

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Ministerio

Entidad originadora:	MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA
Fecha (dd/mm/aaaa):	18/09/2025
Proyecto de Decreto:	“Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos para la integración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI), en el marco de la Transición Energética y se dictan otras disposiciones”.
1. ANTECEDENTES Y RAZONES DE OPORTUNIDAD Y CONVENIENCIA QUE JUSTIFICAN SU EXPEDICIÓN. El Estado tiene el deber de asegurar la prestación eficiente, continua y de calidad de los servicios públicos, incluida la energía eléctrica, para todos los habitantes del territorio nacional. La dirección general de la economía está a cargo del Estado, que interviene en la producción, distribución, utilización y consumo de bienes y servicios públicos para racionalizar la economía y mejorar la calidad de vida. Las Leyes 142 y 143 de 1994 establecen que la prestación del servicio público de energía eléctrica debe regirse por principios de eficiencia, continuidad, adaptabilidad y equidad, promoviendo el uso racional y eficiente de los recursos energéticos y la incorporación de avances tecnológicos. La Ley 1715 de 2014, modificada por la Ley 2099 de 2021, declara la promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción, utilización, almacenamiento, administración, operación y mantenimiento de las Fuentes No Convencionales de Energía (FNCE), principalmente las renovables, y el uso eficiente de la energía como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional. El artículo 1 del Decreto 0381 de 2012, «El Ministerio de Minas y Energía tiene como objetivo formular, adoptar, dirigir y coordinar las políticas, planes y programas del Sector de Minas y Energía». En ese sentido los numerales 3, 4 y 5 del artículo 2 del Decreto 0381 de 2012, establecen como funciones del Ministerio de Minas y Energía, las de: «(...) 3. <i>Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica.</i>»; 4. <i>«formular, adoptar, dirigir y coordinar la política en materia de uso racional de energía y el desarrollo de fuentes alternas de energía y promover, organizar y asegurar el desarrollo de los programas de uso racional y eficiente de energía.»</i>; y 5. <i>Formular, adoptar, dirigir y coordinar la política sobre las actividades relacionadas con el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables y de la totalidad de las fuentes energéticas del país. (...)</i>» Por su parte, el artículo 2 de la Ley 143 de 1994, »establece que el Ministerio de Minas y Energía, «(...) <i>en ejercicio de las funciones de regulación, planeación, coordinación y seguimiento de todas las actividades relacionadas con el servicio público de electricidad, definirá los criterios para el aprovechamiento económico de las fuentes convencionales y no convencionales de energía, dentro de</i>	

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Ministerio	
		T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1

un manejo integral eficiente, y sostenible de los recursos energéticos del país, y promoverá el desarrollo de tales fuentes y el uso eficiente y racional de la energía por parte de los usuarios».

La Ley 1715 de 2014 y demás normas que la modifiquen “*Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional*” en su artículo 4 el cual fue modificado por la Ley 2099 de 2021, declara la promoción, estímulo e incentivo al desarrollo de las actividades de producción, utilización, almacenamiento, administración, operación y mantenimiento de las Fuentes no Convencionales de Energía -FNCE- principalmente aquellas de carácter renovable, así como el uso eficiente de la energía como un asunto de utilidad pública e interés social, público y de conveniencia nacional, fundamental para asegurar la diversificación del abastecimiento energético, pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección del ambiente, el uso eficiente de la energía y la preservación y conservación de los recursos naturales renovables.

Por su parte, el artículo 41 de Ley 1715 de 2014 y demás normas que la modifiquen, faculta al Gobierno Nacional y el resto de las administraciones públicas, en el ámbito de sus respectivas competencias, para adoptar acciones ejemplares tendientes a la supresión de barreras técnicas, administrativas y de mercado para el desarrollo de las FNCE y la promoción de la gestión eficiente de la energía.

Así mismo, en el documento del Consejo Nacional de Política Económica y Social (CONPES) 4075: «Política de transición energética» de 2022, se ha identificado el bajo desarrollo de iniciativas e investigación para implementar nuevas tecnologías en el sector minero energético dentro de las que se resalta que el país carece de una política energética para promover el desarrollo e implementación del almacenamiento de energía.

Dentro de las bases del Plan Nacional de Desarrollo Colombia Potencial Mundial de la Vida 2022- 2026, en su capítulo internacionalización, transformación productiva para la vida y la acción climática, uno de los pilares en los cuales se espera trabajar desde el Ministerio de Minas y Energía es el 2. Transitar hacia una economía productiva basada en el respeto a la naturaleza, dejando atrás la dependencia del modelo extractivista y democratizando el uso de energías limpias y la generación eléctrica. Como política de este gobierno se buscará acelerar una transición energética justa basada en los siguientes principios: una transición energética equitativa, gradual y soberana, con participación vinculante de todos los actores y extensiva en conocimiento. Estos pilares contienen una serie de catalizadores, que se espera desarrollar dentro de la vigencia del PND; en los cuales se destacan: 2. Acelerar una transición energética justa, basada en el respeto a la naturaleza, la justicia social y la soberanía con seguridad, confiabilidad y eficiencia.

En la hoja de ruta de la transición energética justa, soportada en los principios de equidad, gradualidad, soberanía y confiabilidad, con la participación social vinculante y el conocimiento, uno de los componentes técnicos que es prioritario trabajar corresponde al mejoramiento de la eficiencia energética, tal que a partir de equipos, nuevas tecnologías o la mejora de procesos existentes, se establezcan condiciones de mejoramiento gradual en toda la cadena de transformación y usos de la energía, incluyendo los sectores de electricidad, energía térmica y transporte. Para ello, es necesario la determinación y propuesta de habilitadores regulatorios que permitan impulsar los procesos de innovación necesarios para la consolidación de la transición energética.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Ministerio	
		T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1

El Ministerio de Minas y Energía ha estado trabajando en la transición energética justa, garantizando confiabilidad, eficiencia, justicia social y respeto por la naturaleza, desarrollando acciones de infraestructura para los energéticos, estableciendo lineamientos de política y medidas regulatorias, con el propósito de garantizar a todos los colombianos el acceso a la energía con la diversificación de la matriz energética, de una manera flexible, moderna, abierta, transparente y eficiente con la promoción del uso de fuentes de energía no convencionales, contando con infraestructura robusta y tecnología avanzada que atienda la demanda, cumpliendo con las metas de los indicadores de primer nivel “Capacidad en operación comercial de generación eléctrica a partir de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER)” y los indicadores de segundo nivel “Nuevos usuarios con generación de energía a partir de fuentes no convencionales de energía renovable que se benefician de comunidades energéticas” y “Nuevos usuarios con servicio de energía eléctrica beneficiados con recursos públicos y privados” del Plan Nacional de Desarrollo 2022–2026.

Compromisos internacionales adquiridos por el Estado colombiano en materia de descarbonización

El objetivo 7 de ODS “Energía asequible y no contaminante”, integrando el componente social, económico y ambiental para que el país avance a la transición energética justa, enfocados en la descarbonización, integrando fuentes de energía de bajas emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), aportando a la mejora de condiciones de calidad del aire, y con la implementación de tecnologías, se disminuirá el impacto en el medio ambiente y las emisiones de GEI, garantizando estabilidad y confiabilidad del servicio de energía, logrando que el país sea más eficiente y ahorre recursos en el largo plazo. Desde el punto de vista financiero, el proyecto de inversión aportará en la reducción de tarifas de energía a través del aprovechamiento de las energías verdes, impulsando la participación de los agentes en el mercado de energía eléctrica en la generación a partir de FNCER.

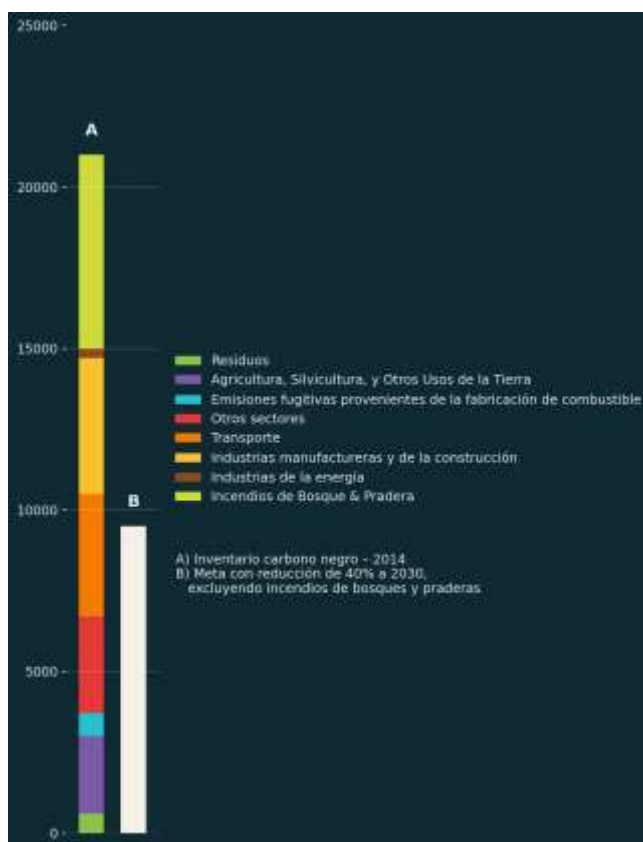
En el ámbito global, la Corte Internacional de Justicia (CIJ) en opinión consultiva sobre las obligaciones de los Estados respecto al cambio climático conforme al derecho internacional, presentada por la Asamblea General de las Naciones Unidas mediante la Resolución 77/276 de 2023, subraya la preocupación de la comunidad internacional por la emergencia climática y la necesidad urgente de acciones coordinadas y sostenibles. Colombia, como Estado Parte del Acuerdo de París, reconoce la interconexión de estos esfuerzos globales y la importancia de alinear las políticas energéticas nacionales con los más altos estándares internacionales en materia ambiental y de derechos humanos, promoviendo la transición energética justa y la reducción de emisiones de GEI.

La República de Colombia, junto con la República de Chile, solicitó y obtuvo la Opinión Consultiva OC-32/25 de la Corte Interamericana de Derechos Humanos, emitida el 29 de mayo de 2025, solicitada para aclarar el alcance de las obligaciones estatales frente a la emergencia climática, con un enfoque de derechos humanos e interseccionalidad, establece que los Estados tienen la obligación de actuar con debida diligencia reforzada para mitigar las causas del cambio climático y proteger a las personas de sus impactos, especialmente a las más vulnerables. Así mismo, reconoce el derecho a un clima sano como un componente del derecho a un ambiente sano, el cual protege a la humanidad presente y futura, así como a la Naturaleza, y resalta la importancia de la cooperación internacional para una respuesta integral y justa. En este sentido, el Gobierno de Colombia reafirma su compromiso con el desarrollo de

una matriz energética diversificada, baja en carbono, confiable y resiliente, tal como lo establece el Plan Nacional de Desarrollo 2022-2026.

Los compromisos adquiridos por el país en materia de descarbonización tienen su expresión en las metas de descarbonización de la economía, los que a su vez materializan en políticas sectoriales como la diversificación de matriz energética a partir de FNCER. En 2020 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible publicó la más reciente “Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC)” documento mediante el cual se adoptan las metas globales y sectoriales de descarbonización. La Gráfica 1 resume estas metas adoptadas por el Estado colombiano.

Gráfica 1 Colombia 2014 a 2030 - Meta de reducción de carbono negro a 2030.



Fuente: Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible (2020): Actualización de la Contribución Determinada a Nivel Nacional de Colombia (NDC).

En este sentido, el literal e) del Art. 3 de la Ley 143 de 1994, establece como función del Ministerio de Minas y Energía (MME) la de: “Asegurar la adecuada incorporación de los aspectos ambientales en la planeación y gestión de las actividades del sector”, lo que se reafirma con el literal e) del Art. 6 de la Ley 1715 de 2014, el cual establece que le corresponde al MME “Propender por un desarrollo bajo en carbono del sector de energético a partir del fomento y desarrollo de las fuentes no convencionales de energía y la eficiencia energética.”

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
			T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1	

De esta manera, para el cumplimiento de las metas es clave la participación del sector energía, tanto desde la generación con una matriz diversificada, de bajas emisiones, confiable y resiliente, como desde la demanda con grandes transformaciones como la introducción de acciones de eficiencia energética y sustitución de combustibles fósiles. Sin embargo, se requiere que los cambios propuestos se adopten de manera acelerada y sostenible e incorporen aspectos ambientales, si se tiene en cuenta que el primer hito en materia de metas es el año 2030; en este sentido la habilitación de mecanismos de contratación de FNCER es clave y se requiere de manera pronta.

De otra parte, el Estudio de Flexibilidad del SIN, horizonte 2029 – 2030, realizado en mayo de 2024 por XM S.A E.S.P. considera la entrada en operación de una capacidad importante de generación solar y eólica, e identificó las nuevas capacidades que debe desarrollar el SIN a fin adecuarlo de flexibilidad para poder realizar una operación segura, confiable y estable con la nueva composición del parque de generación.

Además, se busca comprender el potencial crítico para suplir las necesidades del SIN, especialmente ante los nuevos desafíos impuestos por la creciente penetración de fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER) y la variabilidad asociada. A partir de este entendimiento técnico profundo, se busca definir los lineamientos de política pública que permitan habilitar la implementación efectiva de esta tecnología en el sistema eléctrico de Colombia.

Con relación a lo anterior, el Banco Interamericano de Desarrollo adelantó el estudio “Incorporación de almacenamiento de energía en los sistemas eléctricos: experiencias internacionales en modelos normativos” para identificar barreras regulatorias y de mercado para adoptar opciones de almacenamiento y definir esquemas de compensación y financiamiento adecuados en los países de América Latina, concluyendo que es necesario profundizar en cada país sobre las barreras y soluciones específicas en función de las características particulares de la regulación y del sistema.

En consecuencia, el Ministerio de Minas y Energía, ha identificado la necesidad de expedir la política pública, a partir de un análisis técnico, regulatorio, económico y de mercado más detallado de los diferentes sistemas de almacenamiento que sean técnicamente factibles y que incorporen tecnologías de suficiente madurez identificando los diferentes tipos de funcionalidades y servicios que pueden llegar a prestar para el sistema eléctrico colombiano.

Lo anterior, motivado por los retos futuros del mercado, tales como la expectativa de una creciente participación de generación con FNCER y la integración de nuevas tecnologías como los sistemas de almacenamiento de energía.

Los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) son sistemas que permiten diferir el uso de electricidad generada o convertirla en otra forma para ser almacenada y reconvertida en electricidad. Las baterías son un componente fundamental de muchos SAEs.

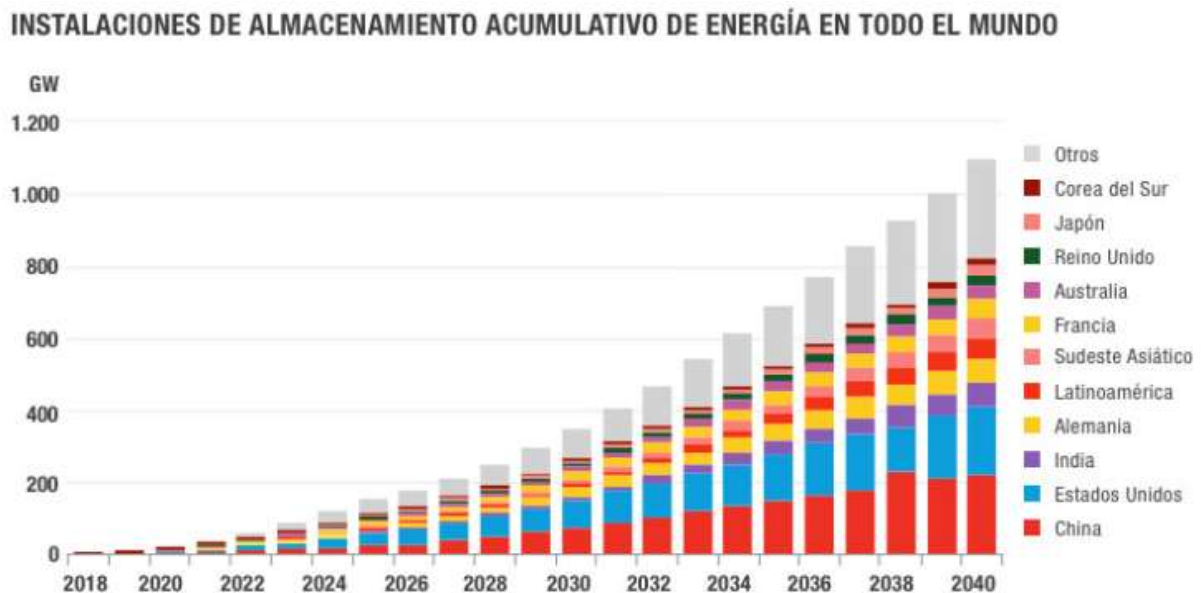
Para iniciar esta sección se plantea una definición clara y concisa del Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) como “un grupo de elementos que permiten almacenar energía para ser utilizada en el sistema eléctrico, una vez que ha sido generada o almacenada”. Esta conceptualización es esencial, ya que facilitará la participación de las diferentes tecnologías de SAE en diversos servicios que el sistema eléctrico requiere. Así las cosas, se pasará a desarrollar: (i) el análisis técnico, normativo y económico y de mercado y (ii) los lineamientos de política pública a implementar basado en el estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN adelantado por el consorcio Energy 24.

1.1. Análisis Técnico

Con la creciente penetración de FNCER en el Sistema interconectado nacional (SIN), se ha identificado una mayor necesidad de servicios complementarios o auxiliares que garanticen la estabilidad y confiabilidad del sistema. Muchos de estos servicios pueden ser prestados mediante sistemas de almacenamiento de energía (SAE), particularmente aquellos basados en baterías, lo que constituye la principal motivación para analizar las oportunidades de desarrollo e implementación de estas tecnologías en el mercado energético y en la operación del SIN.

En los últimos años, la integración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) ha adquirido un papel cada vez más relevante a nivel global como se observa en la Gráfica 2, dado su aporte en la gestión eficiente y el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos. Estos sistemas contribuyen al fortalecimiento de la sostenibilidad, la confiabilidad y la flexibilidad operativa del sistema eléctrico, en consonancia con los objetivos de la transición energética.

Gráfica 2 Almacenamiento de energía a nivel mundial

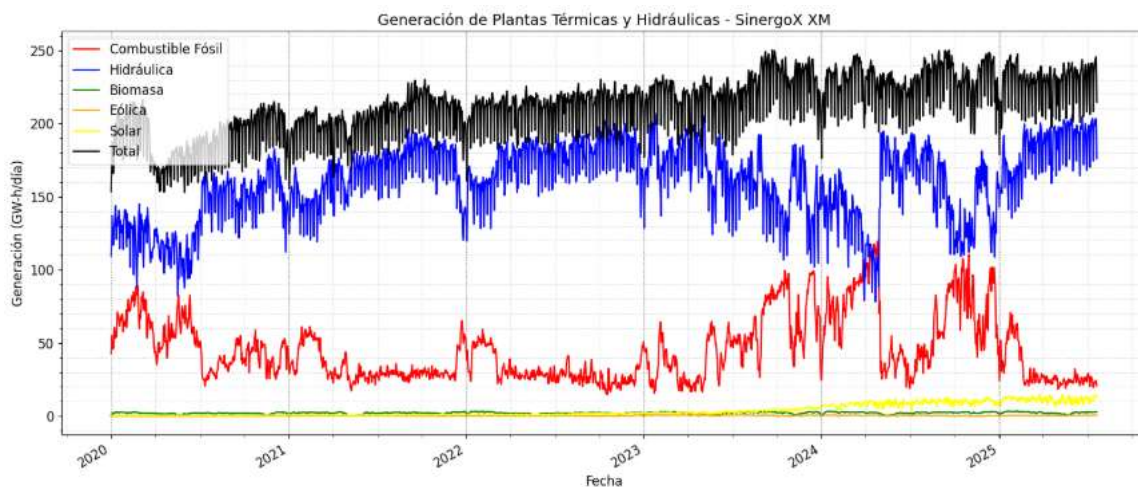


Fuente: (BloombergNEF's, 2024)

1.1.1. Estado actual del SIN

1.1.1.1. Matriz de generación actual (fuente: XM – SINERGOX).

Gráfica 3 Generación total y clasificado por tipo de fuente. Periodo comprendido entre el 01/01/2020 al 20/07/2025.



Fuente: SINERGOX - XM.

La Gráfica 3 presenta la generación en Colombia despachada y no despachada centralmente de los últimos cinco años, clasificado por tipo de fuente de generación. A partir de la Gráfica 3 se evidencia que la generación hidráulica continúa predominando sobre las demás fuentes de generación, con ciertas excepciones derivadas del Fenómeno del Niño, declarada su ocurrencia oficialmente por el Gobierno

Nacionalⁱ en noviembre de 2023 y que conforme al IDEAMⁱⁱ persistió hasta el mes de abril de 2024. En este contexto climatológico, la participación de la generación a partir de combustibles fósiles fue clave para complementar la reducción en la oferta de generación hídrica, garantizando confiabilidad del SIN, proporcionando suficiencia energética al país y, en consecuencia, evitando apagones. Por otra parte, si bien la generación solar ha tenido un crecimiento sostenido desde finales del 2023, su participación aun resulta insuficiente para garantizar una transición energética robusta y confiable para el SIN. En cuanto a la capacidad instalada de generación, según los datos publicados por XMⁱⁱⁱ con corte a agosto de 2025, la capacidad efectiva total llega a 20.717,01 MW, de los cuales 13.208,37 (64%) son de origen hidráulico, 6.200,62 MW (30%) de origen térmico y 6.200,62 (6%) son de origen solar.

