólo vendería energía sin prestar el servicio complementario. Este costo será calculado por el Coordinador con ocasión de la realización de los balances de remuneración de servicios complementarios.
- **Valor ofertado:** Es el valor ofertado por el Coordinado titular de la instalación adjudicada para la prestación de un servicio complementario. En este valor el Coordinado deberá incluir todos aquellos costos no considerados en los puntos anteriores tales como costos de desgaste, mantenimiento, habilitación y/o implementación, entre otros.

Las metodologías asociadas a las componentes de costos del valor adjudicado de las unidades generadoras fueron actualizadas en consistencia con las metodologías de cálculo dispuestas en las Resoluciones Exentas CNE N°443 y N°493, ambas del 2020 y del Estudio de Costos de 2024 -2027, publicado por el Coordinador Eléctrico Nacional en septiembre de 2024. Sin embargo, respecto de

los Sistemas de Almacenamiento, esta Comisión, en base a los análisis realizados en las secciones anteriores, propone un tratamiento para su Costo de Oportunidad, el que se detalla a continuación.

3.2 Propuesta metodología del Costo de Oportunidad para BESS

A partir de lo analizado en el presente informe, se concluye que las condiciones actuales desincentivan la participación de los SAE en la prestación de SSCC. Esto se debe principalmente a que los ingresos por subastas son significativamente menores a los que podrían recibir en el mercado de la energía, y las metodologías de costo de oportunidad implementadas hasta el momento no aseguran una remuneración comparable con los ingresos que podrían obtener en dicho mercado.

Ahora bien, es necesario responder la pregunta de por qué es necesario generar las condiciones adecuadas para que los SAE participen en el mercado de SSCC. En el contexto del plan de descarbonización, actualmente un porcentaje relevante de las necesidades de control de frecuencia son provistas por centrales a carbón, como se muestra en la Ilustración 5 y la Ilustración 7. El retiro de estas unidades podría implicar la necesidad tener que utilizar recursos menos eficientes para cumplir con los requerimientos de control de frecuencia ocasionando mayores sobrecostos de operación. Esto, en cierta medida se evitaría con la participación de Sistemas de Almacenamiento

Si bien el Coordinador tiene la facultad de instruir a los recursos técnicos cuando las subastas sean declaradas parcial o totalmente desiertas, con el fin de evitar el pago de costos de desgaste, podría ocurrir el caso de que los recursos sean adjudicados en las subastas a unidades menos eficientes que los BESS, lo que impediría instruir la operación de SAE, ya que la asignación ya estaría adjudicada. En este sentido, la asignación de recursos menos eficientes, como centrales térmicas a gas o diésel, probablemente tenga como resultado un aumento en los pagos laterales asociados a sobrecostos de operación a mínimo técnico.

Con base en lo expuesto anteriormente, la presente propuesta busca incentivar la participación de los BESS en la prestación de SSCC, reconociendo los costos asociados a su prestación, dado los beneficios sistémicos que implicaría su inclusión. Para ello, se propone una metodología de cálculo para el Costo de Oportunidad que permita cubrir el riesgo de no participar en el arbitraje de energía.

Conforme a lo expuesto, a continuación, se presenta una metodología para determinar el Costo de Oportunidad BESS:

$$\text{Remuneración del Costo de Oportunidad } T = \max \{(\text{Componente } 1_T - \text{Componente } 2_T), 0\}$$

En donde:

Componente 1_T: corresponde a los ingresos por inyección de energía que hubiese obtenido la instalación en la operación real si no hubiese realizado la prestación de SSCC en la Ventana de Valorización *T*.

Componente 2_T: corresponde a los ingresos recibidos en la operación real por la energía asociada a SSCC en la Ventana de Valorización *T*.

Ventana de Valorización *T* : Ventana cuyo periodo se define entre las 8:00 y 7:59 del día siguiente.

La energía asociada a la prestación de SSCC dentro de la Ventana de Valorización *T* corresponderá a la *Energía Disponible_T* cuya expresión de cálculo puede ser revisada en la sección 2.2.2.2. de la Resolución de SSCC.

Para determina la *Componente 1_T* se propone una metodología que consta de 6 etapas:

1. Realizar la construcción de una curva descendente, que dé cuenta de las horas en la cuales se identifican los costos marginales reales horarios observados en la *Ventana de Valorización_T* de mayor a menor.
2. En base a las horas de la curva descendente, se deberá realizar la apertura de dichas horas considerando la misma granularidad utilizada para llevar a cabo la valorización de las transferencias económicas en el mercado de corto plazo. La posición de cada periodo queda determinada por el subíndice “t”, siendo t igual a 1 la posición del primer periodo asociado al costo marginal horario de mayor valor, y la posición t igual a n, la última posición del periodo asociado al costo marginal horario de menor valor.
3. En base a lo anterior, se deberá realizar la asignación de energía inyectada y los costos marginales reales para cada posición t, de acuerdo con la operación real de la instalación. A efectos de lo anterior, se considerará la granularidad utilizada en la valorización de las transferencias económicas del mercado de corto plazo.
4. Posteriormente, se debe asignar la Energía Disponible secuencialmente en cada posición t, en adelante Energía Disponible t, hasta alcanzar la totalidad de Energía Disponible, considerando las limitaciones técnicas de la instalación que correspondan.
5. En el caso de la última hora de asignación, la colocación de la energía remanente deberá realizarse de forma de maximizar su valorización en la respectiva hora.
6. Finalmente, se deberá realizar la valorización de la Energía Disponible t en base a los costos marginales reales de la curva descendente.

Para determina la *Componente 2* se deberán contabilizar tanto las inyecciones físicas y valorizadas de la instalación en la operación real, así como también, la Energía Disponible asignada en el numeral 4 anterior y su valorización, considerando las horas de la curva descendente señalada en el numeral 2 anterior. La contabilización de las inyecciones físicas y de la Energía Disponible t asignada deberá iniciar desde la posición t igual a n hasta la posición t igual a 1, en orden descendente hasta alcanzar la *Energía Disponible_T* determinada previamente. De lo anterior, la *Componente 2* corresponderá a la sumatoria de las inyecciones físicas y de Energía Disponible valorizadas conforme lo expuesto anteriormente.

Sin perjuicio de lo expuesto en el párrafo anterior, en el caso de que la instalación preste un servicio complementario en la última hora de la Ventana de Valorización *T*, se deberá determinar la Energía

Disponible asociada a la respectiva hora, conforme a la expresión contenida en la presente sección, y deberá ser descontada de la contabilización efectuada a que hace referencia el párrafo anterior.

La remuneración del Costo de Oportunidad se realizará utilizando el mismo período de facturación considerado en la valorización de las transferencias económicas para el mercado de corto plazo. Para ello, se deberá considerar las ventanas de valorización cuyo término haya ocurrido dentro del periodo de facturación.

3.3 Ejemplo de aplicación de la propuesta metodológica

Para ilustrar lo anterior, se propone un BESS de 100 MW y 2 horas de almacenamiento operando de forma centralizada para dos días tipo. Por simplicidad, se considera una granularidad horaria, 1 ciclo completo de carga y descarga, factor de desempeño igual 1 y no se considera la eficiencia de la instalación.

En las siguientes ilustraciones, Ilustración 88 se muestran: la operación esperada del BESS sin prestar SSCC, la operación esperada prestando SSCC y luego, la asignación de reservas de subida adjudicadas (las reservas de subida limitan o reducen la capacidad de inyección de la instalación).

Ilustración 88. Operación esperada del BESS sin prestar SSCC.