Con respecto a la matriz de generación de los próximos años, es de notar que, en el portal de Registro de Proyectos de Generación, publicado por la UPME^{iv} (ver Gráfica 4), se evidencia una inclinación sectorial por las fuentes no convencionales de energía renovable (FNCER), las plantas térmicas y las hídricas. A la fecha, se tiene un registro de proyectos de generación que suman en total 14.37 GW al 2033, de los cuales, 62% corresponde a proyectos solares FV, 17% a térmicos, 13% a eólicos, 8% a hídricos, y los proyectos de geotermia y biomasa con una participación minoritaria. Es de resaltar que este registro no presenta información sobre proyectos con almacenamiento, pero tampoco se puede concluir que algún proyecto no considere su instalación. Por otra parte, existe la posibilidad que no se incorporen en el mercado desarrollo, los significativos de recursos térmicos, dados los resultados observados de la última Subasta de Obligaciones de Energía Firme – OEF 2027 – 2028^v y además, debido al plan de Transición Energética^{vi} del país, donde se plantea dentro de sus escenarios que la actual matriz de generación eléctrica presentará variaciones en los próximos años debido a la incorporación gradual de diversas fuentes de energía y tecnologías FNCER disponibles como es el caso de generación solar distribuida con almacenamiento, parques solares fotovoltaicos y parques solares fotovoltaica con almacenamiento, entre otros, así como también debido a la escasez e incertidumbre con respecto a las reservas probadas de gas a nivel nacional, sobre lo cual la UPME en el Documento Complementario Estudio Técnico Para la Adopción del Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023 – 2038^{vii} publicado mediante circular externa No. 000008 de 2025 indica:

“(…) El sector de gas natural en Colombia viene experimentando una disminución continua de las reservas probadas de acuerdo con el informe histórico de la Agencia Nacional de Hidrocarburos - ANH⁷, pasando de 5.508 GPC a diciembre de 2013 a 2.817 GPC en 2022 y 2.373 GPC en 2023, una reducción superior al 55% en la última década y una diferencia alrededor del 16% en el último año (…)”.

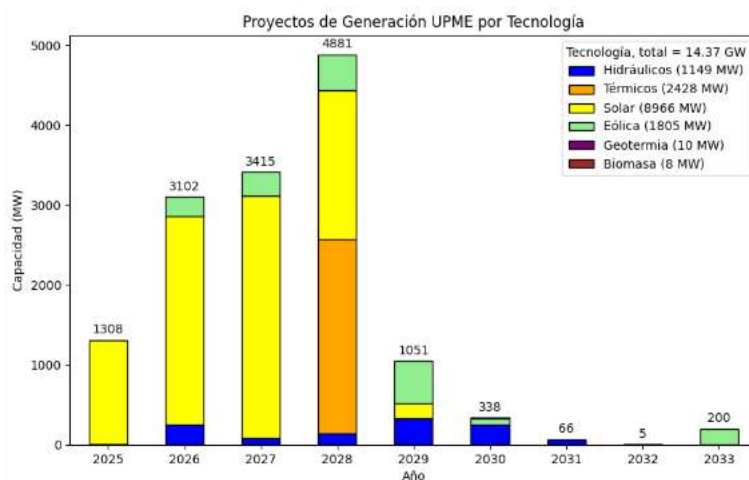
Finalmente, en las conclusiones del documento se indica que, como resultado de las actualizaciones en la información oficial de la Agencia Nacional e Hidrocarburos – ANH y el Ministerio de Minas y Energía, se identifica una disminución en la oferta nacional disponible en el corto y mediano plazo 2025-2029, comparativamente con análisis previos.

Ahora bien, el análisis de reservas de gas a 31 de diciembre de 2024 según el documento “Informe de Recursos y Reservas IRR 2024” con fecha del mes de mayo de 2025 publicado por la ANH^{viii}, concluye un volumen de 2.064 GPC de reservas probadas, 598 GPC de reservas probables y 723 GPC de reservas posibles para un total de 3.386 GPC. Por su parte, la Producción comercializada en dicho año

se ubicó en 351GPC y la Incorporación Total fue de 42 GPC y con estos niveles de reserva se tiene una relación R/P de 5,9 para las reservas según el nivel de producción.

Esta transformación de la matriz de generación del país, de pasar de una matriz hidro-térmica dependiente, por una matriz con participación relevante de las FNCER, debe estar acompañada por proyectos que refuercen la transmisión y distribución del país, como también los retos técnicos asociados al aporte de cortocircuito, inercia del sistema, disposición de energía en firme, y demás parámetros técnicos asociados a la operación de sistemas de generación con convertidores de potencia, especialmente aquellos que fluctúan en el tiempo por condiciones climáticas.

Gráfica 4 Registro de proyectos de generación clasificados por tipos de generación. Periodo comprendido entre el 2025 y el 2033.



Fuente: UPME

Sobre la conceptualización, análisis y lineamientos de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE).

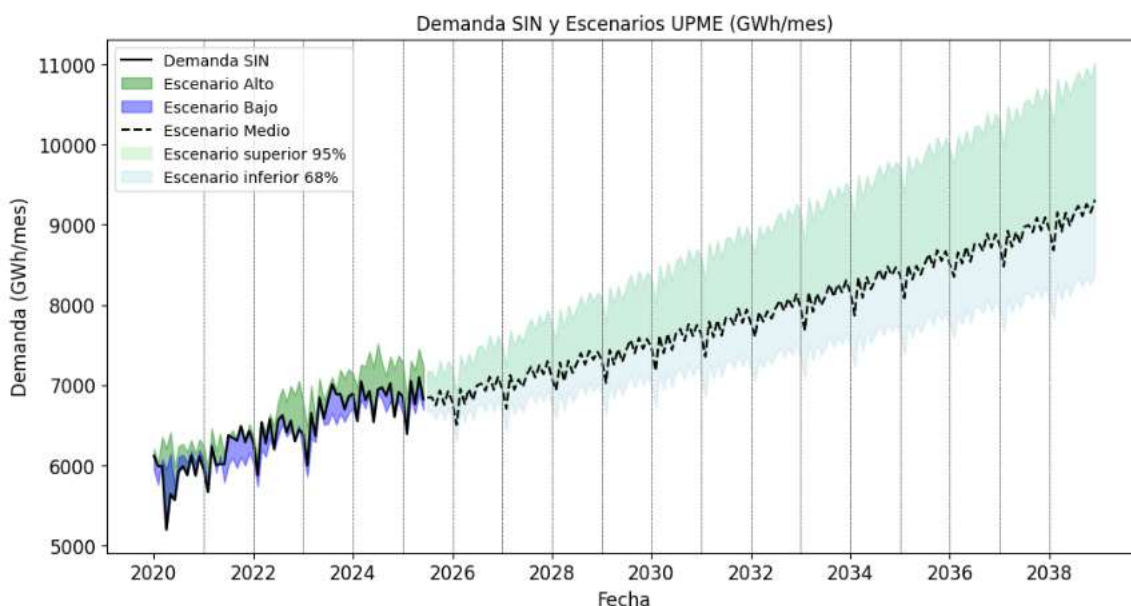
1.1.1.1.1. Demanda (fuente: SINERGOX – XM y UPME).

La pandemia vivida en los últimos años tuvo un efecto negativo en indicadores macroeconómicos y energéticos a nivel país. Es así como en el año 2020 se presentó una caída en el segundo trimestre del 16,8%^{ix}, configurándose en la mayor caída para un trimestre, y el comportamiento anual presento una caída del 7,3% respecto del año anterior. Sin embargo, la demanda energética ha tenido una recuperación desde mediados del año 2021, como se observa en la Gráfica 5.

La Gráfica 5 también presenta la proyección máxima, media, y mínima de la UPME con respecto al crecimiento de la demanda hasta diciembre del 2038. Satisfacer este crecimiento previsto de la demanda es un reto a nivel país, dado que los retrasos en los proyectos de generación, transmisión, distribución,

y almacenamiento, pueden conllevar a escenarios indeseables de estrés de suficiencia energética, demanda no atendida, y efectos colaterales adversos. En este sentido, lineamientos de política pública respecto a los sistemas de almacenamiento en todas las cadenas del sector, juegan un rol importante en el abastecimiento de la demanda, como también en nuevos mecanismos de mercado que faciliten la complementariedad de los SAE con las FNCER.

Gráfica 5 Demanda real y pronósticos de la UPME.

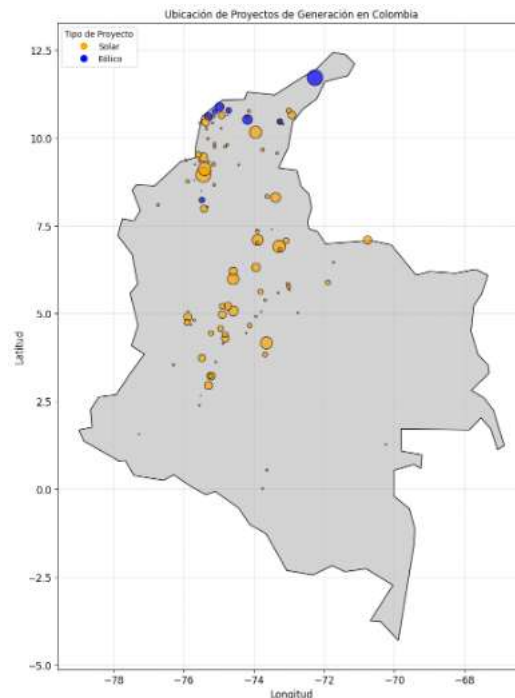


Fuente: SINERGOX - XM y la UPME.

1.1.1.1.2. Integración de FNCER (fuente: UPME).

Entre las FNCER, los proyectos de generación solar y la eólica predominan con respecto a las demás fuentes. Por ejemplo, la UPME^x registra una capacidad de 8.77 GW de proyectos con energía solar FV, y de 1.81 GW de proyectos eólicos. Si bien, su integración al SIN está en el marco de una transición energética que busca la carbono-neutralidad en el sector, su operación conlleva retos técnicos que requieren de medidas especiales para su integración. También, es de notar que no todas las regiones cuentan con el mismo potencial energético, por lo tanto, no todas las regiones experimentarían los mismos retos. En este sentido, la Gráfica 6 presenta a gran escala el registro de proyectos de generación solar FV y eólicos por ubicación en el país.

Gráfica 6 Proyectos de generación solar FV y eólicos en Colombia, por ubicación.



Fuente: UPME

De la Gráfica 66 se observa que las regiones Centro, Nordeste, Antioquia, y Caribe, predominan en los proyectos de generación de la solar FV, mientras que la región Caribe albergaría los proyectos eólicos de mayor envergadura a nivel país. En este sentido, las medidas correctivas necesarias para integrar los más de 10 GW de estas fuentes deben considerarse principalmente en estas regiones.

1.1.1.1.3. Riesgos operativos (fuente: XM) y necesidades del SIN

Uno de los posibles SAE lo constituyen los SAE con Baterías (SAEB. La incorporación de SAEB en el SIN no solo responde a las necesidades actuales de modernización del mercado eléctrico colombiano, sino que también ofrece una oportunidad clave para enfrentar los desafíos asociados a la transición energética. Ante un escenario en el que se espera una mayor integración de FNCER, con mayor debilitamiento del aporte de inercia y cortocircuito, incremento de demanda de energía eléctrica, necesidad de expansión en transmisión y distribución, y activos que van cumpliendo con su vida útil, los SAEB se perfilan como una herramienta estratégica que puede aportar a la calidad, confiabilidad y seguridad del sistema eléctrico colombiano.

Por su parte, la creciente penetración de fuentes no convencionales de energías renovables (FNCER) impone nuevos desafíos para el sistema eléctrico, exacerbando algunos problemas existentes. La hibridación de estas fuentes con SAEB permite obtener beneficios adicionales, como una generación con bajos costos marginales y la mitigación de los problemas asociados a su variabilidad. Este aumento en la penetración de FNCER incrementa la demanda de servicios de red, donde los SAEB juegan un

papel clave, ya sea como soluciones independientes (standalone) o como parte de configuraciones híbridas, según lo evidenciado en la experiencia internacional.

En el contexto colombiano, la eficiencia de los SAEB se considera un factor determinante para optimizar el uso de los recursos energéticos y garantizar la estabilidad del SIN. Los estudios indican que la implementación de SAEB puede reducir significativamente las pérdidas técnicas y mejorar la integración de energías renovables variables, como la solar y la eólica. Esto resulta en una mayor confiabilidad de la red y en beneficios económicos a largo plazo, derivados de la reducción de costos asociados al respaldo y la regulación de frecuencia.

Para Colombia, es esencial adoptar una definición amplia e inclusiva que abarque la diversidad tecnológica de los SAEB. Esto implica considerar no solo su capacidad de almacenamiento y su rol en el sistema eléctrico, sino también su impacto en la sostenibilidad y la transición energética. Además, la definición debe ser lo suficientemente flexible para adaptarse a futuros avances tecnológicos y permitir una integración efectiva en los marcos regulatorios existentes. Este enfoque garantizará que los SAEB puedan desempeñar un papel central en la modernización del sistema eléctrico colombiano, contribuyendo a la estabilidad, eficiencia y sostenibilidad del SIN.

1.1.2 Estado actual de las ZNI.

1.1.2.1 Matriz de generación actual.

Según el Informe Sectorial de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica 2023 para Zonas No Interconectadas de la SUPERSERVICIOS, la capacidad instalada en estos sistemas es de 280 MW, aproximadamente, sin contar equipos en reserva o no operativos. De esta capacidad instalada, la generación térmica a base de diésel predomina con un 87.1% (244 MW), seguido por la energía solar con un 8.9% (24.84 MW), biomasa con 2% (5.5 MW), la energía hidráulica representa el 1.5% (4.3 MW), y los sistemas de generación híbridos participan con el 0.5% (1.5 MW). Esta participación mayoritaria de los generadores a base de diésel se traduce en la atención de 195,545 suscriptores, el 88% de los reportados en ZNI.

El uso del diésel en ZNI se da a pesar de su alto costo respecto a otras soluciones como la solar FV, los costos logísticos del transporte del energético a las localidades, y su impacto ambiental por las emisiones de GEI.

La alta dependencia energética de las ZNI, con respecto al diésel, expone a sus usuarios a los costos variables del mercado nacional e internacional; por ejemplo, la facturación total de las ZNI del año 2023, respecto al año 2022, se incrementó en el 39.8%. Este aumento en la facturación, si bien una parte la asume el usuario final, otra parte la asume la nación mediante subsidios para que el acceso a la electricidad sea asequible en estas zonas.

1.1.2.2. Demanda.

Según el Boletín Tarifario ZNI^{xi} de la SUPERSERVICIOS, en el cuarto trimestre de 2024 se reportaron 207.716 suscriptores ubicados en 1,913 localidades a lo largo y ancho del país. Esta cantidad incluye

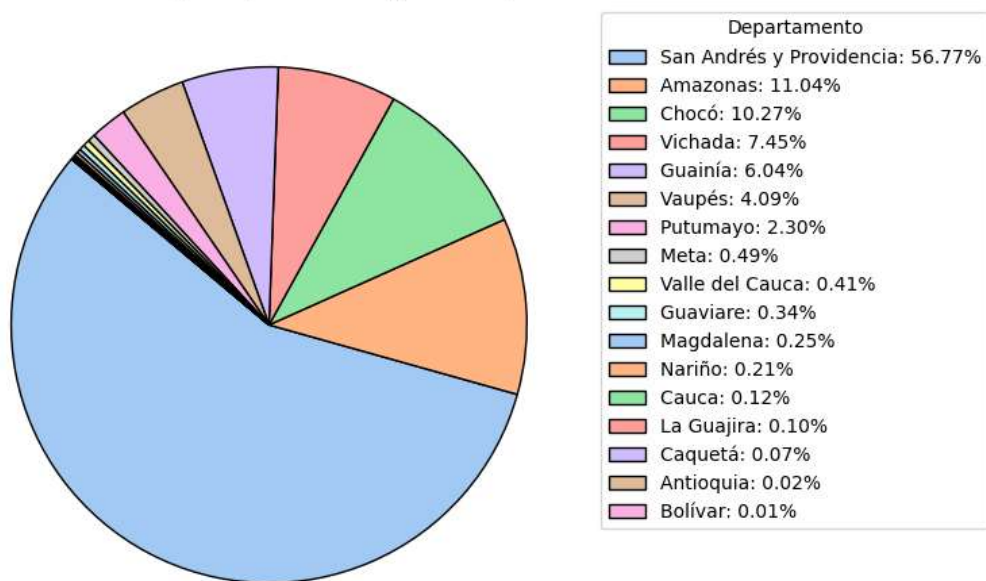
los usuarios residenciales, comerciales, industriales, oficiales, provisionales y especiales, atendidos por 64 empresas de servicios públicos domiciliarios.

Por otra parte, de acuerdo con el Informe Sectorial de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica - Vigencia 2023 para las ZNI de la SUPERSERVICIOS^{xii}, el Chocó fue el departamento con mayor número de usuarios atendidos, con 52,439, lo que representa el 23.7% del total. En cuanto a la cobertura de la demanda, el diésel y sistemas híbridos aportaron el 88% de la demanda, mientras que las soluciones solares FV individuales atendieron el 12% restante.

No obstante, aunque el Chocó conforma el mayor número de suscriptores reportados en las ZNI, según el Informe Mensual de Telemetría del IPSE de julio de 2025^{xiii}, la energía demandada agregada del Chocó representó el 10.27% (3.95 GWh) de la generación total en las ZNI. La Gráfica 7 presenta la energía demandada en porcentaje por departamento, con un total de 38.48 GWh/mes

Gráfica 7 Distribución de la demanda ZNI por departamento (Julio 2025)

Distribución de la demanda ZNI por departamento (Julio 2025) - Total 38.48 GWh

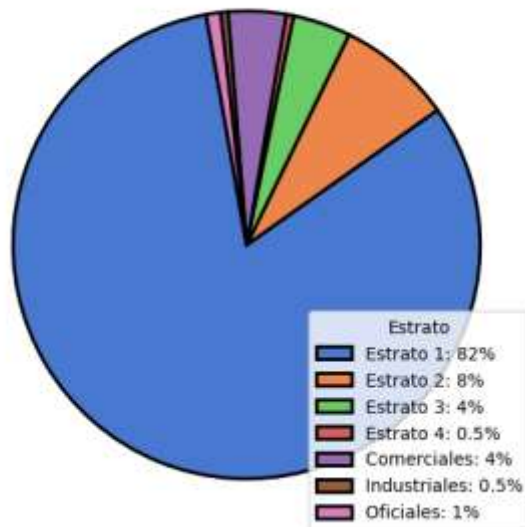


Fuente: IPSE

Por otra parte, la cantidad de suscriptores en las ZNI también es clasificada por estratos, como se presenta en la Gráfica 8.

Gráfica 8 Distribución de suscriptores ZNI por Estrato

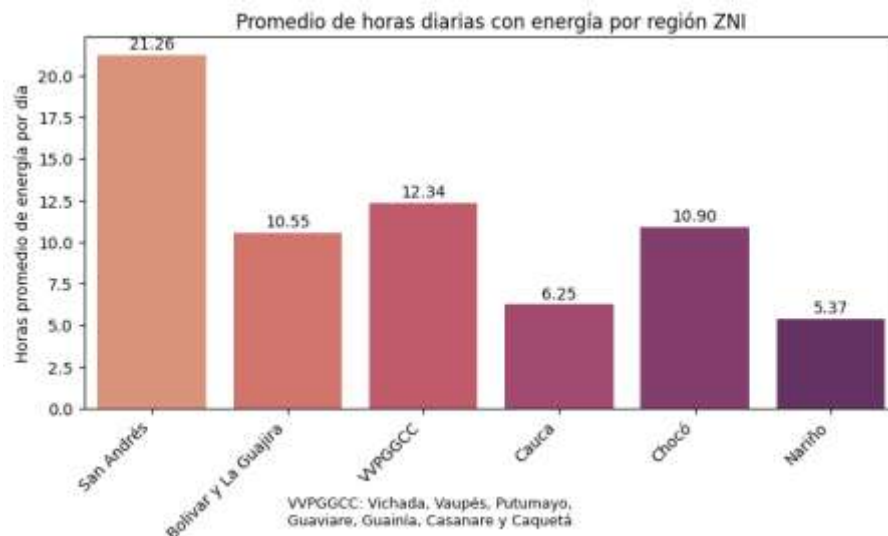
Distribución de Suscriptores ZNI por Estrato



Fuente: Superservicios

Finalmente, la Gráfica 9 presenta el promedio de horas diarias con energía para ciertas regiones/departamentos de las ZNI.

Gráfica 9 Promedio de horas diarias con energía por región ZNI



Fuente: Superservicios

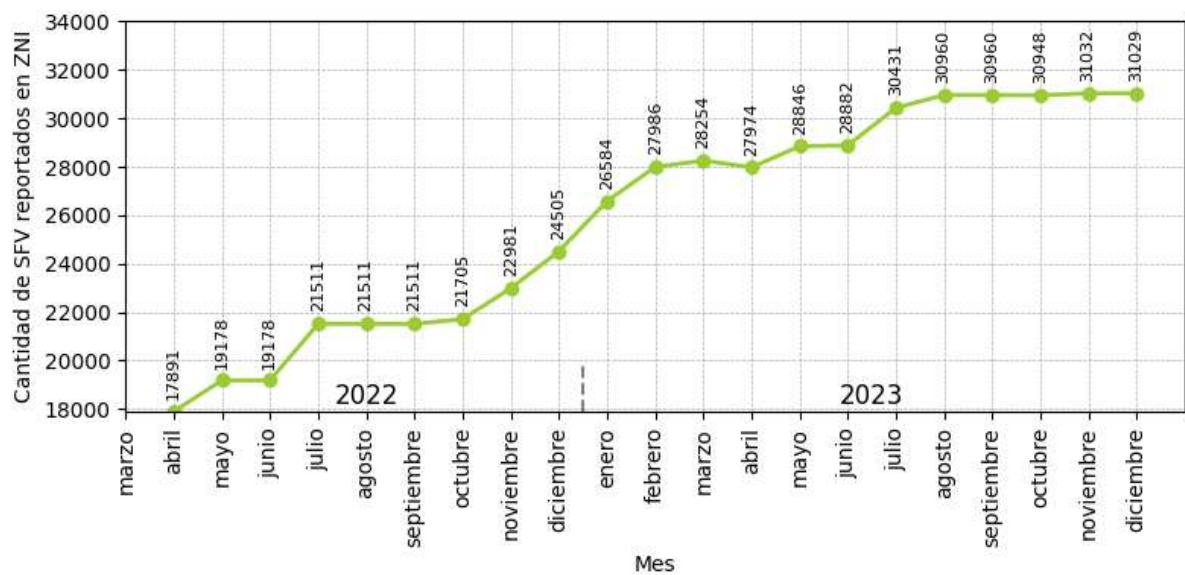
De la Gráfica 9, nótese que ninguna región, en promedio, tiene acceso a la energía eléctrica las 24 horas del día, poniendo en evidencia la pobreza energética que viven los suscriptores en las ZNI. Esto tiene

por consecuencia el limitado desarrollo de actividades industriales y comerciales, necesarias para la dinamización de la economía, y consigo, el desarrollo económico de las regiones. También es de resaltar que, si bien San Andrés y Providencia no promedian un acceso a la energía 24 horas del día, sólo la ciudad de San Andrés sí cuenta con ese acceso continuo al servicio público. La causa puede ser asociada a la principal actividad económica de la isla: el turismo.

1.1.2.3. Integración de FNCER

Según el Informe Sectorial de la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica - Vigencia 2023 para las ZNI de la SUPERSERVICIOS^{xiv}, la instalación de Sistemas Solares Fotovoltaicos (SFV) en las ZNI registró un crecimiento del 73%, de 17.891 a 31.029 entre los años 2022 y 2023. Este incremento refleja su modularidad, viabilidad, y facilidad en el despliegue de estas soluciones, que contribuyen a la electrificación de hogares colombianos. La evolución mensual de esta dinámica, durante los años mencionados, se presenta en la Gráfica 1010.

Gráfica 10 Evolución de las SSFVI 2022 – 2023



Fuente: Superservicios

1.1.2.5. Integración de los sistemas de almacenamiento.

Según el Informe Mensual de Telemetría de julio del 2025 reportado por el IPSE^{xv}, son 6 (de 188) las localidades que cuentan con sistemas de almacenamiento, con baterías, en las ZNI. Estas localidades, junto con la cantidad de baterías, su tecnología, sus datos técnicos, y su estado, son presentadas en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia..**

Tabla 1 Localidades de las ZNI con Sistemas de almacenamiento. Fuente: IPSE

Localidad	Tipo SAE	Cantidad	Datos técnicos	Estado
Isla Mucura, Cartagena, Bolívar	Baterías	96	2500 Ah, 2 V	Fuera de operación
Coquí, Nuquí, Chocó	Baterías	10 (litio)	48 VDC, 88 kW	En operación
San Francisco, Acandí, Chocó	Baterías	-	-	-
Chorro Bocon, Inírida, Guainía	Baterías	144 (OPzV, plomo ácido)	1200 Ah, 2 V	En operación
Casuarito, Puerto Carreño, Vichada	Baterías	-	1182 kWh	En operación
Cumaribo, Cumaribo, Vichada	Baterías	160 (litio)	1408 kWp, 87.6 VDC	En operación

De las localidades presentadas en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, Coquí, Casuarito y Cumaribo tuvieron servicio de energía eléctrica 24 horas por día, en promedio, mientras que Isla Mucura promedió acceso al servicio durante 11 horas por día promedio, San Francisco promedió 9 horas, y Chorro Bocon 15 horas. Como se evidenció en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, Isla Mucura no tiene en servicio las baterías ya que fueron reportadas como quemadas en agosto de 2023.

Es de destacar que, si bien estas localidades complementan los SAEB con sistemas solares FV, su principal energético para abastecer la demanda es el diésel. Por tanto, esfuerzos adicionales son necesarios para lograr una transición energética, que, de la mano, provea un suministro seguro, confiable y sostenido de la energía eléctrica en las ZNI.

1.1.2.4. Causas de insuficiencia del suministro de energía.

La falta de generadores de energía eléctrica en las localidades de la ZNI es la principal razón de la insuficiencia energética necesaria para abastecer la demanda. Además, las siguientes causas enlistadas también han sido identificadas por la SUPERSERVICIOS, siendo críticas, dada la dificultad en la logística de transporte del energético a las localidades de las ZNI:

- Daño o falla en el sistema de generación, como daños directos en el generador o sus protecciones asociadas.
- Daño o fallas en los transformadores y sus equipos de protección asociados.
- Daño, falla, o restricciones en las redes de distribución y sus equipos asociados, que imposibilitan el transporte de la energía eléctrica.
- Déficit en el suministro del diésel.
- Maniobras de mantenimiento.

- Orden público.
- Otros.

Como recomendaciones, se sugiere fortalecer la infraestructura de generación, principalmente con FNCER, que permitan aprovechar los potenciales recursos locales, tales como sol, viento, o biomasa, acompañado con la integración de sistemas de almacenamiento que aumenten la continuidad en el suministro de energía eléctrica en horas de la noche. También se sugiere resolver problemas de restricciones de transporte de la energía en las redes de distribución, parámetros de calidad tales como regulación de tensión, y confiabilidad de la red.

1.1.3 Sistemas de almacenamiento

Un Sistema de Almacenamiento de Energía (SAE) se entiende como “un grupo de elementos que permiten almacenar energía para ser utilizada en el sistema eléctrico, una vez que ha sido generada o almacenada”. Esta conceptualización es esencial, ya que facilitará la participación de las diferentes tecnologías de SAE en diversos servicios que el sistema eléctrico requiere.

Los SAE se clasifican en cinco principales tecnologías, cada una con características y aplicaciones particulares. En primer lugar, las tecnologías electroquímicas, que incluyen baterías de ion-litio, de flujo redox y de plomo-ácido, son destacadas por su alta densidad energética, eficiencia superior al 90% y tiempo de respuesta de milisegundos. Estas tecnologías se utilizan principalmente en la regulación de frecuencia, el arbitraje energético y el respaldo de energía. En segundo lugar, las tecnologías mecánicas, como el bombeo hidroeléctrico y los volantes de inercia, presentan ventajas en términos de gran capacidad de almacenamiento y larga vida útil, siendo aplicadas especialmente en la generación de respaldo y los servicios auxiliares. Las tecnologías térmicas, como el almacenamiento sensible (agua caliente) y latente (sales fundidas), se caracterizan por su uso eficiente en sistemas de generación combinada y son complementarias en plantas termosolares. El almacenamiento por hidrógeno permite almacenar energía en forma de hidrógeno para ser utilizada en celdas de combustible, ofreciendo una solución de almacenamiento a largo plazo y sin emisiones de CO₂, principalmente en la generación de respaldo en grandes escalas. Por último, las tecnologías electrostáticas, que incluyen supercapacitores y ultracondensadores, se destacan por su velocidad de carga y descarga en milisegundos, siendo utilizadas para la regulación de tensión y el soporte instantáneo.

1.1.3.1 Descripción de los distintos tipos de SAE.

Baterías

Su principio de funcionamiento se basa en reacciones químicas reversibles, donde la energía eléctrica se convierte en energía química durante el proceso de carga y se libera nuevamente como electricidad en el momento de la descarga. Estas características permiten su uso en una variedad de aplicaciones

que requieren tiempos de respuesta rápidos y capacidades de almacenamiento ajustadas a diferentes necesidades.

Entre las tecnologías más destacadas se encuentran las baterías de ion de litio, reconocidas por su alta densidad de energía y eficiencia; las baterías de flujo redox, que ofrecen una capacidad de almacenamiento escalable y una larga vida útil; y las de plomo-ácido, una opción económica y tradicional, ampliamente utilizada en aplicaciones estacionarias a gran escala, es decir, en sistemas diseñados para operar en ubicaciones fijas y, generalmente, a gran capacidad.

Estas tecnologías han evolucionado significativamente, posicionándose como elementos claves en la transición hacia sistemas eléctricos más sostenibles y confiables, tanto a nivel global como en el contexto del Sistema Interconectado Nacional (SIN). A continuación, se detallan las características específicas de cada una de las tecnologías mencionadas.

- **Baterías de ION Litio**

Las baterías de ion de litio se han consolidado como la tecnología líder en almacenamiento de energía debido su eficiencia operativa y versatilidad. Estas características las convierten en una opción adecuada para diversas aplicaciones, que abarcan desde dispositivos electrónicos portátiles y vehículos eléctricos, hasta sistemas de almacenamiento de energía a gran escala. Se destacan por su capacidad para responder rápidamente en procesos de carga y descarga, es decir, en la rapidez con la que pueden almacenar energía (carga) y liberarla (descarga). Con eficiencias cercanas al 95%, las pérdidas de energía durante estas operaciones son mínimas, lo que asegura un rendimiento altamente eficaz en diferentes campos.

Además, su larga vida útil, con ciclos de carga que pueden superar los 1.200, las posiciona como una solución duradera y confiable. En sistemas de almacenamiento a nivel de red eléctrica, estas baterías desempeñan un papel fundamental en la estabilización de la oferta y la demanda, incrementando la confiabilidad del sistema eléctrico y contribuyendo a mitigar los picos de demanda.

- **Baterías de flujo redox**

Las baterías de flujo redox, a diferencia de las baterías convencionales, almacenan energía en soluciones líquidas de electrolitos que circulan a través de celdas electroquímicas durante los procesos de carga y descarga. Este tipo de baterías tiene la capacidad de separar físicamente la cantidad de energía almacenada (determinada por el volumen del electrolito) y la potencia (determinada por el tamaño de las celdas electroquímicas), lo que las hace especialmente flexibles para aplicaciones de almacenamiento a gran escala.

Se destacan por su larga vida útil, capaces de soportar miles de ciclos de carga y descarga sin una pérdida significativa de rendimiento. Además, presentan una ventaja importante en términos de

seguridad, ya que utilizan electrolitos líquidos no inflamables, lo que reduce el riesgo de incendios en comparación con otras tecnologías, como las baterías de ion litio.

- **Baterías de plomo ácido**

Las baterías de plomo-ácido son una de las tecnologías más desarrolladas para aplicaciones estacionarias, como sistemas de respaldo y almacenamiento energético a corto plazo. Están compuestas por placas de plomo y dióxido de plomo sumergidas en una solución de ácido sulfúrico, lo que les permite almacenar y liberar energía mediante reacciones químicas.

Aunque son relativamente económicas en comparación con otras tecnologías, presentan limitaciones en eficiencia y capacidad de almacenamiento, con un rango de eficiencia de carga y descarga entre el 70% y el 85%, dependiendo de las condiciones operativas. Además, tienen una vida útil reducida y requieren de un mantenimiento regular, lo que las posiciona como una opción menos competitiva frente a otras opciones mencionadas en el presente documento.

- **Baterías de sodio**

Las baterías de sodio son una tecnología emergente de almacenamiento que reemplaza el litio por sodio para los ciclos de carga y descarga. Su funcionamiento es similar al de las baterías de litio, con iones de sodio desplazándose entre el ánodo y el cátodo. Ofrecen bajo costo y abundancia de materiales, aunque aún presentan desafíos en densidad energética y vida útil. Una de sus principales ventajas es su mayor estabilidad térmica y seguridad, lo que las hace menos propensas a problemas como el sobrecalentamiento o la inflamabilidad, retos en las baterías de litio.

- **Baterías de níquel**

Las baterías de níquel, como las baterías de níquel-cadmio (NiCd) y las de níquel-hidruro metálico (NiMH), son tecnologías de almacenamiento de energía utilizadas en una variedad de aplicaciones, desde dispositivos electrónicos hasta vehículos híbridos. Las baterías NiCd utilizan cadmio y níquel como materiales en sus electrodos, mientras que las NiMH reemplazan el cadmio por hidruro metálico, por tanto, menor efecto ambiental.

Estas baterías se destacan por su capacidad de carga rápida, es decir, la habilidad de alcanzar un nivel significativo de carga en períodos cortos de tiempo, así como por su larga vida útil en ciclos de carga y descarga. Las baterías NiCd ofrecen una vida útil de hasta 1.500 ciclos, mientras que las baterías NiMH pueden alcanzar los 2.500 ciclos. Esto representa una ventaja significativa frente a tecnologías como las baterías de plomo-ácido, cuya vida útil oscila entre 300 y 1.500 ciclos. Además, ofrecen un rendimiento estable en un rango más amplio de temperaturas, que varía entre -20°C y 60°C, lo que las convierte en opciones adecuadas para entornos exigentes.

- **Baterías de zinc-air**

Las baterías de zinc-aire son una tecnología de almacenamiento de energía que utiliza zinc como ánodo y oxígeno del aire como cátodo, lo que las hace ligeras. Se destacan por su capacidad de almacenamiento, que puede ser de 5 a 10 veces superior a las baterías de ion – litio. Esto se debe a la utilización del oxígeno del ambiente en lugar de un material adicional en el cátodo, lo que también las hace más ecológicas. El principio de su funcionamiento se basa en una reacción química entre el zinc y el oxígeno, liberando electricidad cuando la batería se descarga. Estas baterías podrían estar orientadas principalmente a vehículos eléctricos y sistemas de potencia que requieren respuestas rápidas (en milisegundos) y una duración media (algunas horas), dada su alta capacidad de almacenamiento. Sin embargo, aún se consideran una tecnología en desarrollo.

- **Bombeo**

El bombeo hidroeléctrico, o almacenamiento por bombeo, es una tecnología de almacenamiento de energía que utiliza dos embalses situados a diferentes alturas para almacenar y generar electricidad. Funciona mediante un ciclo de bombeo y generación, y su objetivo principal es suficiencia energética en condiciones hidrológicas normales. Durante los períodos de baja demanda o cuando se tiene disponibilidad de generación adicional, se utiliza la energía excedente para bombear agua desde el embalse inferior al embalse superior. Este proceso convierte la energía eléctrica utilizada para el bombeo en energía potencial, almacenando el agua a una altura mayor. Cuando la demanda de electricidad aumenta, o ya no se puede contar con la generación adicional, el agua almacenada en el embalse superior se libera hacia el embalse inferior, pasando por turbinas que generan electricidad.

Con la creciente oferta de FNCER, el almacenamiento por bombeo es una alternativa para sistemas con alta penetración de renovables como la energía solar. Un ejemplo es el sistema que se está desarrollando en *Salt River, Arizona*-Estados Unidos donde la energía solar se usa para activar los generadores de la hidroeléctrica como bombas eléctricas para transportar el agua al embalse superior.

- **Volantes de inercia**

Los volantes de inercia son dispositivos mecánicos que almacenan energía en forma de energía cinética mediante el giro de un rotor o volante. Este rotor se acelera a altas velocidades utilizando un motor, acumulando energía en el volante como resultado de su rotación. La cantidad de energía almacenada depende del tamaño del volante y de la velocidad de rotación: la energía cinética se convierte nuevamente en energía eléctrica mediante un generador. Este tipo de sistema es eficiente para aplicaciones que requieren una relación carga/descarga de energía de corta duración. Además, los volantes de inercia tienen una vida útil más larga que las baterías tradicionales, ya que no sufren los

efectos de la degradación química. Sin embargo, la eficiencia de estos dispositivos puede verse afectada por la fricción y las pérdidas energéticas durante el proceso de carga y descarga.

- **Aire comprimido**

El almacenamiento de energía mediante aire comprimido (CAES) utiliza depósitos subterráneos, como cavernas de sal o acuíferos profundos, para acumular energía en forma de aire comprimido durante períodos de baja demanda energética. Cuando se requiere energía, el aire comprimido se libera, se expande y genera electricidad mediante una turbina acoplada a un generador.

Este método es especialmente adecuado para aplicaciones a gran escala y almacenamiento de larga duración. Es una opción eficiente para integrar fuentes de energía renovable, ya que permite acumular energía en momentos de baja producción y utilizarla cuando la demanda es alta. Sin embargo, su implementación depende de la disponibilidad de cavidades subterráneas adecuadas y de la implementación de tecnologías para recuperar el calor generado durante la compresión, lo que mejora significativamente la eficiencia del proceso.

Ejemplos destacados de CAES incluyen proyectos en Arapahoe, Colorado, y en Alemania, donde se están explorando sistemas de almacenamiento subterráneo a gran escala. En el caso de Alemania, se está trabajando en proyectos piloto como el de Huntorf y McIntosh, que han sido pioneros en este campo. Estas iniciativas han demostrado ser útiles para estabilizar redes eléctricas, especialmente en combinación con fuentes variables como la solar y la eólica.

- **Almacenamiento gravitacional**

El almacenamiento gravitacional es una tecnología innovadora de almacenamiento de energía que utiliza la gravedad como fundamento para almacenar energía potencial. En este sistema, los bloques de almacenamiento se elevan a una altura específica; cuando la demanda de energía eléctrica aumenta, los bloques descienden de manera controlada, liberando su energía potencial almacenada, que se convierte en energía eléctrica mediante generadores conectados a sistemas de poleas o grúas.

Este sistema ofrece varias ventajas, como una larga vida útil (25 años a 50 años, superior a las baterías electroquímicas), mantiene una eficiencia relativamente constante en el tiempo y la posibilidad de utilizar materiales reciclables. Además, es una opción sostenible y de bajo efecto ambiental, al no requerir represamientos de agua como los embalses, ni el uso de sustancias contaminantes como las baterías. Además, no depende de condiciones geográficas específicas, a diferencia del almacenamiento hidroeléctrico. Sin embargo, su eficiencia y viabilidad económica dependen de la escala del sistema y de la infraestructura requerida para el manejo de los bloques. Su capacidad supera los 10 MWh y su potencia varía entre 4 MW y 8 MW.

- **Almacenamiento térmico**

Los sistemas de almacenamiento térmicos de energía permiten conservar calor o frío, para luego convertirlo en energía o emplearlo directamente en aplicaciones de climatización, calefacción y procesos industriales. Este tipo de almacenamiento es particularmente útil en sectores que demandan grandes cantidades de energía térmica, como la industria, el comercio y la generación de electricidad. Un ejemplo destacado son las plantas solares de concentración, que utilizan sales fundidas como medio de almacenamiento térmico.

Los SAE térmicos se dividen en tres categorías principales: sensible, latente y por reacción termoquímica. Almacenamiento sensible ocurre cuando se cambia la temperatura de un material. El almacenamiento sensible implica el cambio de temperatura de un material sin cambiar su fase. En el almacenamiento latente, el material cambia de fase (por ejemplo, de sólido a líquido). En el almacenamiento por reacción termoquímica, la energía se almacena a través de reacciones químicas que ocurren en la superficie del material.

Un ejemplo de almacenamiento térmico sensible son los sistemas que utilizan sales fundidas. En estos sistemas, la energía térmica se almacena al calentar las sales, las cuales pueden ser calentadas mediante fuentes de energía eléctrica de la red o mediante concentración solar utilizando espejos. La sal fundida puede alcanzar temperaturas cercanas a los 550 °C, con una pérdida de aproximadamente 1 °C por día.

- **Almacenamiento por medio de hidrógeno**

El hidrógeno puede almacenarse en forma de gas o líquido, y luego ser convertido nuevamente en electricidad o utilizado directamente como combustible en aplicaciones industriales, de transporte, generación de energía y calefacción. El hidrógeno se destaca por ofrecer una solución de cero emisiones (durante su uso, no necesariamente durante su extracción y almacenamiento), lo que lo posiciona como un elemento clave en la transición hacia una economía descarbonizada. Este vector energético también permite almacenar energía durante largos períodos (hasta 24 horas), lo que ayuda a mitigar la variabilidad de fuentes renovables como la solar y eólica. No obstante, su almacenamiento enfrenta desafíos significativos debido a las bajas temperaturas y altas presiones necesarias para su manejo adecuado.

- **Supercondensadores**

Los supercondensadores almacenan energía electrostáticamente, lo que les permite ciclos de carga y descarga de pocos segundos y una vida útil significativamente más larga (30 años aproximadamente).

Su estructura está compuesta por dos electrodos separados por un electrolito y un material dieléctrico, permitiéndoles almacenar una cantidad considerable de energía en comparación con los condensadores tradicionales. Aunque tienen una densidad energética menor que las baterías de litio, su capacidad de entregar grandes cantidades de energía en poco tiempo los hace ideales para aplicaciones que requieren picos de potencia, como respaldo de energía en sistemas críticos y estabilización de redes eléctricas.

Además, los supercondensadores, no contienen materiales tóxicos y funcionan manteniendo su eficiencia en un amplio rango de temperaturas desde -40°C hasta 85°C . Sin embargo, su mayor costo por unidad de energía almacenada y su limitada capacidad de almacenamiento a largo plazo son desafíos que limitan su adopción en algunas aplicaciones.

La Tabla 2 presenta información comparativa de los tipos de almacenamiento, considerando su naturaleza, capacidad de energía, potencia, eficiencia, profundidad de descarga (DoD, por sus siglas en inglés), vida útil, densidad de energía y tiempos de respuesta (Federal Energy Management Program, 2023).

Tabla 2 Caracterización de tecnologías SAE. Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN.

(OLDAE, 2025) (Loudiyi & Berrada, 2019)

Categoría	Subcategoría	Energía	Potencia	Eficiencia RTE (%)	DoD	Vida útil (ciclos)	Vida útil (años)	Densidad de energía (Wh/kg)	Tiempo de respuesta
Baterías electroquímicas	Batería de iones de litio (Li-ion)	5000 mWh - 13 MWh	1kW - 100 MW	85-95	0 - 80%	1.200 - 2.000	5 - 20	120 - 330	Milisegundos
	Batería de plomo-ácido	1 kWh - 14MWh	10 kW - 10 MW	50-90	10 - 90%	1.370 - 1.951	3 - 15	30 - 50	Milisegundos
	Batería de flujo redox	4kWh - 1GWh	1kW- 15MW	68-90	80%	7.000 - 100.000	5 - 10	25 - 30	Milisegundos
	Batería de sodio-azufre (NaS)	300 kWh - 300 MWh	700 kW - 40 MW	75 - 90	0 - 100%	2.000 - 2.500	10 - 15	150 - 240	Milisegundos
	Batería de sodio-ion (Na-ion)	0,5 kWh - 10 MWh	0,5 - 10 MW	80 - 90	30 - 80%	3.000	10 - 15	120 - 160	Milisegundos
	Batería de níquel-cadmio (NiCd)	0 kWh - 80MWh	0,5 - 40MW	60 - 80	30 - 80%	2.000 - 3.500	15 - 20	15 - 55	Milisegundos
	Batería de zinc-aire	8kWh - 1MWh	12 kW - 10MW	60 - 70	30 - 80%	12.500	15 - 20	1000 - 1300	Milisegundos
Almacenamiento mecánico	Volantes de inercia	0,4 kWh - 4MWh	14kW - 14 MW	90 - 93	80%	20.000	> 15	5 - 130	Milisegundos
	Almacenamiento por bombeo (PHS)	100 MWh - 9 GWh	1,5 MW - 1GW	87%	80%	10.000 - 30.000	40 - 60	0.5 - 1.5	Minutos
	Almacenamiento de aire comprimido (CAES)	0,2 kWh - 10 kWh	16 kW - 10 MW	70-80%	80%	8.000 - 12.000	20 - 40	30 - 60	Segundos
	Gravitacional	-	40-150 MW	75-80%	-	-	30+	1,06 Wh/kg	Segundos

Almacenamiento por medio de hidrógeno	Hidrógeno	10kWh-1GWh	1kW - 1 GW	35%	80%	NA	10 - 30	20 – 30 (gas)	Segundos
Almacenamiento electrostático	Supercondensadores	0,1 kWh - 0,7 kWh	10 kW - 700 kW	84 - 95	0 - 100%	50.000 – 100.000	30	0.05 - 15	Milisegundos

(OLDAE, 2025) (Loudiyi & Berrada, 2019)

Los parámetros de los SAE indicados en la Tabla 2, siguen los formatos y rangos comúnmente empleados en normas, artículos y otros documentos técnicos relevantes. Las áreas o volúmenes absolutos de los SAE dependerán del alcance del proyecto, el cual puede ir desde una aplicación en un hogar hasta una represa hidroeléctrica. De igual forma, el rango del parámetro de capacidad dependerá del tamaño del proyecto.