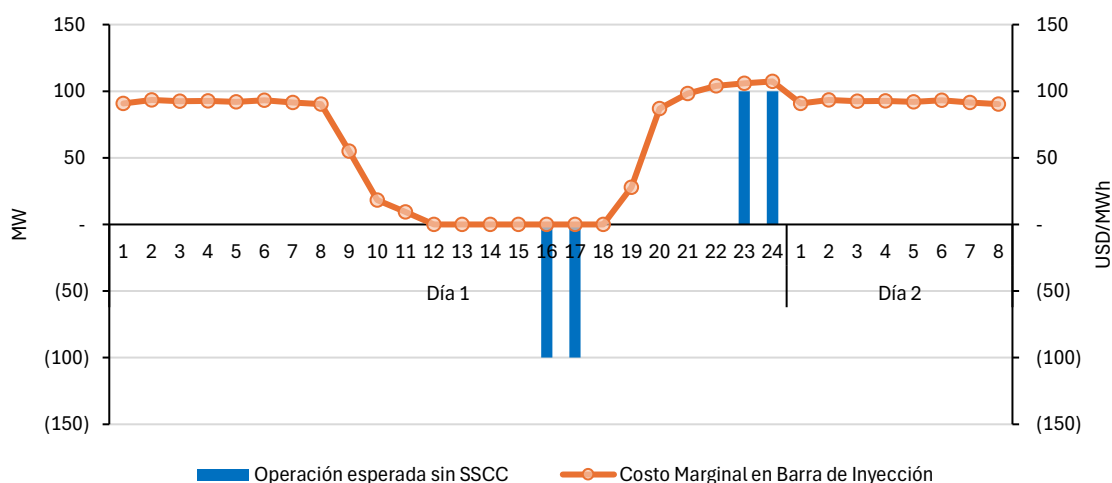


Ilustración 9. Operación real de un BESS prestando SSCC

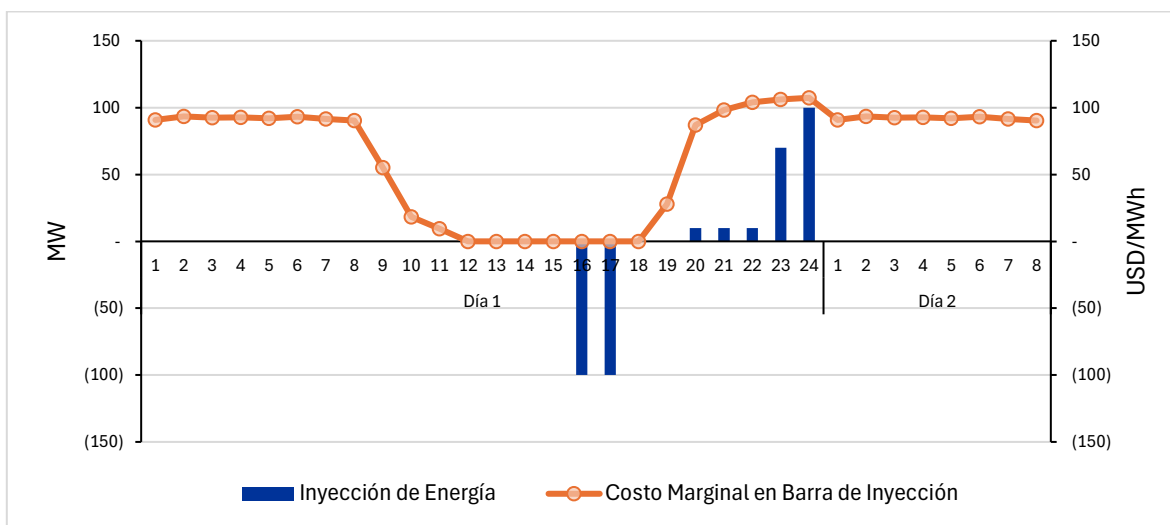
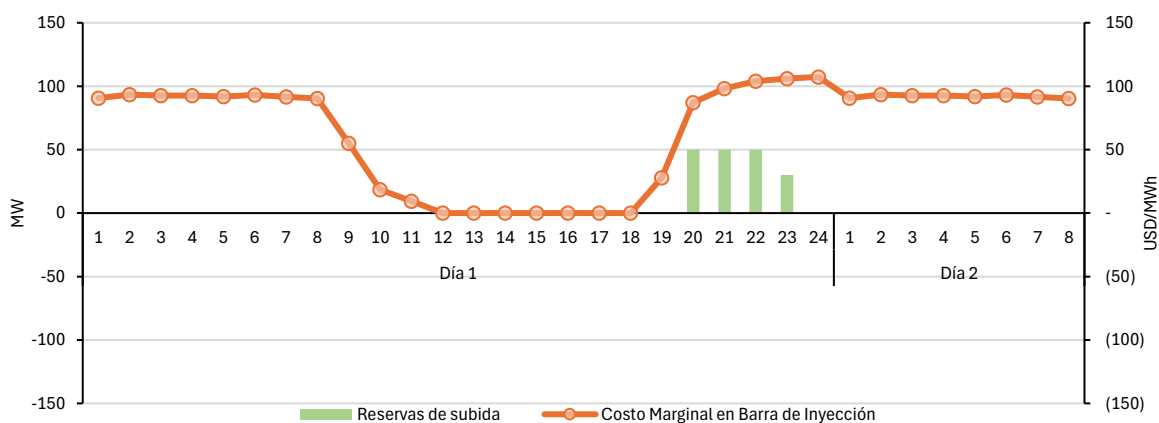


Ilustración 10. Reservas adjudicadas



La Energía Disponible de SSCC en este caso corresponde a 180 MWh y corresponde a la sumatoria de las reservas de subida adjudicadas, esto es 50 MW para las horas 20, 21 y 22 y 30 MW para la hora 23.

A continuación, en la Tabla 1 se muestra el ejercicio que permite determinar la componente 1:

Tabla 1. Cálculo de la Componente 1

Orden (t) (1)	Hora asociada (2)	CMg [USD/MWh] (3)	Inyección de Energía [MW] (4)	Asignación Energía Disponible [MW] (5)	Valorización Energía Disponible [USD] (6)
1°	24	107	100	-	-
2°	23	106	70	30	3,180

Orden (t) (1)	Hora asociada (2)	CMg [USD/MWh] (3)	Inyección de Energía [MW] (4)	Asignación Energía Disponible [MW] (5)	Valorización Energía Disponible [USD] (6)
3°	22	104	10	90	9,360
4°	21	98	10	60	5,880
5°	2	93	-	-	-
6°	6	93	-	-	-
7°	4	93	-	-	-
8°	3	93	-	-	-
9°	5	92	-	-	-
10°	7	92	-	-	-
11°	1	91	-	-	-
12°	8	90	-	-	-
13°	20	87	10	-	-
14°	9	55	-	-	-
15°	19	28	-	-	-
16°	10	18	-	-	-
17°	11	9	-	-	-
18°	12	-	-	-	-
19°	13	-	-	-	-
20°	14	-	-	-	-
21°	15	-	-	-	-
22°	16	-	-	-	-
23°	17	-	-	-	-
24°	18	-	-	-	-

La valorización de la Energía Disponible da como resultados un valor de 18.420 USD. Es importante señalar que, esta componente se determina sobre los resultados de la operación real, lo que permite internalizar las desviaciones entre la operación real y programada.