1.1.3.2 Alternativas de Uso

Los SAE ofrecen diversas alternativas de uso que son esenciales para la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico. Entre ellas, la regulación de frecuencia, la cual es necesaria para estabilizar las variaciones en la red. Por ejemplo, Alemania ha evidenciado una reducción de aproximadamente el 25% en sus costos por la instalación de baterías de ion-litio destinadas a regulación de frecuencia.

Otra alternativa relevante es el respaldo de emergencia, donde los SAE pueden suplir cargas esenciales ante fallos en la generación convencional. Asimismo, el rol de los SAEB en el arbitraje energético ha permitido almacenar energía durante periodos de baja demanda para luego entregarla en horas pico, maximizando los beneficios económicos. Estos beneficios se amplifican a medida que incrementa la penetración de FNCER, como la solar FV y la eólica, ya que evita potenciales vertimientos o limitación de la capacidad energética disponible de estas fuentes.

- Arbitraje (XM, 2024)

El arbitraje de energía permite a los SAE almacenar energía durante periodos de precios bajos y liberarla cuando estos se incrementan. Este servicio puede prestarse tanto detrás del medidor de generación, como por parte de la gestión de la demanda del usuario. Los SAE funcionan como amortiguadores que optimizan el uso de la energía solar, especialmente en sistemas fotovoltaicos, al almacenar excedentes en momentos de máxima generación y liberarlos durante picos de demanda. Esto reduce el riesgo de vertimientos y nivelan la curva de carga, maximizando el uso de generación renovable. Este servicio es clave para la sostenibilidad al promover la integración de FNCER y evitar vertimientos indeseados de energía renovable. En el contexto colombiano, este servicio se clasifica dentro de los usos de corto plazo del almacenamiento y se enmarca en el despacho económico regulado por la Resolución CREG 024 de 1995, coordinado por el Centro Nacional de Despacho (CND), cuyo objetivo es minimizar los costos operativos del sistema respetando las restricciones y servicios complementarios.

Sin embargo, la operación de sistemas híbridos, standalone o detrás del medidor destinados al arbitraje de energía aún no cuenta con una regulación específica, lo que representa un desafío para su integración efectiva en el mercado. Es necesario establecer objetivos claros de política pública que promuevan su incorporación, así como mecanismos de remuneración adecuados que reconozcan su

contribución a la eficiencia y sostenibilidad del sistema eléctrico. Este servicio es clave para la transición energética al promover la integración de las Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER) y evitar vertimientos indeseados, fortaleciendo la confiabilidad y estabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

- Cargo por confiabilidad

El Cargo por Confiabilidad es un mecanismo de remuneración diseñado para asegurar la confiabilidad del suministro en el largo plazo a precios eficientes. Este esquema permite que los generadores reciban ingresos estables por garantizar la disponibilidad de energía firme en momentos de escasez. Aunque actualmente las plantas térmicas, hidráulicas, solares y eólicas están habilitadas para participar en este mecanismo, los SAE aún no cuentan con una metodología específica que les permita participar.

Para participar en la asignación de obligaciones de energía firme (OEF), se utiliza el cálculo de la Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad (ENFICC), que define la máxima cantidad de energía con la que una planta puede comprometerse en eventos críticos. No obstante, los autogeneradores con o sin almacenamiento tampoco están habilitados para participar en este esquema debido a la ausencia de metodologías de cálculo adaptadas a estas tecnologías.

Actualmente, el marco regulatorio no contempla la participación de los SAE en este esquema más allá de las plantas hidráulicas con embalse. Esto evidencia una oportunidad para incluir estas tecnologías en el Cargo por Confiabilidad, estableciendo metodologías específicas que garanticen su viabilidad económica a través de ingresos estables y a largo plazo.

Tabla 3 Marco regulatorio Cargo por Confiabilidad.

Reglamentación asociada	Descripción
Res. CREG 071 de 2006	Establece la metodología para la remuneración del cargo por confiabilidad, definiendo el procedimiento para la asignación de OEF en el mecanismo de asignación primaria, los anillos de seguridad del cargo, la liquidación de las obligaciones, la metodología para el cálculo de ENFICC de plantas hidráulicas y térmicas (además otras variables como el índice de indisponibilidad), entre otros. Metodología de cálculo de la ENFICC de una planta hidráulica (Numeral 3.1. Anexo 3): Con base en los registros históricos de 20 años de caudales promedio de los ríos que aportan a la planta, se usan modelos computacionales que, de acuerdo con: el nivel del embalse al final de cada mes (teniendo en cuenta aportes, volumen inicial, turbinado y vertimientos), restricciones del modelo como los límites del embalse, capacidad de turbinamiento entre otros, se determina el valor de la ENFICC base.
Res. CREG 061 de 2007	Metodología de cálculo de la ENFICC de una planta térmica (Numeral 3.2. Anexo 3): este cálculo es mucho más sencillo y depende únicamente de la disponibilidad de la planta: el menor valor entre indisponibilidad operativa y la indisponibilidad en el suministro o transporte del/los combustibles con los que opera. Define los diferentes tipos de Garantía que deben constituir los agentes que participan del Cargo por Confiabilidad, para asegurar: la seriedad de participación en subastas de asignación, la construcción de las plantas, la disponibilidad de contratos de combustibles, energía firme incremental, mejoras del índice de indisponibilidad, entre otros.
Res. CREG 132 de 2019	Define el mecanismo de tomadores del Cargo por Confiabilidad para asignaciones de Obligaciones de Energía Firme a plantas nuevas.

Res. CREG 127 de 2020	Determina el procedimiento para la verificación anual de ENFICC de plantas de generación con asignación de OEF, permitiendo determinar si la ENFICC de las plantas con asignaciones es por lo menos igual a las obligaciones asignadas, definiendo las medidas que deberán seguir para garantizar una mejora en su ENFICC, en caso de que no sea así. Además, permite determinar cuál es el valor de la ENFICC no comprometida (que no ha sido asignada con OEF) y Energía Disponible Adicional, la cual podrá ser llevada a otros mecanismos de asignación.
Res. CREG 101 006 de 2023	Define la metodología para determinar la energía en firme de plantas de generación eólica, estableciendo requerimientos sobre las características de los datos de recurso necesarios para el cálculo de ENFICC, el procedimiento de verificación de parámetros, y exigiendo al CNO la actualización del modelo de cálculo de ENFICC de este tipo de recursos.
Res. CREG 101 007 de 2023	Define la metodología para determinar la energía en firme de plantas de generación solar, estableciendo requerimientos sobre las características de los datos de recurso necesarios para el cálculo de ENFICC, el procedimiento de verificación de parámetros, y exigiendo al CNO la actualización del modelo de cálculo de ENFICC de este tipo de recursos.
Acuerdo CNO 1814 de 2024	Protocolo que actualiza la metodología de modelamiento y el procedimiento de cálculo de ENFICC de plantas eólicas. Además, define cuáles serán los parámetros que deberán reportar este tipo de recursos para que se les calcule su ENFICC, y así participar en la asignación de OEF.
Acuerdo CNO 1815 de 2024	Protocolo que actualiza la metodología de modelamiento y el procedimiento de cálculo de ENFICC de plantas solares. Al igual el Acuerdo CNO mencionado anteriormente, define cuáles serán los parámetros que deberán reportar este tipo de recursos para que se les calcule su ENFICC, y así participar en la asignación de OEF.
Res. CREG 024 de 2015	Se reglamenta la actividad de autogeneración a gran escala en el SIN. Determina que los autogeneradores a gran escala con capacidad de entrega de excedentes superior a 20 MW, deberán acogerse al despacho central, implicando entre otros, que deberán realizar la devolución del CERE. Adicionalmente, permite que estos generadores puedan participar en el Cargo por Confiabilidad, sin embargo, no ha sido reglamentado cómo un agente autogenerador podría participar en la asignación de OEF o cómo podría calcularse su ENFICC.

Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN

- Regulación Primaria de Frecuencia (RPF) (CREG, 2021)

La RPF es el primer nivel de control activado ante desbalances instantáneos entre generación y demanda, corrigiendo variaciones de frecuencia en milisegundos. Este servicio estabiliza la red antes de la intervención de otros mecanismos de control eléctrico. En Colombia, el SIN enfrenta retos debido a la generación renovable no sincrónica, lo que aumenta la necesidad de sistemas como los SAE. Estos tienen la capacidad de inyectar potencia activa en milisegundos en menos de 10 segundos. Este servicio es esencial para garantizar la confiabilidad y la seguridad del sistema eléctrico.

- Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF) hacia Arriba y hacia Abajo (CREG, 2021)

La RSF se activa cuando la RPF no es suficiente para restablecer la frecuencia nominal del sistema. Este servicio ajusta la generación para estabilizar la frecuencia y restituir las reservas utilizadas por la RPF. Los SAE deben cumplir con la entrega total de la reserva en 30 segundos y sostenerla durante al menos 30 minutos. Esto los convierte en una alternativa viable para manejar fluctuaciones prolongadas

de generación renovable, asegurando estabilidad en el mediano plazo. Además, reduce la dependencia de unidades térmicas, disminuyendo costos y emisiones en la operación del SIN.

- Regulación Terciaria de Frecuencia (RTF) (CREG, 2021)

La RTF es una respuesta manual activada cuando la RSF no puede reponer la frecuencia ni restaurar las reservas secundarias. En sistemas con alta penetración de renovables, los SAE pueden compensar la pérdida de unidades de generación, respondiendo en minutos y sosteniendo su potencia por al menos 2 horas. Esto reduce el uso de plantas térmicas, optimiza costos y asegura continuidad en el suministro eléctrico, reforzando la confiabilidad del sistema en el largo plazo.

- Arranque Autónomo (AU) o "Black Start" (CREG, 2021)

El arranque autónomo es fundamental para restablecer la red eléctrica tras apagones parciales o totales. Los SAE con capacidad de operar en modo isla pueden energizar áreas específicas sin depender del sistema general, facilitando una recuperación más rápida y menos costosa. Este servicio incrementa la resiliencia del SIN, asegurando la reactivación de subredes en situaciones extremas.

- Servicio de Inercia y Cortocircuito (XM, 2024)

Este servicio proporciona estabilidad a la red mediante la entrega de inercia y capacidad de cortocircuito en caso de fallas. Los SAE pueden sostener la red y reducir las caídas de tensión, compensando la falta de inercia inherente de fuentes renovables. Esto mejora la seguridad y resiliencia de sistemas eléctricos con alta penetración de energías renovables variables.

- Alivio de Congestión de la Red

Los SAE disminuyen la sobrecarga de líneas y transformadores, mejorando la capacidad de transmisión y optimizando los recursos existentes. Al aliviar la congestión, estos sistemas reducen los costos operativos y fortalecen la eficiencia del SIN, contribuyendo a su estabilidad y resiliencia.

- Recorte de Picos de Demanda (XM, 2024)

Este servicio permite a los SAE liberar energía en momentos de máxima demanda, reduciendo la demanda vista por el sistema y evitando la activación de generadores costosos y contaminantes de último recurso. Contribuye a la sostenibilidad al reducir emisiones de gases de efecto invernadero y estabilizar el sistema en picos de estrés.

- Soporte de tensión (XM, 2024)

Los SAE son capaces de inyectar o absorber potencia reactiva para mantener tensiones dentro de rangos seguros, lo que protege equipos sensibles y mejora la calidad del suministro eléctrico. Este servicio es crucial para redes con alta integración de renovables, donde la estabilidad de voltaje es más desafiante.

- Gestión de la Suficiencia de la Infraestructura (XM, 2024)

Los SAE optimizan el uso de la infraestructura eléctrica existente, reduciendo la necesidad de inversiones en nuevas plantas, líneas y redes. Además, permiten nivelar la carga en momentos críticos, gestionando eficientemente la energía en sistemas con demandas crecientes y alta penetración de renovables.

- Participación de la Demanda en el Mercado de Servicios Complementarios

Mediante la agregación, los SAE respaldan servicios como regulación de frecuencia, reserva operativa y soporte de tensión. Su rapidez y flexibilidad los posicionan como actores claves en la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico, reduciendo costos y fortaleciendo la sostenibilidad.

Por lo anterior, los SAE son herramientas clave para optimizar la operación del sistema eléctrico, adaptándose a diferentes necesidades y escenarios.

Tabla 4 Tecnologías y uso de los SAE

Categoría	Tecnología	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Baterías electroquímicas	Batería Li-ion	X	X	X	X	X	X*	X	X	X	X
	Batería Plomo-Ácido	X	X	X	X	X	X*	X	X	X	X
	Batería Flujo Redox	X	X	X	X	X	X*	X	X	X	X
	Batería Níquel-Cadmio (NiCd)	X	X	X	X	X	X*	X	X	X	X
	Batería Zinc	X	X	X	X	X	X*	X	X	X	X
Almacenamiento mecánico	Volantes de Inercia	O	X	X	X	O	O	O	O	O	O
	Almacenamiento por Bombeo (PSH)	X	O	O	O	O	O	X	O	X	X
	Almacenamiento de Aire Comprimido (CAES)	X	O	O	O	O	O	X	O	X	X
	Almacenamiento Gravitacional (Bloques)	X	X	X	X	O	X	X	X	X	X

Almacenamiento térmico	Almacenamiento Térmico	X	O	O	O	O	O	X	O	X	X
	Hidrógeno (Power-to-Hydrogen)	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X

Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN. Realizado para el Ministerio de Minas y Energía GGC-1134-2024

Donde,

Tabla 5 Servicios de los SAE.

Número	Servicios	Tiempo de respuesta	Potencia	Duración
1	Arbitraje (detrás del medidor de la generación)	Minutos a horas	> 1 MW	1 h a 8 h
2	Regulación primaria de frecuencia	< 10 s	> 1 MW	< 15 min
3	Regulación secundaria de frecuencia	10 s a 30 s	> 1 MW	< 120 min
4	Regulación terciaria de frecuencia	10 min a 30 min	> 1 MW	Horas
5	Arranque autónomo o “black start”	< 10 s	0.1 MW a 400 MW	Minutos a horas
6	Servicio de inercia y cortocircuito	ms	Variable	Variable
7	Alivio de congestión de la red de transmisión	min	0.1 a 10 MW	30 min a 240 min
8	Soporte de tensión	ms	0.5 MVar a 50 MVar	Segundos a minutos
9	Gestión de la suficiencia de infraestructura	min	0.1 a 10 MW	30
10	Arbitraje (detrás del medidor de la demanda)	No crítico	< 1 MW	1 h a 4 h

Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN. Realizado para el Ministerio de Minas y Energía (GGC-1134-2024)

Los SAE se evalúan en función de parámetros técnicos claves, como su capacidad de almacenamiento, eficiencia de carga y descarga, tiempo de respuesta y vida útil. Estos indicadores permiten determinar su aplicabilidad en diversos escenarios dentro del sistema eléctrico. La operación de los SAE debe garantizar estabilidad, especialmente en la regulación de frecuencia, la gestión de picos de demanda y el respaldo de emergencias. Indicadores de desempeño como la eficiencia de conversión y la disponibilidad operativa son esenciales para medir su efectividad y viabilidad económica.

Tabla 6 Usos y requerimientos técnicos para los SAE.

Servicios	Requerimientos técnicos
Arbitraje de energía	Duración 1 h a 8 h. Tiempo de respuesta no definido. Capacidad mayor a 1 MW
Control de frecuencia	Duración menor a 2 h. Tiempo de respuesta menor a 1 min. Capacidad mayor a 1 MW
Mecanismo por capacidad	Duración 1 h a 8 h. Tiempo de respuesta no definido. Capacidad mayor a 1 MW
Respuesta rápida en frecuencia	Duración menor a 1 h. Tiempo de respuesta menor a 15 s. Capacidad mayor a 1 MW
Trasmisión-reemplazo inversión líneas	Duración mayor a 2 h. Tiempo de respuesta no definido. Capacidad es variable
Control de tensión	Duración menor a 2 h. Tiempo de respuesta menor a 1 min. Capacidad mayor a 1 MW
Gestión factura eléctrica BTM	Duración 1 h a 4 h. Tiempo de respuesta no crítico. Capacidad menor a 1 MW

Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN

Tabla 7 Aplicación y tiempo de respuesta de los SAE.

Aplicación	Tiempo de respuesta	Potencia (MW)	Duración de la descarga
Desplazamiento (temporal) de la carga	10 min a 30 min	1 - 2000	Minutos a horas
Recorte de picos (de consumo)	10 min a 30 min	0.1 - 10	30 min – 240 min
Arbitraje de precios	Minutos a horas	50 - 2000	Horas
Control primario de frecuencia	<10 s	1 - 2000	<15 min
Control secundario de frecuencia	10 s a 30 s	1 - 2000	<120 min
Control terciario de frecuencia	10 min a 30 min	1 - 2000	Horas
Soporte de tensión	Milisegundos	0.5 – 50 (MVar)	Segundos a minutos
Black start	<10 s	0,1 - 400	Minutos a horas

Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN

Tabla 8 Servicios complementarios que los agentes de generación deben prestar en el SIN

Servicios Complementarios	Descripción del servicio	Agentes que podrían prestar el servicio	Reglamentación asociada	Mecanismo de remuneración
Control de tensión y potencia reactiva.	Servicio por el cual se busca mantener los niveles de tensión adecuados en la red según consigna operativa del OR o Transportador. El control de potencia reactiva ayuda a equilibrar la carga en	- Es un servicio que todos los agentes de generación deben prestar, de forma obligatoria.	Res. CREG 025 de 1995 (STN y STR) Res. CREG 070 de 1998 (SDL)	- Los generadores no son remunerados por la prestación de este servicio. - El usuario final es penalizado por el

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		 SIG Sistema Integrado de Gestión del Medio Ambiente	
			T-GJ-F-01	
		11-08-2023	V-1	

	el sistema, compensando las variaciones en la demanda y asegurando que se mantenga un factor de potencia óptimo, mejorando la calidad de la energía suministrada y reduciendo pérdidas en la red, minimizando el riesgo de sobrecargas. Además, el servicio permite responder rápidamente a cambios bruscos en la carga o en la generación, asegurando que se mantenga la estabilidad del sistema ante fluctuaciones imprevistas.	- Los usuarios finales no residenciales, debe cumplir con los requerimientos de compensación de potencia reactiva, para evitar penalizaciones. - Los autogeneradores, no son penalizados por la inyección o consumo de potencia reactiva, sin embargo, deben prestar el servicio de control de tensión y potencia reactiva en un factor de potencia de ± 0.9. - Los Transmisores y Distribuidores pueden realizar la instalación de sistemas de compensación, para cumplir con requerimientos de confiabilidad de los sistemas que operan, según sus sendas de reducción de pérdidas, por ejemplo.	Res. CREG 022 de 2001 (STN y STR) Res. CREG 015 de 2018 (SDL) Res. CREG 060 de 2019 (STN y STR) Res. CREG 174 de 2021 (AGPE-AGGE y GD)	consumo o inyección de potencia reactiva. - Los autogeneradores no son remunerados por la prestación de este servicio. - Los Transmisores y Distribuidores reciben un pago regulado según el cumplimiento de sus planes de inversión, por mejoras en la confiabilidad y calidad del servicio.
Control de frecuencia mediante regulador de velocidad	Este servicio se basa en el uso de reguladores de velocidad de máquinas sincrónicas, que permiten ajustar la velocidad máquinas rotativas en respuesta a variaciones en el balance generación/carga, garantizando que la frecuencia se mantenga dentro de los límites establecidos.	- Obligatorio para todos los generadores exceptuando las plantas de generación variable (solar y eólica).	Res. CREG 025 de 1995	- Los generadores no son remunerados por la prestación de este servicio.
Estabilización de potencia.	Sistema de control de las máquinas sincrónicas que permite mejorar el comportamiento de estos sistemas, reduciendo oscilaciones y eliminando efectos de amortiguamiento negativo, ocasionados por variaciones de tensión relacionados con cambios de demanda, por la estructura de	- Obligatorio para todos los generadores exceptuando las plantas de generación variable (solar y eólica).	Res. CREG 025 de 1995	- Los generadores no son remunerados por la prestación de este servicio.

 Energía	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Medio Ambiente
		T-GJ-F-01
		11-08-2023

red y/o por perturbaciones severas.

Regulación secundaria de frecuencia con AGC.

Servicio complementario a la Regulación Primaria de Frecuencia, realizado a partir del ajuste automático o manual de la potencia del generador para restablecer el equilibrio carga-generación.

Para la regulación secundaria de frecuencia, se deberá contar con una reserva rodante, que debe estar disponible a 30 sgs de la ocurrencia de un evento de variación de frecuencia fuera de los límites operativos establecidos. El valor del aporte de potencia debe poder sostenerse durante 30 minutos. Servicio por el cual se debe priorizar la inyección de corriente reactiva para que alcance el 90% del delta de cambio esperado en menos de 50 ms, con una tolerancia del 20%, en respuesta a desviaciones de voltaje que superen los límites operativos del voltaje nominal en la planta de generación. Los 50 ms incluyen el tiempo necesario para detectar la falla.

Regulación de frecuencia mediante un control de potencia activa/frecuencia.

Comparable al requerimiento de cumplimiento de la regulación primaria de frecuencia, pero a través del control potencia activa/frecuencia.

Respuesta rápida en frecuencia, para el caso de las plantas eólicas.

Las plantas eólicas conectadas a la STN y STR deben contar con la funcionalidad de respuesta rápida en frecuencia mediante la modulación transitoria de la potencia de salida. (Por debajo de 59.85 Hz, 12%Potencia Nominal/Hz – Tiempo de respuesta de al menos 2 segundos y hasta 6 segundos).

- Obligatorio para todos los generadores (plantas despachadas centralmente).

- Participaran aquellas plantas que cumplan con los requisitos técnicos y pruebas establecidos en el Código de Redes.

- Obligatorio para todas las plantas de generación variable (solar y eólica).

- Obligatorio para todas las plantas de generación variable (solar y eólica).

- Obligatorio para todas las plantas de generación eólica conectadas al STN y STR.

Res. CREG 025 de 1995

Res. CREG 198 de 1997

Res. CREG 064 de 2000

Res. CREG 060 de 2019

Res. CREG 060 de 2019

Res. CREG 060 de 2019

- Servicio que es remunerado a través del Precio de Reconciliación o precio de AGC (depende de la prestación real del servicio y del cumplimiento de este, dentro de bandas establecidas, lo que conlleva a una compensación adicional).

- Los generadores no son remunerados por la prestación de este servicio.

- Los generadores no son remunerados por la prestación de este servicio.

- Los generadores no son remunerados por la prestación de este servicio.

Regulación primaria de frecuencia	Corresponde a la variación automática, mediante el gobernador de velocidad, de la potencia entregada por la unidad de generación como respuesta a cambios de frecuencia en el sistema. Los tiempos característicos de respuesta están entre 0 y 10 segundos. La variación de carga del generador debe ser sostenible al menos durante los siguientes 30 segundos. Todas las plantas y/o unidades de generación despachadas centralmente, deben estar en capacidad de prestar el servicio de Regulación Primaria de Frecuencia, equivalente al 3% de su generación horaria programada	- Obligatorio para todos los generadores. - Para las plantas de generación variable solares y eólicas, el requerimiento de RPF ante eventos de subfrecuencia.	Res. CREG 060 de 2019 Res. CREG 023 de 2001	- Los generadores no son remunerados por la prestación de este servicio, pero si son penalizados por la no prestación real del servicio, cuando se les solicita. - La valorización de la penalización corresponde a 2 veces el Precio de Reconciliación por el porcentaje de Reserva de RPF respecto a la Generación real, en la hora donde se requirió la prestación del servicio.
Arranque en condiciones de colapso el STN (<i>black start</i>)	Servicio que no se encuentra reglamentado formalmente en Colombia	- Servicio que los generadores "pueden" proveer, en caso de que lo requiera el CND	Res. CREG 025 de 1995	- Los generadores no son remunerados por la prestación de este servicio.
Regulación terciaria de frecuencia	Servicio que no se encuentra reglamentado formalmente en Colombia	- Lo prestan los agentes de generación a través de las desviaciones autorizadas, cuando el CND lo requiere	-	- Los generadores no son remunerados por la prestación de este servicio.

Fuente: Res. CREG 025 de 1995, Res. CREG 060 de 2019

En el contexto colombiano, la eficiencia de los SAE se considera un factor determinante para optimizar el uso de los recursos energéticos y garantizar la estabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Los estudios indican que la implementación de SAE puede reducir significativamente las pérdidas técnicas y mejorar la integración de energías renovables variables, como la solar y la eólica. Esto resulta en una mayor confiabilidad de la red y en beneficios económicos a largo plazo, derivados de la reducción de costos asociados al respaldo y la regulación de frecuencia.

Para Colombia, es esencial adoptar una definición amplia e inclusiva que abarque la diversidad tecnológica de los SAE. Esto implica considerar no solo su capacidad de almacenamiento y su rol en el sistema eléctrico, sino también su impacto en la sostenibilidad y la transición energética. Además, la definición debe ser lo suficientemente flexible para adaptarse a futuros avances tecnológicos y permitir una integración efectiva en los marcos regulatorios existentes. Este enfoque garantizará que los SAE puedan desempeñar un papel central en la modernización del sistema eléctrico colombiano, contribuyendo a la estabilidad, eficiencia y sostenibilidad del SIN.

- Transformación del Rol del Usuario Final

Históricamente, el usuario final ha tenido una participación pasiva en el mercado eléctrico, limitado a aceptar las condiciones comerciales ofrecidas por los prestadores de servicio. Sin embargo, con la evolución del mercado hacia un modelo más dinámico, el rol de la demanda adquiere mayor relevancia. Este cambio se ve impulsado por la implementación de mecanismos como la Respuesta de la Demanda (RD), recursos energéticos distribuidos (DERs), microrredes, medición avanzada inteligente, y la figura de los Distribution System Operators (DSOs). En este contexto, los sistemas de almacenamiento (SAE) facilitan una mayor participación del usuario, brindando alternativas para gestionar energía de manera eficiente, acceder a beneficios económicos adicionales y prestar servicios complementarios como energy shifting, peak shaving, y arbitraje de energía.

- **Habilitadores para la Participación de la Demanda**

Agregadores: La figura del agregador permite la integración de recursos energéticos distribuidos, como SAE y RD, maximizando su participación en el mercado mediante servicios auxiliares o arbitraje de energía. Su implementación requiere infraestructura de medición avanzada que respalde la gestión eficiente de estos recursos.

Tarifas de Tiempo de Uso (ToU): Estas tarifas horarias incentivan el uso eficiente de los SAE al reflejar las fluctuaciones de precios de la electricidad. Los usuarios pueden optimizar costos al cargar y descargar sus baterías según señales de precios variables. Países como Italia, España y Francia ya han implementado diferentes modalidades de tarifas ToU.

Esquemas de Facturación Neta: Este esquema permite aprovechar diferencias de precios mediante la compensación de energía consumida e inyectada a la red. Requiere armonización con regulaciones existentes como la Resolución CREG 174 de 2021 sobre créditos de energía.

Gráfica 11 Habilitadores para el uso de almacenamiento en aplicaciones detrás del medidor, BTM



Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN

- Normativa y Experiencia Internacional

En Colombia, los mecanismos actuales de RD, como la Demanda Desconectable Voluntaria (DDV) y programas temporales como “Apagar Paga”, están orientados a garantizar el suministro del servicio, más que a fomentar la participación activa de la demanda. La Resolución MME 40283 de 2022 establece lineamientos para integrar DERs y SAE al mercado, proponiendo la incorporación de tarifas dinámicas, arbitraje de energía y la reglamentación de agregadores.

A nivel internacional, países con estándares avanzados han implementado habilitadores claves como agregadores, tarifas dinámicas y medición avanzada. Estas prácticas son esenciales para que los SAE participen en aplicaciones detrás del medidor (BTM) y complementen la gestión de la demanda.

- Infraestructura de Medición Avanzada (AMI) y Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI)

El despliegue de AMI en Colombia enfrenta desafíos significativos debido a altos costos y limitaciones regulatorias. La meta del MME es alcanzar un 75% de cobertura nacional para 2030, pero este objetivo requiere ajustes en las metas y modelos de remuneración. Además, el desarrollo de la figura del GIDI para gestionar datos e información sobre la demanda es otro habilitador para optimizar la operación del mercado.

Tabla 9 Resumen Res. MME 40283: Lineamientos para la incorporación de DERs en el SIN.

 Energía	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA	 SIG Sistema Integrado de Gestión del Medio Ambiente	T-GJ-F-01	
			11-08-2023	V-1

	Lineamientos para nuevos mecanismos de participación, o actividades	Comportamientos esperados	Disposiciones adicionales
Respuesta de la Demanda (RD)	- La CREG debería reglamentar mecanismos de Respuesta de la Demanda que brinden incentivos por la modificación o desplazamiento de consumo de red.	- Administración transparente de conflictos de interés para la conexión de terceros, que surjan entre ORs y empresas con las que tengan situación de control, por la conexión de DERS.	Estructura tarifaria: <u>Condiciones y/o programas para que los comercializadores ofrezcan tarifas dinámicas, permitiendo el cambio del CU a lo largo del día</u>
<u>Sistemas de Almacenamiento (SAE)</u>	- Estos mecanismos deberán ser diferenciados por tipo de consumidor, particularidades de consumo, estrato, tipo de medidor y características geográficas - <u>La CREG debió establecer reglas que rijan el arbitraje de energía para SAE y Vehículos Eléctricos (VE).</u>	- Los ORs y empresas con las que tengan situación de control que sean propietarias de SAE, Generación Distribuida (GD) y/o sistemas de Autogeneración (AG) conectados a su propia red, aplicarán en sus interacciones con los DERS y los Agregadores, los principios de neutralidad y no discriminación, de acuerdo con lo establecido en la Res. CREG 080 de 2019.	Margen de tiempo para conocer en el CU a lo largo del día con suficiente antelación. Infraestructura de Medición Avanzada:
Recursos Energéticos Distribuidos (DERS) y figura de Agregador de DERS	- Definir procedimientos y reglas aplicables a la inyección de energía a la red de VE. - La CREG debió reglamentar la figura de Agregador de DERS, teniendo en cuenta que esta actividad combina múltiples consumos de la demanda y/o generación de energía, para su participación en cualquier mecanismo de energía <u>(incluidas subastas, como la de CxC, para lo cual, se deben establecer metodologías que permitan calcular ENFICC de los DERS).</u>	- La CREG debió establecer reglas para que las variables de cálculo del cargo por respaldo sean de fácil acceso, y no constituyan una barrera de entrada para los proyectos de AG.	<u>La CREG debió armonizar las medidas correspondientes a la reglamentación de AMI y del Gestor Independiente de Datos e Información (GIDI), de tal manera que el usuario pueda tener las señales de precio que permitan la participación de los DERS en el mercado y la RD.</u>
	- <u>Reglas y requisitos de cada uno de los DERS, teniendo en cuenta su tecnología, capacidad y características de recurso.</u>	- Se establecerían porcentajes máximos de propiedad de DERS por parte de ORs y empresas con las que tengan situación de control.	Remuneración de la Distribución para la incorporación de DERS.
	- <u>Reglas que permitan al usuario escoger un agregador diferente al comercializador que los atiende.</u>		Migrar a un mecanismo de remuneración basado en el desempeño, que valore y reconozca de la misma manera el CAPEX y OPEX de la actividad para:
	- <u>Definir reglas que permitan la participación del Agregador en el MEM, garantizando su competencia en los mecanismos que participe.</u>		- <u>Fomentar estrategias de gestión flexible de la red con la incorporación de DERS para reducir o posponer inversiones.</u>
	- <u>La actividad de Agregador puede ser realizada tanto por Comercializadores como por nuevos agentes que tengan la agregación de DERS como su único fin</u>		- Incentivar a que, en los planes de desarrollo de los OR, se incluyan análisis de B/C por la implementación alternativa de DERS.
			- Propiciar una remuneración que incentive la modernización, automatización, innovación, entre otras, en la gestión de la red mediante la incorporación de DERS. - Agregar métricas de desempeño que permitan evaluar y reconocer las gestiones de los OR en la optimización del funcionamiento de la red de distribución mediante la incorporación de DERS.

Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN

1.1.3.3 Procedimiento de conexión de un Generador/Autogenerador y usuario final al STN, STR y SDL

La Resolución CREG 075 de 2021 establece un procedimiento para la asignación de capacidad de transporte a plantas de generación y usuarios finales, introduciendo mayores exigencias y compromisos para los agentes con asignación de capacidad. Entre las modificaciones más relevantes, se incrementó el valor para la cobertura de la Garantía de Reserva de Capacidad y se implementó un seguimiento riguroso al cumplimiento de hitos de ejecución de proyectos, lo que busca garantizar el avance efectivo de las iniciativas asignadas.

Para las solicitudes de conexión, los proyectos deben realizar estudios eléctricos que determinen la viabilidad técnica de la conexión al sistema. La Circular CREG 047 de 2023 actualizó los criterios para la elaboración de estos estudios, especificando el modelamiento eléctrico requerido (consideraciones de demanda, generación/despacho, y elementos eléctricos relevantes), además de incluir análisis técnicos y económicos como flujos de carga, cortocircuito, estabilidad, disminución de pérdidas y mejora en el precio de bolsa. Asimismo, los estudios deben evaluar las posibilidades de conexión física de los proyectos.

La Resolución UPME 528 de 2021 reconoce que los sistemas que incorporan tecnologías de almacenamiento pueden ser clasificados como proyectos Clase 1, lo que permite aplicar el marco regulatorio mencionado anteriormente. Sin embargo, el procedimiento de estudios de conexión no distingue entre sistemas standalone, híbridos, de generación, autogeneración o usuario final, lo que podría representar una oportunidad de mejora.

Según el estudio, no sería indispensable modificar los requerimientos actuales para las solicitudes de conexión, aunque se considera pertinente que la agenda regulatoria de la CREG, prevista para finalizar en 2025, evalúe posibles ajustes al procedimiento de conexión. Esto incluiría facilitar y agilizar las solicitudes de capacidad para los SAE, independientemente de su ámbito de aplicación. Así como definir criterios técnicos específicos para la conexión de sistemas híbridos con generación o autogeneración, abordando aspectos como la modelación de red y los supuestos de despacho o demanda.

1.1.3.4 Grid-forming en los SAE.

La definición de *grid forming* incluida en el proyecto de decreto es adoptada de la NERC³, como sigue: “Convertidor de potencia conectado al sistema eléctrico, capaz de mantener un fasor de tensión interno que sea constante, o casi constante, entre los regímenes sub-transitorio y transitorio”. Ampliando el concepto de *grid forming*, este se puede definir como la capacidad que tienen elementos generadores/almacenadores para entregar energía estableciendo parámetros definidos de tensión, frecuencia y potencia. Estos convertidores se sincronizan con otros generadores en la red eléctrica, e igualmente pueden operar autónomamente. Este es un concepto que aplica a los generadores

tradicionales que han tenido la capacidad de establecer los parámetros que forman la red, es decir tensión y frecuencia, así como aportar las corrientes de corto circuito requeridas en caso de falla y recuperar una red eléctrica después de un apagón.

El concepto de *grid forming* ha retomado importancia en los últimos años por cuenta del aumento de la penetración de FERNC, requiriendo que los sistemas de generación/almacenamientos basados en inversores (IBR) pasen de seguir la red, a soportarla y posteriormente a formarla.

Esta dinámica de las necesidades que deben suplir los IBR se puede resumir de la siguiente forma:

- 1 Grid adaptation – grid following -10 % a 30 % de penetración de renovable
- 2 Cumplir los requisitos del operador.
- 3 Grid support -40 % a 60 % de penetración de renovable
- 4 Proveer soluciones por encima de los requisitos del operador.
- 5 Soluciones incluyen respuesta rápida de frecuencia, reserva primaria y secundaria de frecuencia, rápidas corrientes de falla, control de tensión.
- 6 Grid forming – 50 % o mayor

- 7 Estabilizar oscilaciones.
- 8 Operación autónoma.
- 9 Incluye arranque autónomo e inercia.

Es importante resaltar que estos rangos de porcentaje de penetración de FERNC son indicativos, no es necesario esperar a que una red tenga una penetración de 50 % para solicitarle capacidad de *grid forming* a los IBR.

Según la NERC, *grid forming* está comercialmente disponible, ha sido probada en aplicaciones reales de campo tanto para plantas híbridas con BESS, así como para plantas en corriente continua con solo generación solar/eólica y BESS. NERC recomienda que se desarrollen políticas y/o incentivos en el mercado para la adopción de *grid forming* así como también se desarrollen los estudios adecuados para definir sus requisitos técnicos.

Algunos fabricantes de IBR y proveedores de sistemas de control con capacidad de *grid forming* reconocen retos principalmente en los algoritmos de respuesta y control como por ejemplo inyectar una sobrecorriente al sistema para intentar mantener la tensión ante una falla, un control inadecuado puede activar las protecciones, desconectando los componentes y apagando el sistema. De la misma forma, sin un control apropiado, una limitación de la corriente puede disminuir la capacidad de regular la tensión y la frecuencia. Por otra parte, aunque muchas veces los sistemas con IBR pueden iniciar operación partiendo de un arranque autónomo, al definir los valores de tensión y frecuencia, surge un problema cuando varios IBR se conectan entre sí y las respuestas de cada uno ante las variaciones de la red entran en conflicto. Esta dificultad contrasta con la capacidad de los IBR de recuperarse después de un

apagón total, pues los generadores tradicionales pueden requerir varias horas, o incluso días, mientras que los IBR pueden hacerlo en un tiempo de minutos.

Un ejemplo destacado de la implementación de *grid forming* es la Base de Energía Limpia de Huanghe Hydropower en Qinghai, China. Esta base integra una planta fotovoltaica de 2,2 GW de capacidad con un sistema de almacenamiento de energía de 202,86 MW/202,86 MWh. Los inversores utilizados cuentan con capacidad de *grid forming*, permitiendo estabilizar la red eléctrica en una región con alta penetración de energías renovables. Además, la energía generada se transmite a largas distancias mediante la línea de corriente continua de ultra alta tensión (UHVDC) de Qingyu, que conecta Qinghai con Henan a lo largo de 1.563 km. Este proyecto se destaca por su combinación de tecnologías avanzadas para optimizar la integración de renovables y mejorar la estabilidad del sistema.

Otro ejemplo es el Proyecto Blackhillock en Escocia, que forma parte del programa “Stability Pathfinder” del Operador del Sistema Eléctrico de la Red Nacional del Reino Unido. Esta instalación, actualmente en desarrollo, incorpora un sistema de baterías con una capacidad total de 300 MW / 600 MWh, posicionándose como la más grande de Europa para servicios de estabilidad de red. Además de proporcionar almacenamiento de energía, las baterías emplean inversores con capacidad de *grid forming* para generar una referencia de tensión y frecuencia, actuando como elementos estabilizadores que permiten una mayor integración de energías renovables, como la eólica. Esto facilita la operación en escenarios de alta penetración de renovables, permitiendo manejar fluctuaciones de la red y estabilizar el sistema en tiempo real.

Los costos de implementación de *grid forming* pueden variar ampliamente dependiendo del tamaño del proyecto y la tecnología utilizada. Estudios recientes estiman que los costos están en el rango de \$150 a \$400 USD por kW instalado, considerando la complejidad del sistema y los componentes adicionales necesarios para garantizar la estabilidad de la red. Proyectos como el de Qinghai también demuestran que, aunque la inversión inicial puede ser significativa, los beneficios en términos de integración de energías renovables y mejora de la estabilidad justifican estos costos.

1.1.4 Experiencia Internacional

1.1.4.1 Experiencias internacionales con la integración de SAE a las redes interconectadas.

La experiencia internacional refuerza la importancia de implementar SAE en Colombia. En Estados Unidos, específicamente en California, la instalación de baterías de alta capacidad ha mejorado significativamente la estabilización de la generación solar, reduciendo interrupciones y proporcionando soporte durante picos de demanda. En Australia, el uso de volantes de inercia ha demostrado ser crucial para estabilizar la red de sistemas aislados en regiones remotas. Por su parte, Alemania ha promovido activamente inversiones en SAE distribuidos como parte de su transición energética, logrando ahorros significativos en costos de operación y regulación. Estos casos demuestran los beneficios tangibles de los SAE, desde la optimización económica hasta la mejora de la confiabilidad de las redes eléctricas, y se subraya la necesidad de adoptar estas tecnologías en el SIN de Colombia.

En Europa, los SAE se definen como sistemas que permiten diferir el uso de electricidad generada en un momento previo o convertir energía eléctrica en otra forma que pueda ser almacenada, para luego reconvertirse en electricidad o utilizarse como un vector energético distinto. Esta definición pone énfasis en la capacidad de los SAE para actuar como puente entre la generación y el consumo, permitiendo una gestión más eficiente de los recursos energéticos. En el Reino Unido, la definición coincide parcialmente con la europea, pero su enfoque técnico podría excluir tecnologías térmicas, como el uso de energía solar térmica. Esta limitación refleja la necesidad de adoptar definiciones más inclusivas para evitar barreras al desarrollo e implementación de ciertas tecnologías.

En Estados Unidos, específicamente en el estado de California, los SAE se conceptualizan como recursos no generadores, con capacidad para operar como generador o demanda. Esto resalta la flexibilidad operacional de los SAE, lo que les permite adaptarse a diversas necesidades dentro del sistema eléctrico. Por su parte, Australia adopta una definición que incluye una variedad de tecnologías, como el bombeo hidráulico, baterías y volantes de inercia. Este enfoque integral asegura que todas las tecnologías relevantes puedan beneficiarse de los marcos regulatorios diseñados para promover el almacenamiento de energía.

Los SAE son incluidos en la planificación de generación y transporte, particularmente en combinación con generación renovable. En Europa, estos sistemas afectan las decisiones de planificación de transporte; en Alemania, incluso, los SAE han permitido retrasar o sustituir inversiones en infraestructura de transmisión, evidenciando su valor estratégico.

Tabla 10 Definición de SAE en marcos regulatorios de diferentes países.

País	Descripción y comentarios
Reino Unido	Es un subconjunto distinto de la generación y se define como la energía que fue convertida desde electricidad y se almacena con el propósito de su reconversión futura en electricidad. (Nota del Consultor: Esta definición podría dejar fuera de aplicación los SAE térmicos en los cuales se aprovecha energía térmica como la de sol o de otros procesos industriales)
España	Se entenderá por instalación de almacenamiento eléctrico aquella en la que se difiere el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando ha sido generada, o que realizan la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar para la subsiguiente reconversión en energía eléctrica
Alemania	«almacenamiento de energía»: en el sistema eléctrico, diferir el uso final de electricidad a un momento posterior a cuando fue generada, o la conversión de energía eléctrica en una forma de energía que se pueda almacenar, el almacenamiento de esa energía y la subsiguiente reconversión de dicha energía en energía eléctrica o su uso como otro vector energético
Italia	Almacenar energía eléctrica o energía convertida desde electricidad, para ser utilizada posteriormente, ya sea para autoconsumo o para inyección a la red.