Para determinar la Componente 2, se deberán contabilizar tanto las inyecciones físicas y valorizadas de la instalación en la operación real y así como también, la Energía Disponible asignada en el numeral 4 y su valorización, considerando las horas de la curva descendente señalada en el numeral 2 anterior. La contabilización de las inyecciones físicas y de la Energía Disponible asignada deberá iniciar desde la posición t igual a n hasta la posición t igual a 1, en orden descendente hasta alcanzar la *Energía Disponible_T* determinada previamente. De lo anterior, la Componente 2 corresponderá a la sumatoria de las inyecciones físicas y de Energía Disponible valorizadas, hasta alcanzar la *Energía Disponible_T*.

Conforme a lo expuesto en el párrafo anterior, a continuación, en la Tabla 2 , se ejemplifica la metodología para determinar la Componente 2.

Tabla 2. Cálculo de la componente 2.

Orden (t)	CMg [USD/MWh]	Inyección de Energía [MW] (1)	Asignación Energía Disponible [MW] (2)	Energía Total [MW] (1) + (2)	Contabilización de Inyecciones [MW]	Valorización Componente 2 [USD]
1°	107	100	-	100	-	-
2°	106	70	30	100	-	-
3°	104	10	90	100	100	10,400
4°	98	10	60	70	70	6,860
5°	93	-	-	-	-	-
6°	93	-	-	-	-	-
7°	93	-	-	-	-	-
8°	93	-	-	-	-	-
9°	92	-	-	-	-	-
10°	92	-	-	-	-	-
11°	91	-	-	-	-	-
12°	90	-	-	-	-	-
13°	87	10	-	10	10	870
14°	55	-	-	-	-	-
15°	28	-	-	-	-	-
16°	18	-	-	-	-	-
17°	9	-	-	-	-	-
18°	-	-	-	-	-	-
19°	-	-	-	-	-	-
20°	-	-	-	-	-	-
21°	-	-	-	-	-	-
22°	-	-	-	-	-	-
23°	-	-	-	-	-	-
24°	-	-	-	-	-	-

La valorización de la Energía Disponible más las inyecciones físicas dan como resultados un total de 18.130 USD.

En ese sentido, el Costo de Oportunidad a remunerar corresponde a la diferencia entre la Componente 1 y la Componente 2: 290 [USD].

El valor anterior se puede representar como sigue: si se valorizan las inyecciones de energía de la instalación en la operación real (4) señaladas en la tabla anterior (ventas en el mercado spot), se obtiene un total de 21.010 [USD]. Por otro lado, si la energía del BESS (100 MW x 2 horas = 200 MWh) se asigna en las horas de mayores costos marginales, esto resultaría en 100 MW en las horas de orden 1° y 2°, lo que corresponde a una valorización de 21.300 [USD]. La diferencia entre 21.300 [USD] y 21.010 [USD], es exactamente 290 [USD] calculados como la diferencia entre las componentes 1 y 2.

Conclusiones

La participación de los BESS en el mercado de SSCC es altamente deseable, ya que ofrecen flexibilidad y características técnicas que contribuyen a la seguridad del sistema. Asimismo, permiten la prestación de ciertos SSCC de manera más eficiente que otras tecnologías convencionales. Para facilitar su integración, es necesario avanzar en mejoras en los mecanismos de remuneración de SSCC, incorporando incentivos adecuados que permitan a estas instalaciones cubrir sus costos y complementar sus ingresos provenientes del mercado de energía y potencia. A medida que aumente la penetración de esta tecnología, se espera que la diferencia entre los costos marginales de carga y de inyección tienda a reducirse.

Como primera acción, se actualizaron las metodologías de cálculo de costo de oportunidad y sobrecostos de operación de las unidades generadoras en base a las metodologías dispuesta en el Estudio de Costos de 2024 del Coordinador Eléctrico Nacional. Como segunda sección, como mejora de la regulación actual de remuneración de SSCC, se propuso definir una metodología para determinar el Costo de Oportunidad de los BESS. A la fecha, solo existe una metodología disponible para las tecnologías convencionales. La implementación de este nuevo mecanismo será establecida a través de una modificación de la Resolución de Definición de SSCC.