	Francia	Se mantiene la definición de la UE. La actividad consistente en diferir el uso final de una energía, inicialmente producida o convertida, con el fin de devolver esa energía en una forma utilizable, directa o indirectamente
	Estado Unidos - California - CAISO	Recursos que operan como Generación o Demanda. Se pueden despachar a cualquier nivel operativo dentro de su rango de capacidad total, pero también están limitados (MW) para: (1) generar energía (2) reducir el consumo de energía en el caso de respuesta a la demanda (3) consumir energía.
	Estado Unidos - Texas -ERCOT	Proporcionar energía despachable y/o Servicio(s)Auxiliar(es) al Sistema ERCOT. También requiere que los recursos de almacenamiento de energía se registren como recursos de generación y recursos de carga controlable.
	Australia	La definición de almacenamiento abarca distintas tecnologías de almacenamiento eléctrico como bombeo hidráulico, baterías o volantes de inercia.
	Chile	La ley 21505 de 2022 le otorga a esta tecnología el reconocimiento como nuevo actor del mercado, del mismo modo como existen la Generación, la Transmisión, etc. El almacenamiento se entiende como el proceso mediante el cual se captura y guarda energía para su posterior uso, con el fin de mejorar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN

El desarrollo de proyectos de SAE requiere un marco normativo que facilite su planificación, construcción y operación. Esto incluye la creación de mecanismos claros para otorgar licencias, permisos y autorizaciones, así como la incorporación de estándares técnicos que aseguren la calidad y confiabilidad de los proyectos. Adicionalmente, se deben implementar estrategias de financiamiento que involucren tanto a actores públicos como privados, incentivando la inversión en infraestructura de almacenamiento energético.

La integración de los SAE en mercados energéticos requiere una regulación que permita su participación en actividades como la regulación de frecuencia, el arbitraje energético y el respaldo de emergencias. Esto implica la creación de mercados específicos para servicios de almacenamiento, donde los operadores de SAE puedan competir en igualdad de condiciones con otros recursos energéticos. Asimismo, es fundamental establecer reglas claras que garanticen la transparencia y eficiencia en la operación de estos mercados, promoviendo un entorno competitivo y atractivo para los inversores.

La viabilidad económica de los proyectos de SAE depende en gran medida de la existencia de incentivos regulatorios y financieros que permitan recuperar las inversiones realizadas. Esto incluye la implementación de tarifas dinámicas que reflejen los beneficios de los SAE en la estabilidad y eficiencia del sistema eléctrico, así como la creación de mecanismos de subsidio o cofinanciación para proyectos

estratégicos. Además, es esencial garantizar la estabilidad normativa a largo plazo, brindando confianza a los inversionistas y fomentando el desarrollo sostenible de la industria del almacenamiento energético.

Adicionalmente, el marco regulatorio debe contemplar la gestión de riesgos técnicos, económicos y regulatorios asociados a los SAE. Entre ellos se destacan la obsolescencia tecnológica, la dependencia de materiales críticos y la incertidumbre normativa. También se recomienda establecer mecanismos de penalización proporcionales para casos de incumplimiento de parámetros técnicos o de disponibilidad, de manera que se promueva la operación segura y eficiente sin desincentivar la innovación y la inversión.

Tabla 11 Servicios exigidos a nivel mundial

	SERVICIO	CAISO	ALEMANIA	AUSTRALIA	REINO UNIDO
Servicios de energía	Arbitraje	Sí	Sí	Sí	Sí
	Confiabilidad	Resource Adequacy CL			Capacity Market
Servicios auxiliares	Respuesta rápida de frecuencia	Parcial REM*	Parcial (RF)	Mercado competitivo subastas	Mercado competitivo subastas - contratos bilaterales
	Regulación primaria de frecuencia	Obligatorio cumplimiento	Subastas Contratos bilaterales	Obligatorio cumplimiento	Mercado competitivo subastas - contratos bilaterales
	Regulación secundaria de frecuencia	Mercado competitivo	Mercado competitivo - subastas	Mercado competitivo subastas	Mercado competitivo subastas - contratos bilaterales
	Regulación terciaria de frecuencia	Despacho en tiempo real	Mercado competitivo - subastas mFFR	Mercado competitivo subastas FCAS	Mercado competitivo subastas - contratos bilaterales - STOR
	Black start	Gestiona TO Contratos Tarifa regulada recursos con	Gestiona TSO Contratos Tarifa regulada recursos con	Gestiona TSO - Contratos - Tarifa regulada - recursos con capacidad técnica	Gestiona TSO - Contratos - Tarifa regulada - recursos con capacidad técnica

			capacidad técnica	capacidad técnica			
		Aporte de corto circuito e inercia	Obligatorio cumplimiento	Obligatorio cumplimiento	Obligatorio cumplimiento	Obligatorio cumplimiento	
Servicios de infraestructura de red	Alivio de congestión de la red de transmisión	Ingreso regulado - Metodología tarifaria basada en <i>revenue cap</i> y adjudicación en convocatoria pública	Ingreso regulado - Metodología tarifaria basada en <i>revenue cap</i>	Ingreso regulado - Metodología tarifaria basada en <i>revenue cap</i>	Metodología de remuneración RIIO (<i>Revenue=Incentives+Innovation+Outputs</i>); 8 años de planeación		
	Soporte de voltaje	De obligatorio cumplimiento	Gestión directa con el TSO - no existe un mercado específico para este servicio	Remuneración del soporte de tensión en servicios contratados, y a través de la tarifa regulada.	Remuneración del soporte de tensión en servicios contratados.		
	Gestión de la suficiencia de la infraestructura	Ingreso regulado	El ingreso adicional por el cual puede participar el agente se considera eficiencia en su gestión (ingreso adicional)	Ingreso regulado	Modelo <i>Output Based</i> , define indicadores para incentivar el desarrollo de infraestructura en pro del cumplimiento de dichos indicadores.		
Gestión de la demanda	Arbitraje	No hay regulación específica para el arbitraje; transacciones en el	No hay regulación específica para el arbitraje; transacciones en el	No hay regulación específica para el arbitraje; transacciones en el mercado mayorista	No hay regulación específica para el arbitraje; transacciones en el mercado mayorista		

			mercado mayorista	mercado mayorista		
		Participación en el mercado de servicios complementarios	A través de agregadores (almacenamientos Virtual Power Lines y Virtual Power Plants)	A través de agregadores (almacenamientos Virtual Power Lines y Virtual Power Plants)	A través de agregadores (almacenamientos Virtual Power Lines y Virtual Power Plants)	A través de agregadores (almacenamientos Virtual Power Lines y Virtual Power Plants)

Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN

Tabla 12 Servicios, remuneración y requisitos para SAE a nivel internacional.

Servicio		ERCOT EUA	CAISO EUA	Australia	España	Reino Unido	Alemania
Servicios de energía	Arbitraje	Precios nodales.	Precios nodales.	Principal línea de ingresos	Poco desarrollo	Se paga arbitraje y capacidad No hay subsidios ni contratos	Se paga arbitraje, hay alta variabilidad de precios
	Cargo por confiabilidad	SAE puede disminuir capacidad para mantener duración		Se remunera en el caso de tener disponibilidad para atender picos de carga			
Servicios auxiliares	Regulación primaria de frecuencia	RPF remunerada para SAE	Principal fuente de ingresos para SAE	RPF remunerada para SAE	No se remunera	RPF remunerada para SAE No hay subsidios ni contratos	RPF remunerada para SAE
	Black start	Se realiza a través de un mercado. Debe responder ante un requisito del OR					
	Aporte de corto circuito e inercia	Se requiere redefinir por NERC para que SAE pueda participar					
Servicios de infraestructura de red	Alivio de congestión de la red de transmisión	No hay remuneración de Capacidad Se están revisando las necesidades de la red	Precios nodales equivalentes a rentas por congestión	SAE instalada con capacidad adicional, retrasa inversiones de transmisión	La planificación no contiene explícitamente a los SAE		Precios nodales por congestión remuneran el almacenamiento
	Soporte de voltaje		No hay ingresos específicos	Soporte local. Absorción o inyección de potencia reactiva	Proyectos piloto en curso.	Remunerado para SAE. No hay subsidios ni contratos	No se remunera
	Gestión de la suficiencia de la infraestructura			SAE instalada con capacidad adicional, retrasa inversiones de transmisión			Congestiones de la red comunes. SAE ayuda mitigar inversiones de la red
Gestión de la demanda	Arbitraje			Se permite normativamente, no hay incentivos			No hay ingresos para mercados

	Participación en el mercado de servicios complementarios	Reglas de mercado que permiten SAE participar				locales por SAE Sin embargo, los usuarios de la red combinan SAE con sistemas FV por la baja tarifa de inyección a la red
	Servicio	FERC EUA (FERC, 2018) (FERC, 2018)				
Servicios de energía	Arbitraje	FERC define que los operadores de red deben establecer las reglas de mercado para que un SAE se le permita proveer la capacidad, energía y servicios auxiliares que es técnicamente capaz SAE puede disminuir capacidad para mantener duración	SAE requiere tarifas de despacho y de mercado mayorista. Debe estar disponible para despacho			
	Cargo por confiabilidad		Existen pagos compensatorios por ser despachados al no poder participar en mercado mayorista SAE administran su SoC El OR debe tener medidores en todos los SAE			
Servicios auxiliares	Regulación primaria de frecuencia		Se realiza a través de un mercado			
	Regulación secundaria de frecuencia		Servicios auxiliares no estén ligados a un cronograma			
	Regulación terciaria de frecuencia		Se realiza a través de un mercado SAE administran su SoC. Debe poder reaccionar ante un requisito del OR			
	Black start					
Servicios de infraestructura de red	Aporte de corto circuito e inercia					
	Alivio de congestión de la red de transmisión					
	Soporte de voltaje					
	Gestión de la suficiencia de la infraestructura					
Gestión de la demanda	Arbitraje		En casos BTM, el OR puede requerir otros métodos de medición			
	Participación en el mercado de servicios complementarios					

Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN

1.2 Aspectos económicos

1.2.1. LCOE de los SAE.

El estudio del PNNL mapea los costos nivelados de energía. La información presentada en su página web muestra cifras para el 2023. Las cifras que se muestran en la Tabla 13 incluyen el costo de la energía, el cual es estimado por PNNL en 0.03 \$/kWh.

Tabla 13 LCOE por tipo de SAE.

LCOS 2023 (\$/kWh) Iuan								
1 MW	Horas	2	4	6	8	10	24	100
	Plomo Ácido	0.29	0.26	0.25	0.25	0.25	0.38	1.38
	Ion de Litio LFP	0.23	0.21	0.21	0.20	0.20	0.36	1.24
	Ion de Litio NMC	0.29	0.27	0.27	0.27	0.27	0.44	1.46
	Flujo redox de Vanadio	0.43	0.31	0.27	0.24	0.24	0.44	1.55
	Zinc	0.69	0.31	0.22	0.20	0.22	0.41	1.41

	10 MW	CAES (Aire Comprimido)							
		Gravitacional							
		Hidrógeno							
		PSH (Bombeo Hidroeléctrico)							
		Térmico							
		Plomo Ácido	0.27	0.30	0.29	0.29	0.29	0.40	1.27
		Ion de Litio LFP	0.21	0.19	0.19	0.19	0.18	0.33	1.12
		Ion de Litio NMC	0.27	0.25	0.25	0.24	0.24	0.41	1.33
		Flujo redox de Vanadio	0.38	0.28	0.25	0.22	0.22	0.40	1.42
		Zinc	0.49	0.25	0.21	0.21	0.21	0.40	1.56
	100 MW	CAES (Aire Comprimido)							
		Gravitacional							
		Hidrógeno							
		PSH (Bombeo Hidroeléctrico)							
		Térmico							
		Plomo Ácido	0.25	0.28	0.28	0.27	0.28	0.38	1.21
		Ion de Litio LFP	0.20	0.18	0.18	0.18	0.17	0.31	1.04
		Ion de Litio NMC	0.25	0.24	0.23	0.23	0.23	0.38	1.25
		Flujo redox de Vanadio	0.35	0.26	0.23	0.20	0.21	0.37	1.28
		Zinc							
		CAES (Aire Comprimido)		0.14			0.10	0.10	0.11
		Gravitacional	0.39	0.26	0.21	0.17	0.17	0.24	0.57
		Hidrógeno					0.35	0.35	0.38
		PSH (Bombeo Hidroeléctrico)		0.24			0.12	0.12	0.13
		Térmico		0.27	0.21	0.17	0.17	0.23	0.41

Fuente: (PNNL, 2022)

En términos de costos, las baterías de ion-litio (BESS) han mostrado reducciones significativas año tras año, impulsadas por su mayor madurez tecnológica y eficiencia en los procesos de producción. Se prevé que esta tendencia continúe en el corto y mediano plazo; sin embargo, persisten riesgos asociados a la disponibilidad y volatilidad del suministro de litio, lo que podría afectar su sostenibilidad económica. Por su parte, otras tecnologías de almacenamiento, como el hidrógeno, presentan actualmente costos elevados y un nivel de desarrollo aún incipiente, especialmente en aplicaciones de pequeña escala, lo que restringe su implementación generalizada en el corto plazo.

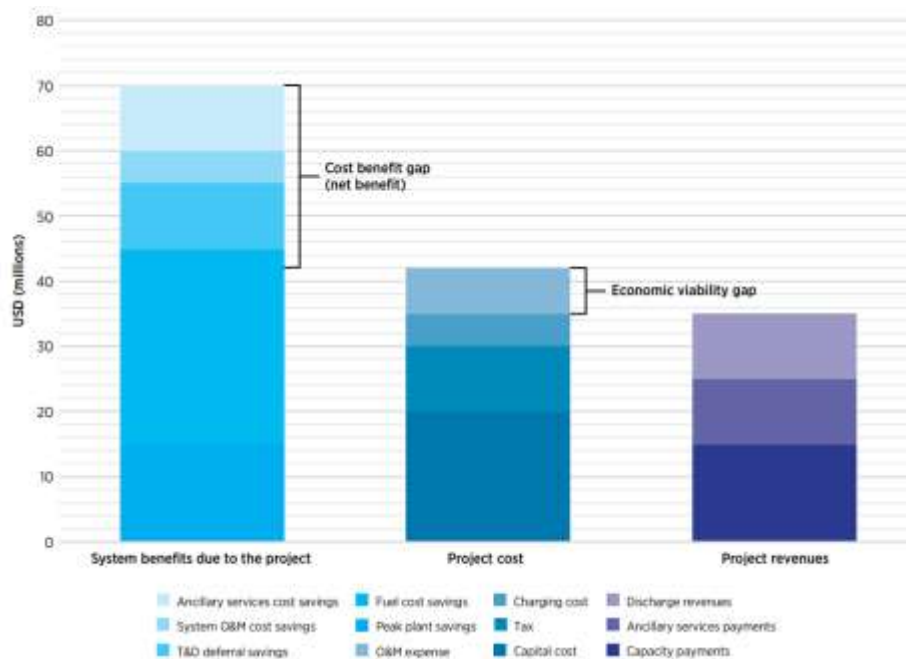
En el mediano plazo, se debería buscar la puesta en marcha de mercados ya recomendados y buscados en la modernización del mercado (CREG 143 de 2021), especialmente de los de servicios de regulación

de frecuencia donde los SAE tienen gran capacidad y competitividad técnica. Es recomendable una nueva revisión de la necesidad del SIN de servicios remunerados con mercados de largo plazo, como el de black start.

En el largo plazo se deberá evaluar en su momento el beneficio/costo de la implementación de SAE a nivel sistémico, determinar costos e ingresos que pudiera obtener el SAE en su momento y en ese sentido determinar si se deben inaugurar nuevos mercados que ayuden a la financiación de los proyectos y vayan acorde a las necesidades del sistema o si los incentivos tributarios que ayuden a reducir el costo del CAPEX incentivan la instalación de la solución y el SIN obtiene los mayores beneficios estimados respecto al costo de la instalación.

En otras palabras, será importante evaluar la pertinencia de los servicios a promover desde una visión sistémica que tenga en cuenta los beneficios y costos del almacenamiento, los costos de estos, los beneficios que pudiera recibir bajo la reglamentación actual y en ese sentido determinar si hay un gap económico que deba ser solucionado en pro del sistema y lograr los beneficios que se esperan de los SAE.

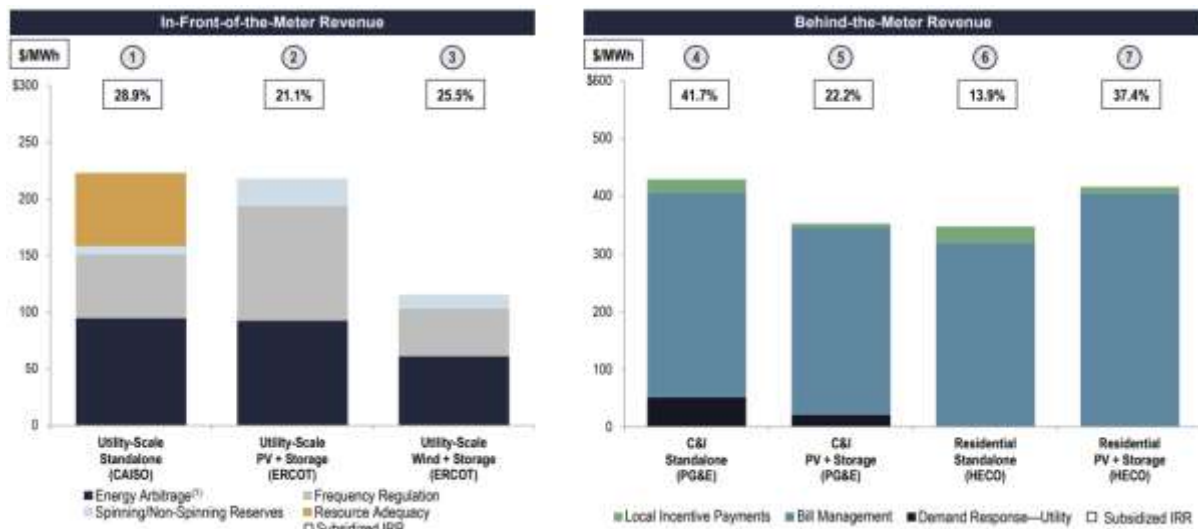
Gráfica 12 GAP para la viabilidad económica identificado en el análisis de factibilidad de un proyecto.



Fuente: IRENA. Electricity Storage Valuation Framework.

Es de notar que difícilmente se remunerará la inversión en los SAE con la participación en un único servicio. Lazard, en su último análisis del Costo Nivelado de Energía, muestra por ejemplo que el arbitraje de energía, la regulación de frecuencia, la reserva rodante y no rodante, son servicios comúnmente remunerados para proyectos de almacenamiento con o sin solar FV y proyectos eólicos.

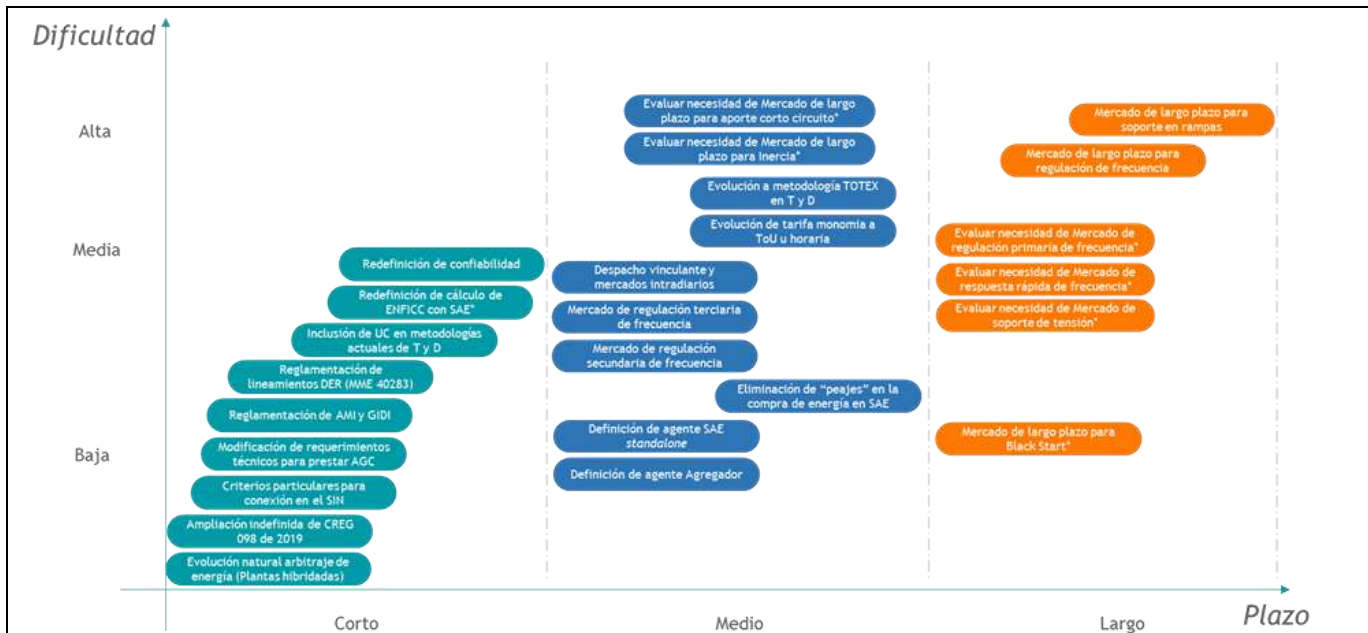
Gráfica 13 Comparación de ingresos por la prestación de diferentes servicios para sistemas de almacenamiento in-front-of-the-meter y BTM.



Fuente: Levelized Cost of Energy+. Lazard, 2024

En este sentido, el objetivo es eliminar las barreras que limitan la participación de los SAE en los distintos servicios del sistema eléctrico, permitiendo su incorporación en todos aquellos donde puedan aportar valor. En una segunda etapa, se busca abrir la prestación de nuevos servicios ya identificados como necesarios para el sistema, de manera que los SAE puedan competir libremente en su provisión. Finalmente, mediante un análisis sistémico, se deberá identificar la posible existencia de un problema de *missing money* y definir mecanismos para mitigarlo, ya sea a través de ingresos estables de largo plazo o de incentivos tributarios que garanticen la disponibilidad de estos activos para los servicios requeridos en el futuro, contribuyendo así a incrementar la eficiencia y los beneficios operativos del SIN.

Gráfica 14 Clasificación de recomendaciones de política pública según dificultad y plazo recomendado de ejecución

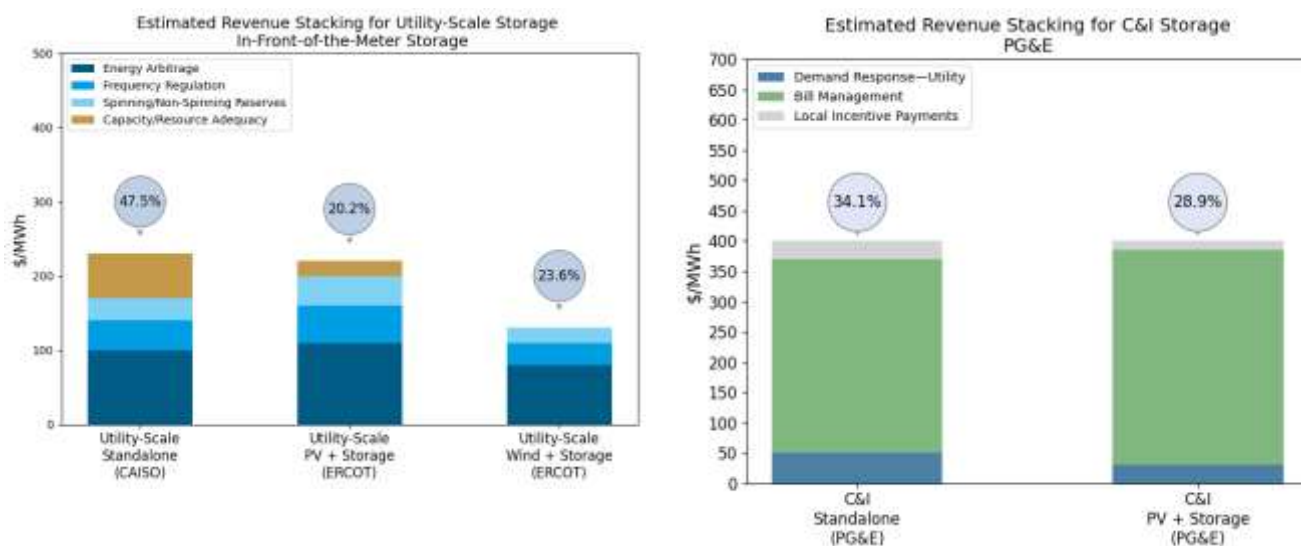


Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN

En el caso del operador de California, USA, CAISO, se agrega una remuneración por capacidad, que puede llegar a ser hasta la mitad de los servicios mencionados anteriormente. Sin embargo, el despliegue de estos proyectos tuvo un subsidio gubernamental del 47.5% para CAISO, 20.2% para ERCOT con proyectos solares FV con almacenamiento, y del 23.6% para proyectos eólicos con almacenamiento. Finalmente, La Gráfica 15 presenta el desempeño económico de proyectos detrás del medidor, siendo el manejo de facturas el servicio más remunerado, seguido por respuesta de la demanda, e incentivos locales. De estos datos se concluye que, si bien la remuneración por apilamiento de servicios es un camino para viabilizar financieramente el despliegue de proyectos con almacenamiento, y la remuneración por capacidad puede representar una componente importante para

los inversionistas, subsidios gubernamentales fueron necesarios para incentivar el despliegue de estos sistemas (Lazard, 2025).

Gráfica 15 Comparación de ingresos por la prestación de diferentes servicios para sistemas de almacenamiento in-front-of-the-meter



Fuente: Levelized Cost of Energy+. Lazard

1.2.2. Costos totales instalados de almacenamiento

En el marco del “Energy Storage Grand Challenge” (PNNL, 2022), el laboratorio norteamericano incluye en su reporte técnico de evaluación de costos y desempeño para los sistemas de almacenamiento, una desagregación de los costos que se incluyen en dichos sistemas, los cuales se toman como referencia para la elaboración de esta sección. En total, se hace una desagregación de costos en tres (3) categorías: CAPEX, OPEX y Desmantelamiento. Además, se hace un mapeo de las métricas de desempeño.

- **CAPEX**

Para los costos de capital se hace una subcategorización que contempla los costos de los equipos de almacenamiento propiamente, los costos del sistema de almacenamiento, y los costos del sistema de almacenamiento instalado, como se muestra en la Gráfica 16. Con esta clasificación se busca dar granularidad práctica a los costos de los Sistemas de Almacenamiento de Energía.

Gráfica 16 Costos de capital del SAE.

Precio de capital del SAE instalado



Fuente: (PNNL, 2022)

- OPEX

Dentro de los costos de Operación y mantenimiento se consideran los costos fijos de O&M, las pérdidas de RTE (eficiencia de ciclo completo), las garantías de desempeño y los seguros. En la Gráfica 17 se muestra un esquemático de los costos de O&M.

Gráfica 17 Costos operativos del SAE.

Costos Operativos



Fuente: PNNL (PNNL, 2022)

- Costos de desmantelamiento

Hace referencia a los costos que tiene la desconexión, desmontaje, remoción y disposición final de los equipos una vez finaliza la vida útil del proyecto, como se muestra en la Gráfica 18.

Gráfica 18 Costos de desmantelamiento del SAE.

Costos de Desmantelamiento



Fuente (PNNL, 2022)

- Métricas de desempeño

Estas métricas incluyen la duración, la eficiencia de ciclo completo RTE, la profundidad de la descarga DoD, el número de ciclos, la vida útil, el número de ciclos y la vida calendario, como se muestra en el esquema de la Gráfica 19.

Gráfica 19 Métricas de desempeño del SAE.

Métricas de desempeño



Fuente: (PNNL, 2022)

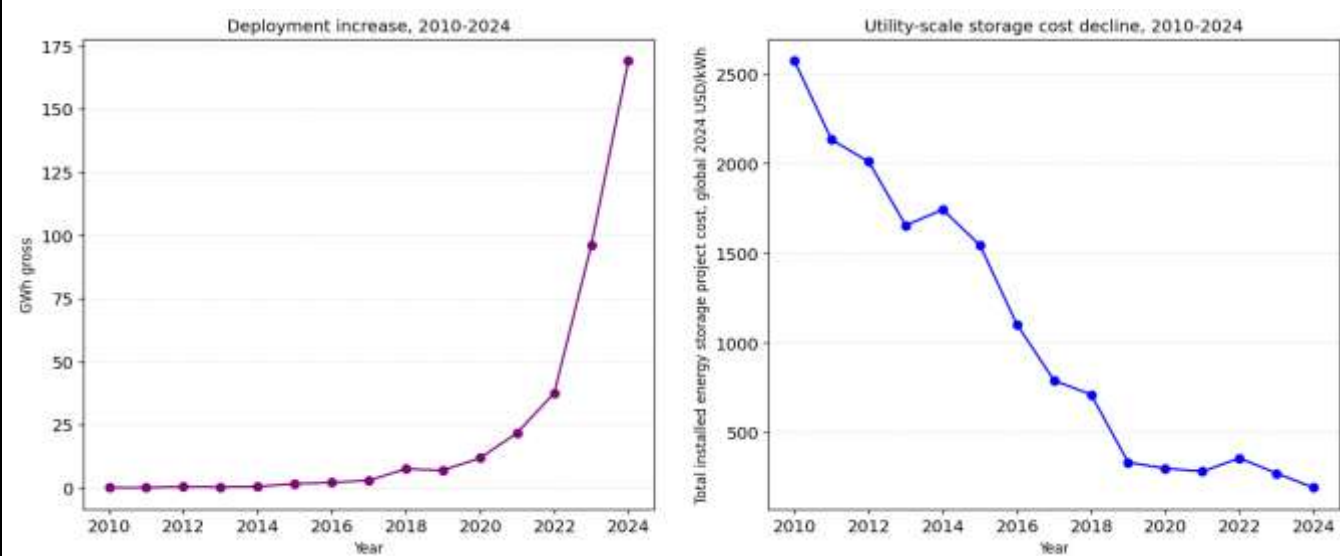
1.2.2. Costos totales de los Sistemas de Almacenamiento desagregados para cada tecnología

El *Pacific Northwest Laboratory* presenta, en su reporte de 2022 (PNNL, 2022), las cifras correspondientes al costo total de almacenamiento para cada una de las tecnologías listadas, tanto para el año 2021, como para el 2030.

Los costos de los sistemas de almacenamiento de energía (SAE) han disminuido significativamente en los últimos años. Según IRENA, el costo promedio mundial de los proyectos de almacenamiento con baterías se redujo en un 89%, pasando de 2511 \$/kWh a 273 \$/kWh. Esta tendencia se atribuye a la fabricación a gran escala, mejoras en la eficiencia de los materiales y avances en los procesos de producción. En particular, los sistemas de baterías de iones de litio han experimentado reducciones del 82%, gracias a la expansión de su fabricación.

La evolución de los costos y la capacidad instalada a nivel global demuestran una correlación directa entre la disminución de precios y el aumento en la adopción de estas tecnologías. A partir de 2019, los costos comienzan a estabilizarse, marcando un punto de madurez tecnológica que las posiciona como soluciones financieramente viables para sistemas de potencia. Alemania, como líder europeo en almacenamiento detrás del medidor, se destaca con una capacidad instalada de 5.6 GWh y costos competitivos.

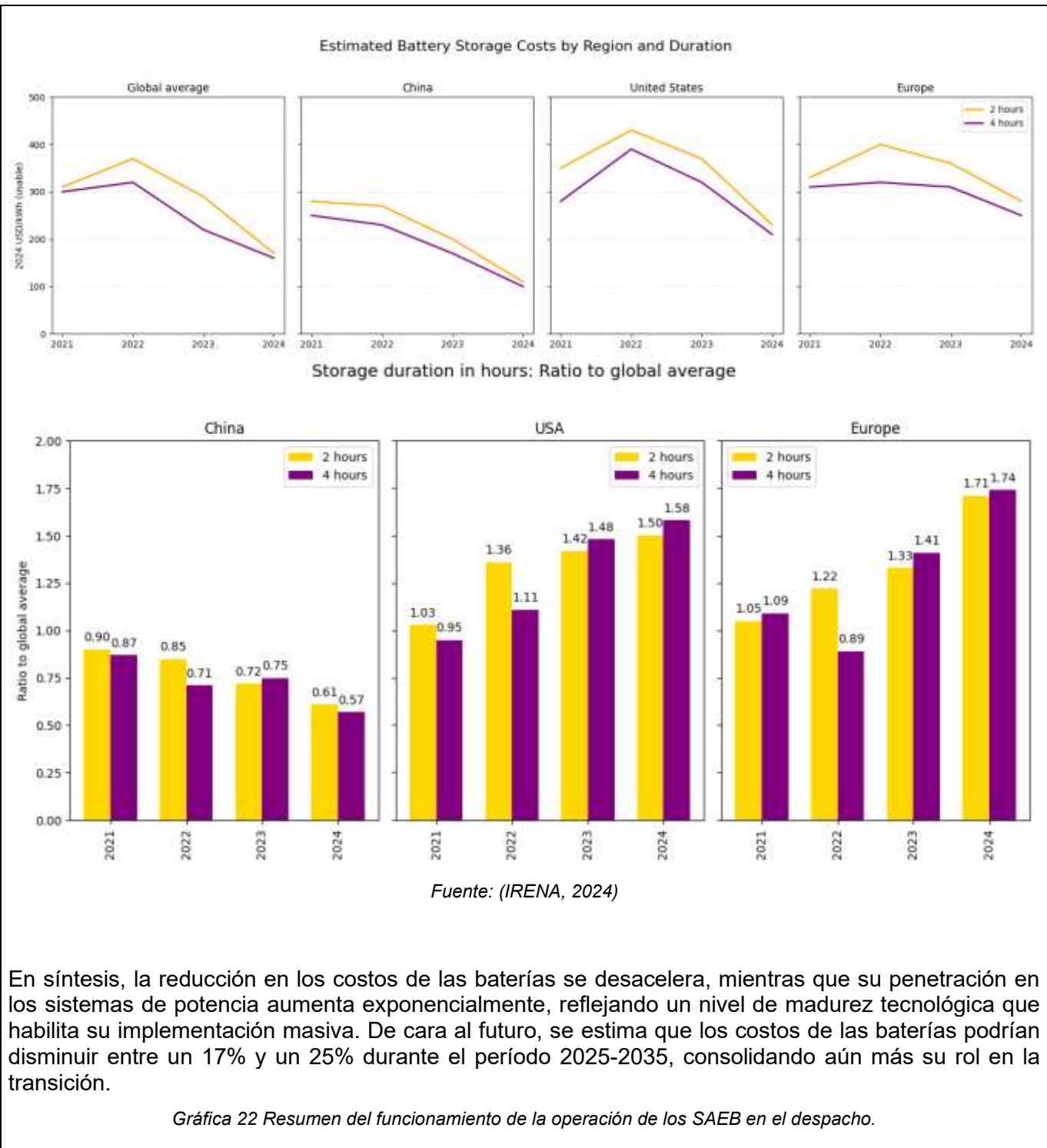
Gráfica 20 Evolución de los costos y penetración de los sistemas de baterías.



Fuente: (IRENA, 2024)

China presenta los costos más bajos, oscilando entre 100 \$USD/kWh y 120 \$USD/kWh, gracias a su robusta cadena de suministro y capacidad de producción masiva. En contraste, Estados Unidos reporta costos más altos, entre 200 \$USD/kWh y 220 \$USD/kWh, reflejando su dependencia de materiales importados y su mercado menos competitivo. Durante 2022, se observó un aumento en los costos debido a disrupciones en la cadena de suministro y la volatilidad en los precios de materias primas, aunque China logró mantener su competitividad.

Gráfica 21 Costos de los sistemas de almacenamiento por regiones.





Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN

En resumen, la expedición de este decreto se justifica por la necesidad de un marco regulatorio robusto y explícito que permita la integración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía, aprovechando sus beneficios económicos y ambientales, y superando los desafíos regulatorios y operativos actuales, todo en consonancia con los compromisos de Colombia en la Transición Energética Justa.

1.2.2.1. Evolución de los costos totales de los SAE

El National Renewable Energy Laboratory (NREL) realiza una actualización anual de la línea base para los costos de los sistemas de almacenamiento con baterías, estudio dentro del cual hace una clasificación de tres categorías: proyectos a gran escala, proyectos comerciales y proyectos residenciales (NREL, 2024).

Proyectos a Gran Escala

Para los proyectos a gran escala, NREL analiza sistemas de ion-litio con duraciones de 2, 4, 6, 8 y 10 horas, considerando tres escenarios: conservador, moderado y avanzado. Estos escenarios proyectan reducciones en los costos debido a la optimización en la producción y avances en investigación y desarrollo.

Por ejemplo, para un sistema de 4 horas y capacidad de 60 MW, se estima una disminución en CAPEX del 18% (escenario conservador), 37% (moderado) y 52% (avanzado) entre 2022 y 2035. La tasa anual de reducción promedio oscila entre 1.4% y 4%. Aunque estas cifras reflejan incertidumbre, subrayan la necesidad de incentivos dinámicos adaptados al momento de inversión. En general, las reducciones esperadas para 2025-2035 oscilan entre el 17% y el 25%, aumentando con la duración de la batería.

Tabla 14 Evolución de los costos de almacenamiento para sistemas de baterías.

	2 Horas			
	2024	2025	2030	2035
CAPEX (\$/kW)	1200.70	1068.90	941.98	884.34
OPEX (\$/kW-año)	26.46	23.28	20.22	18.83
OCC (\$/kW)	1058.40	931.22	808.77	753.17

4 Horas				
CAPEX (\$/kW)	1938.20	1711.40	1451.32	1347.40
OPEX (\$/kW-año)	44.25	38.78	32.50	30.00
OCC (\$/kW)	1769.88	1551.07	1300.15	1199.90
6 Horas				
CAPEX (\$/kW)	2675.71	2353.91	1960.66	1810.45
OPEX (\$/kW-año)	62.04	54.27	44.79	41.17
OCC (\$/kW)	2481.38	2170.93	1791.54	1646.63
8 Horas				
CAPEX (\$/kW)	3413.22	2996.42	2470.00	2273.50
OPEX (\$/kW-año)	79.82	69.77	57.07	52.33
OCC (\$/kW)	3192.89	2790.78	2282.92	2093.35
10 Horas				
CAPEX (\$/kW)	4150.72	3638.92	2979.34	2736.55
OPEX (\$/kW-año)	97.61	85.27	69.36	63.50
OCC (\$/kW)	3904.40	3410.64	2774.31	2540.08

Fuente: (NREL, 2024)

Proyectos Comerciales

En proyectos comerciales, los tiempos de duración oscilan entre 1 y 8 horas. Para una batería de 600 kW y 4 horas, las proyecciones de reducción de CAPEX entre 2022 y 2035 son del 17.5% (conservador), 36.5% (moderado) y 52% (avanzado). Como en los proyectos a gran escala, las tasas de reducción anual promedio varían entre 1.4% y 4%. Sin embargo, los costos de capital son más elevados, lo que dificulta la viabilidad económica de estas soluciones. Las reducciones proyectadas para 2025-2035 son similares a las de los proyectos a gran escala, aumentando con la duración de las baterías.

Tabla 15 Reducción esperada de los costos de capital para sistemas comerciales.

	2024	2025	2030	2035	Reducción 2025-2035
1 H	1201	1069	942	884	17%
2 H	969	856	726	674	21%
4 H	669	588	490	453	23%
6 H	569	499	412	379	24%
8 H	519	455	372	342	25%

Fuente: (NREL, 2024)

Proyectos Residenciales

Los sistemas residenciales, representados por baterías de 5 kW/12.5 kWh, enfrentan costos más altos y reducciones más limitadas. Entre 2022 y 2035, los escenarios plantean reducciones en CAPEX del 17% (conservador), 30% (moderado) y 52% (avanzado). Las tasas de reducción anual promedio son comparables a las de otras categorías. A pesar de ello, la viabilidad económica de estos sistemas es limitada debido a sus elevados costos y menores reducciones proyectadas. Para el horizonte 2025-

2035, las reducciones esperadas son del 18% para sistemas de 2.5 horas y 19% para sistemas de 4 horas.

Tabla 16 Reducción esperada de los costos del capital para sistemas residenciales.

	2024	2025	2030	2035	Reducción 2025-2035
2.5 H	1437	1364	1190	1116	18%
4 H	1100	1036	892	836	19%

Fuente: (NREL, 2024)

En conclusión, mientras que los sistemas a gran escala y comerciales presentan proyecciones prometedoras, los sistemas residenciales enfrentan mayores desafíos para su masificación, especialmente en mercados como el colombiano, donde los costos iniciales deben ser asumidos por los usuarios.

1.2.2.2. Evolución de los costos de almacenamiento - LCOS presente y prospectivo

El estudio del PNNL mapea los costos nivelados de energía. La información presentada en su página web muestra cifras para el 2023. Las cifras que se muestran incluyen el costo de la energía, el cual es estimado por PNNL en 0.03 \$/kWh.

Tabla 17 LCOS 2023.

		LCOS 2023 (\$/kWh)							
	Horas	2	4	6	8	10	24	100	
1 MW	Plomo Ácido	0.29	0.26	0.25	0.25	0.25	0.38	1.38	
	Ion de Litio LFP	0.23	0.21	0.21	0.20	0.20	0.36	1.24	
	Ion de Litio NMC	0.29	0.27	0.27	0.27	0.27	0.44	1.46	
	Flujo redox de Vanadio	0.43	0.31	0.27	0.24	0.24	0.44	1.55	
	Zinc	0.69	0.31	0.22	0.20	0.22	0.41	1.41	
	CAES (Aire Comprimido)								
	Gravitacional								
	Hidrógeno								
	PSH (Bombeo Hidroeléctrico)								
	Térmico								
10 MW	Plomo Ácido	0.27	0.30	0.29	0.29	0.29	0.40	1.27	
	Ion de Litio LFP	0.21	0.19	0.19	0.19	0.18	0.33	1.12	
	Ion de Litio NMC	0.27	0.25	0.25	0.24	0.24	0.41	1.33	
	Flujo redox de Vanadio	0.38	0.28	0.25	0.22	0.22	0.40	1.42	
	Zinc	0.49	0.25	0.21	0.21	0.21	0.40	1.56	
	CAES (Aire Comprimido)								
	Gravitacional								
	Hidrógeno								

100 MW	PSH (Bombeo Hidroeléctrico)							
	Térmico							
	Plomo Ácido	0.25	0.28	0.28	0.27	0.28	0.38	1.21
	Ion de Litio LFP	0.20	0.18	0.18	0.18	0.17	0.31	1.04
	Ion de Litio NMC	0.25	0.24	0.23	0.23	0.23	0.38	1.25
	Flujo redox de Vanadio	0.35	0.26	0.23	0.20	0.21	0.37	1.28
	Zinc							
	CAES (Aire Comprimido)		0.14			0.10	0.10	0.11
	Gravitacional	0.39	0.26	0.21	0.17	0.17	0.24	0.57
	Hidrógeno					0.35	0.35	0.38
	PSH (Bombeo Hidroeléctrico)		0.24			0.12	0.12	0.13
	Térmico		0.27	0.21	0.17	0.18	0.23	0.41

Fuente: (PNNL, 2022)

En términos prospectivos, se presentan cifras a 2030. La metodología para realizar esta proyección tiene en cuenta las tasas de aprendizaje y el porcentaje de declinación constante del costo. La tasa de aprendizaje contempla dos variables: la demanda futura y la tasa de aprendizaje correcta. El análisis histórico de tecnologías energéticas maduras puede utilizarse para informar mejor la tasa esperada de reducción de costos a medida que aumenta la capacidad de fabricación. Por ejemplo, la energía fotovoltaica y las turbinas eólicas tienen la curva de tasa de aprendizaje del 20% para implementaciones de hasta 800 MW y 2,000 MW, respectivamente. Sin embargo, durante las primeras etapas de implementación, estas tecnologías muestran una tasa de aprendizaje más baja debido a la pendiente más suave de la caída de costos frente a la implementación, la cual puede ser incluso menor al 10% para la tecnología fotovoltaica. De acuerdo con PNNL, la tasa de aprendizaje para la reducción de costos es relativamente plana inicialmente, seguida de una curva empinada correspondiente a la tasa de aprendizaje del 20% al alcanzar un umbral mínimo de implementación que permita beneficiarse de la escala, y luego una tasa de aprendizaje más baja a medida que las implementaciones aumentan aún más. El detalle de la metodología y las tasas de aprendizaje para cada tecnología pueden ser consultados en el reporte de evaluación de costos y desempeño.

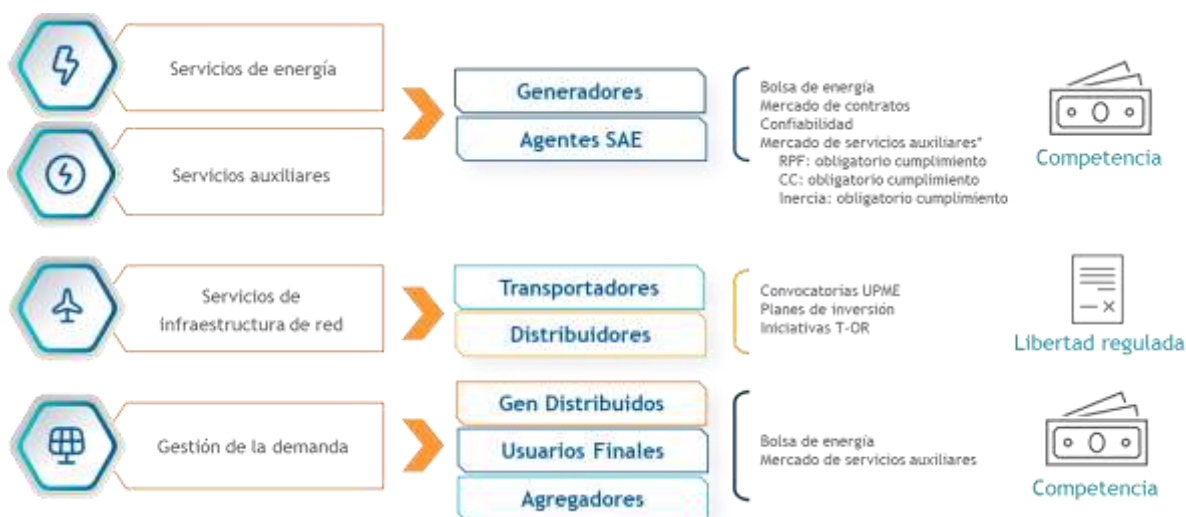
1.2.2.2. Evolución de los costos de almacenamiento - LCOS presente y prospectivo Modelo de negocio

El modelo de negocio más adecuado para los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en Colombia debe estructurarse para maximizar la prestación de servicios al Sistema Interconectado Nacional (SIN) desde los puntos de vista técnico, operativo y económico-financiero. Este análisis incluye la conveniencia de crear una nueva actividad exclusiva para los SAE en el SIN o, alternativamente, integrarlos a las actividades actuales de generación, transmisión y distribución.

En el marco normativo analizado, las actividades en el SIN se dividen en dos grandes categorías: actividades reguladas y actividades en competencia. Las actividades reguladas, como transmisión y distribución, operan bajo esquemas de libertad regulada, donde la competencia y eficiencia se garantizan previamente, por ejemplo, mediante convocatorias públicas. Por otro lado, las actividades

en competencia, como generación y comercialización para el mercado no regulado, dependen de la eficiencia de los mecanismos competitivos y la interacción de los agentes en el mercado.

Gráfica 23 Modelo de negocio para los usos de las baterías en el SIN



Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN

La elección del modelo de negocio depende significativamente de la naturaleza del servicio que ofrecen los SAE. Para actividades de carácter monopólico, como transmisión, los esquemas de tarifa regulada resultan más eficientes al ser administrados por un único agente. En contraste, para servicios que pueden ser prestados por múltiples agentes, la competencia puede fomentar la eficiencia en la formación de precios, siempre que el diseño del mecanismo competitivo sea robusto.

En este contexto, el modelo de negocio para los SAE en Colombia se define en función de la actividad específica de la cadena de suministro en la que operen. Los servicios esenciales, como el soporte a la red y el respaldo energético, podrían integrarse bajo actividades reguladas, mientras que otras aplicaciones más dinámicas, como el arbitraje de energía o servicios complementarios, podrían asignarse a agentes en competencia. Este enfoque dual permitirá que los SAE respondan de manera óptima a las necesidades del SIN, maximizando su impacto positivo en términos de estabilidad, eficiencia y sostenibilidad.

Cualquier modelo de negocio debe considerar incentivos dinámicos que se ajusten a las condiciones del mercado y el momento de inversión, asegurando que los esquemas de remuneración promuevan la adopción de estas tecnologías y permitan su integración efectiva al SIN.

- **Servicios de energía**

El arbitraje de energía con sistemas de almacenamiento permite aprovechar las diferencias horarias en los precios de electricidad, cargando en horas de bajo costo y descargando en horas pico. Estos sistemas compiten en el mercado de energía, que opera con un despacho económico basado en subastas horarias, incentivando la eficiencia en la formación de precios. Actualmente, la bolsa de energía en Colombia utiliza un esquema de precios con remuneración uniforme por hora.

El arbitraje puede ser realizado por sistemas hibridados, operados por agentes generadores, o por sistemas standalone, para los cuales se sugiere crear un nuevo agente independiente que optimice la operación de estos sistemas. Este agente podría además ofrecer otros servicios, fomentando la competencia y atrayendo nueva inversión. Sin embargo, análisis realizados con datos históricos muestran que, bajo los costos actuales de almacenamiento, el arbitraje no es financieramente viable en el contexto colombiano.

Para servicios de confiabilidad de largo plazo, como el Cargo por Confiabilidad, es necesario revisar la metodología vigente para asignar y remunerar las Obligaciones de Energía Firme, adaptándola a la nueva realidad del mercado con mayor presencia de plantas no gestionables y recursos de almacenamiento. Los SAE pueden aportar significativamente a la confiabilidad si se evalúa su impacto desde una perspectiva sistémica, y se integra su participación en los mecanismos competitivos existentes.

- **Servicios de infraestructura de red**

Los SAE pueden mitigar problemas de infraestructura de red mediante esquemas de remuneración regulada similares a los de transmisión y distribución. En Colombia, la Resolución CREG 098 de 2019 ya establece un marco normativo para incorporar sistemas de almacenamiento en el SIN a través de convocatorias competitivas, asegurando eficiencia en costos. Servicios específicos, como el soporte de voltaje, también pueden ser gestionados bajo este esquema regulado, identificando las necesidades de largo plazo y seleccionando al agente más competitivo para implementar la solución.

Ejemplos en Colombia, como la instalación de baterías en la Costa Atlántica, demuestran su utilidad para aliviar restricciones de red. Sin embargo, su implementación enfrenta desafíos técnicos y económicos que requieren ajustes regulatorios y análisis específicos para cada caso.

- **Servicios auxiliares**

Los servicios auxiliares, como la regulación de frecuencia y el balance de carga, se prestan de manera más eficiente mediante esquemas competitivos. Estos servicios complementan actividades principales como el arbitraje, generando ingresos adicionales que pueden mejorar la viabilidad financiera de los SAE. Sin embargo, depender únicamente de ingresos volátiles del mercado spot no garantiza la bancabilidad de los proyectos.

Es necesario diseñar esquemas que estabilicen los ingresos, como contratos bilaterales de largo plazo o mecanismos centralizados similares al Cargo por Confiabilidad. Estudios muestran que la combinación de servicios en diferentes horizontes temporales optimiza los ingresos y reduce los costos sistémicos. Por ejemplo, la optimización de arbitraje y regulación de frecuencia maximiza el valor de los SAE, aprovechando sinergias entre mercados.

- **Gestión de la demanda**

La participación activa de la demanda requiere un mayor despliegue de infraestructura, como sistemas de medición avanzada (AMI), y la implementación de incentivos económicos que modifiquen patrones de consumo. Esto permitiría a los usuarios participar en el mercado de energía, promoviendo beneficios como el aplanamiento de la curva de demanda.

El desarrollo de figuras como el agregador de recursos energéticos distribuidos facilitaría la representación y agregación de pequeños consumidores en el mercado, como se ha implementado

exitosamente en países como Australia, Reino Unido y Estados Unidos. Este modelo fomenta la competencia e incentiva la innovación, permitiendo a los usuarios capturar mayores beneficios económicos.

- **Apilamiento de servicios (stacking services)**

Los SAE pueden prestar múltiples servicios que operan en diferentes escalas temporales, como regulación de frecuencia y arbitraje de energía. Este apilamiento maximiza los ingresos de los agentes y reduce los costos sistémicos. Simulaciones internacionales demuestran que combinar servicios en mercados complementarios genera mayores beneficios financieros que operar en mercados individuales. En Colombia, este enfoque podría permitir que los SAE aprovechen al máximo su capacidad técnica, mejorando la viabilidad económica.

El diseño de esquemas de remuneración para el apilamiento de servicios es crucial, integrando actividades reguladas y en competencia bajo un modelo eficiente. Esto requiere ajustar la normativa vigente para habilitar la participación simultánea en diversos mercados, fomentando la sostenibilidad de las inversiones en almacenamiento.

- **Localización y dimensionamiento de los SAE para el SIN a 2027**

Análisis recientes de XM proponen baterías como soluciones temporales para restricciones de red en subestaciones clave. Estos sistemas, diseñados para atender problemas específicos de demanda y congestión, pueden reutilizarse posteriormente para servicios como regulación de tensión o frecuencia. Ejemplos incluyen subestaciones como Buchely, Doncello y Mompox, donde se plantean soluciones temporales hasta la implementación de infraestructuras estructurales de largo plazo.

Sin embargo, algunas subestaciones presentan restricciones de energía que limitan la viabilidad de las baterías. Esto subraya la necesidad de actualizar el marco regulatorio, permitiendo un uso más flexible y eficiente de estas tecnologías, tanto para soluciones temporales como permanentes.

1.3.1 Traslado de Costos

El traslado de los costos de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) a las tarifas de los usuarios finales dependerá del modelo de negocio adoptado para cada servicio y del beneficiario directo de su implementación. El análisis identifica diversas categorías de servicios donde los SAE pueden aportar valor al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se presenta una categorización de elementos clave como modelo de negocio, señal de inversión, ubicación de la solución, agente responsable y beneficiario.

- **Servicios de Energía**

El arbitraje de energía, donde los SAE aprovechan diferenciales de precios horarios, deberá ser asumido por los agentes que operan estos sistemas, quienes percibirán los beneficios económicos. Actualmente, el bajo diferencial de precios en el mercado de energía limita su viabilidad financiera, pero este podría mejorar con una mayor penetración de generación solar, creando diferenciales significativos entre horas pico y valle. Sin embargo, la implementación de SAE para arbitraje dependerá exclusivamente de señales de mercado, sin trasladar costos a la demanda. En cuanto al Cargo por Confiabilidad, cualquier modificación

que permita la participación de SAE deberá garantizar ingresos de largo plazo, siendo los generadores los responsables de asumir los costos asociados.

- **Servicios Auxiliares**

La prestación de servicios auxiliares, como regulación de frecuencia o black start, seguirá un esquema de competencia. Los generadores y operadores de sistemas Standalone serán responsables de implementar y financiar estos SAE, percibiendo los ingresos generados en un mercado propio. A medida que el mercado evolucione con una mayor penetración de fuentes variables, los servicios auxiliares adquirirán mayor relevancia, y los costos adicionales generados deberán ser asumidos por los recursos que se benefician directamente de estas soluciones.

- **Servicios de Infraestructura de Red**

Para los servicios relacionados con la infraestructura de red, como alivio de congestión o soporte de voltaje, las señales de inversión provendrán de la UPME o de los operadores de red. Estos servicios adoptarán un esquema de remuneración regulado, donde la demanda será el beneficiario principal. Por ejemplo, en soluciones para transmisión, los costos de los SAE podrán ser trasladados a los usuarios a través del componente T del costo unitario de la energía, mientras que, en distribución, se trasladarán vía componente D, asegurando que los costos sean asumidos por quienes perciben los beneficios.

- **Gestión de la Demanda**

Los SAE implementados detrás del medidor del usuario final facilitarán su participación en el mercado de energía. Los costos asociados deberán ser asumidos directamente por los usuarios finales, quienes se beneficiarán mediante reducciones en su tarifa de consumo o remuneraciones por su participación en el mercado. Estos esquemas dependerán de señales de mercado y deberán promover incentivos únicamente en casos donde se identifiquen problemas de "missing money", es decir, cuando los mercados no reflejen el verdadero valor que los SAE pueden aportar al sistema.

En todos los casos, es esencial que los costos de los SAE sean reconocidos directamente por los beneficiarios de los servicios que prestan, evitando esquemas de recaudo indirecto que podrían generar ineficiencias. Además, será clave evaluar la necesidad de incentivos tributarios o financieros únicamente cuando las señales de precio no sean suficientes para reflejar el valor de los SAE en el sistema. Este enfoque asegura una asignación de costos justa y eficiente, alineada con los principios económicos y regulatorios del SIN.

1.2.3. Esquemas de Remuneración, riesgos y penalizaciones

La implementación de SAE requiere la definición de esquemas de remuneración que incentiven su adopción y garanticen su sostenibilidad financiera. A nivel internacional, se han establecido mecanismos basados en pagos por capacidad, donde los SAE son remunerados por su disponibilidad para respaldar la red, y pagos por servicios, que reconocen su contribución a la regulación de frecuencia, soporte de tensión y respaldo de emergencias. Estos esquemas permiten

a los operadores de SAE recuperar inversiones y operar de manera eficiente, alineando sus actividades con las necesidades del sistema eléctrico.

La remuneración de los SAE considera la heterogeneidad de las tecnologías y las aplicaciones específicas. Esto incluye la diferenciación entre actividades reguladas, como el respaldo en sistemas críticos, y actividades competitivas, como el arbitraje energético.

La integración de SAE implica riesgos técnicos, económicos y regulatorios que deben ser gestionados adecuadamente. Entre los principales riesgos técnicos se encuentran la obsolescencia tecnológica y la dependencia de materiales críticos, como el litio, cuyo suministro puede verse afectado por fluctuaciones en el mercado internacional. En términos económicos, los SAE enfrentan desafíos relacionados con la recuperación de costos de inversión, especialmente en escenarios de baja demanda o tarifas energéticas poco competitivas. Finalmente, los riesgos regulatorios incluyen la falta de claridad en las normas aplicables y la ausencia de incentivos que fomenten su adopción masiva.

El diseño de un marco normativo para los SAE en algunos países incorpora mecanismos de penalización que promueven su operación eficiente y segura. Estas penalizaciones pueden aplicarse en casos de incumplimiento de los parámetros técnicos y operativos establecidos, como la falta de disponibilidad en momentos críticos o la operación fuera de los estándares de calidad exigidos por la regulación. Adicionalmente, es importante que las penalizaciones sean proporcionales al impacto generado en el sistema eléctrico, evitando desincentivar la inversión y la innovación en el sector.

1.2.4. Aspectos regulatorios

La regulación, en términos generales, debe priorizar el cumplimiento de las necesidades del sistema energético mediante la definición clara de requisitos técnicos y los servicios que se buscan prestar. En el análisis de la regulación específica para SAE a nivel internacional, se identifican tres áreas claves que estructuran los elementos regulatorios con objetivos definidos:

- Desarrollar proyectos de SAE
- Permitir la apertura de mercados de SAE
- Dar viabilidad económica de los proyectos de SAE

Durante la formulación de política pública es necesario tener en cuenta que la generación y demanda variable presentan un importante potencial de crecimiento, lo que aumentará la cantidad de servicios que demanda la red. Para cada servicio será importante definir: i) Tiempo de respuesta, ii) Capacidad de potencia y iii) Capacidad de energía, esto con el fin de poder diversificar la oferta que se presentará para suplir el aumento en la demanda de estos servicios y que, en específico cada sistema de almacenamiento pueda prestar sus servicios en pro de la necesidad del sistema eléctrico nacional, y en concordancia, sean remunerados correctamente para viabilizar su inversión y que sean costo eficientes para el sistema en conjunto.

A nivel de agentes, es importante mencionar que, aunque bajo la reglamentación vigente es posible operar varias aplicaciones del almacenamiento bajo el marco de los diferentes agentes

hoy en día existentes; es necesario analizar la necesidad de la determinación de nuevos agentes para operar principalmente: sistemas Standalone o administradores de sistemas de almacenamiento (que podrán también prestar servicios de agregación) para aplicaciones de los SAE en los DERs del lado de la demanda.

A continuación, se presentan las mejores prácticas internacionales relacionadas con cada uno de estos objetivos:

- **Desarrollar proyectos de SAE**

Para fomentar el desarrollo de los SAE, se les otorgaría un tratamiento regulatorio equivalente al de las fuentes de generación (y no necesariamente al de la demanda, siendo esto relevante pues, dependiendo de su ubicación y modelo de negocio, los SAE también consumirán energía de la red para cargarse). Esto incluye aspectos claves como el acceso al punto de conexión, la evaluación ambiental (con requisitos más flexibles para proyectos de menor tamaño) y la adaptación de los códigos de red para reflejar la dualidad operativa de los SAE, que pueden funcionar ya sea como generadores o como consumidores de energía. Estas medidas buscan garantizar una integración técnica efectiva y facilitar el despliegue de proyectos de almacenamiento en los sistemas energéticos.

- **Permitir la apertura de mercados de SAE.**

La apertura de mercados para los SAE presenta diferencias significativas entre los países, especialmente en lo relacionado con los cargos. Mientras que en España los SAE están exentos de pagar por el consumo de la energía que posteriormente se reinyecta a la red, en Alemania se han establecido tarifas especiales para su operación. Por el contrario, en otros países los SAE están sujetos a cargos tanto por consumo como por generación.

En cuanto a la participación de los SAE en los mercados, el enfoque general apunta a permitir su inclusión en los mercados energéticos, siempre que cumplan los requisitos técnicos necesarios. Los criterios de participación son equivalentes a los aplicados a agentes generadores o consumidores finales, asegurando así un marco competitivo y regulado.

En varios países, se han implementado incentivos específicos para proyectos híbridos que integran generación y almacenamiento de energía. Estos mecanismos están diseñados para fomentar la instalación de sistemas que compartan un mismo punto de conexión (es decir, comparten la misma subestación, incluyendo el nivel de tensión, de conexión al SIN) y que estén ubicados en proximidad geográfica. En algunos casos, se define una distancia máxima para considerar ambos componentes como parte de un único proyecto híbrido. Generalmente, la solicitud de conexión para estos sistemas se presenta de manera conjunta; sin embargo, también se permite la integración posterior de un SAE, utilizando la capacidad de conexión existente o ampliándola según los requerimientos del proyecto.

En Australia, por ejemplo, los sistemas híbridos con capacidades menores a ciertos umbrales (generación inferior a 30 MW y SAE menor a 5 MW) están exentos de registro como generadores. Además, se permite que diferentes tecnologías se registren como un único participante,

compartiendo el mismo punto de conexión a la red. Sin embargo, no se permite el uso de agregadores de pequeños clientes, lo que contrasta con los SAE detrás del medidor (BTM), que representan más de la mitad de la capacidad instalada en el país. Esto facilita la creación de operadores de generación o almacenamiento y su entrada en operación al reducirle los requisitos que deben cumplir, teniendo en cuenta el objetivo en Australia de aumentar la generación con energías renovables y el uso de SAE.

Por último, un aspecto técnico y regulatorio crucial para los sistemas híbridos es la posibilidad de cargar los SAE directamente desde la red. Este escenario, que varía entre países, requiere considerar factores como la viabilidad técnica y comercial, así como la implementación de sistemas de medición que distingan entre la energía renovable y la energía almacenada. Estas diferencias reflejan la necesidad de un enfoque adaptado a las características específicas de cada sistema energético.

- **Dar viabilidad económica de los proyectos de SAE**

Para asegurar la viabilidad económica de los SAE, es necesario que estos dispongan de líneas de ingreso estables y diversificadas. Destacan tres que son fundamentales:

- El arbitraje de energía
- Los pagos por capacidad
- Los servicios de balance, como el control de frecuencia.

Los pagos por capacidad, en particular, tienen un impacto significativo, ya que ofrecen certeza financiera a largo plazo, facilitando así el despliegue de los SAE y su integración en los sistemas energéticos.

Además de generar ingresos, los SAE han comenzado a desempeñar un rol central en la planificación de la generación y el transporte de energía. En la mayoría de los casos, su implementación se realiza en conjunto con generación renovable, convirtiéndose en un elemento clave para aumentar la penetración de estas tecnologías. Su contribución radica en mejorar la seguridad del suministro, la fiabilidad y la estabilidad del sistema. En Europa, los SAE incluso han influido en las decisiones de planificación del transporte. En Alemania, por ejemplo, su integración ha permitido aplazar o reemplazar inversiones previstas para la construcción de nuevas líneas de transmisión.

En sistemas con alta participación de SAE detrás del medidor (BTM), como Australia y Alemania, el desarrollo de estos sistemas ha sido impulsado por su capacidad de autogeneración para consumo propio. En estos casos, la regulación ha jugado un papel fundamental al eliminar barreras técnicas y regulatorias, además de proporcionar incentivos para su implementación. Estos esfuerzos se han complementado con esquemas que facilitan la liquidación de excedentes, optimizando el uso de la energía almacenada y generada para el autoconsumo.

El caso de Chile se destaca por su enfoque flexible en la integración de los SAE dentro de su marco regulatorio. En 2009, para abordar problemas relacionados con la regulación primaria de frecuencia,

se permitió que un SAE prestara este servicio mediante la modificación del Procedimiento Técnico del Centro de Despacho. Posteriormente, en 2022, la promulgación de la Ley 21505 reconoció a los SAE como un actor independiente dentro del mercado energético, posicionándolos junto a la generación, transmisión y distribución.

En los sistemas analizados, el monitoreo de los SAE es llevado a cabo por los mismos entes responsables de la supervisión de la generación y el mercado mayorista. Además, la capacidad de los SAE se registra principalmente delante del medidor, y su gestión está a cargo del operador del sistema, asegurando la transparencia y el control adecuado.

La Comisión Europea, como parte de sus esfuerzos por respaldar la descarbonización y la seguridad energética, ha emitido una serie de recomendaciones claves para optimizar el uso de los SAE. Estas incluyen:

- Tener en cuenta el doble papel del almacenamiento de energía (generador-consumidor) a la hora de definir el marco regulatorio y los procedimientos aplicables.
- Determinar las necesidades de flexibilidad de sus sistemas energéticos a corto, medio y largo plazo para poder promover los SAE FTM y BTM.
- Evaluar en mayor profundidad las necesidades de flexibilidad de sus sistemas energéticos a la hora de planificar las redes de transmisión y distribución.
- Estudiar si los servicios de almacenamiento de energía, en particular el uso de la flexibilidad en las redes de distribución y la prestación de servicios auxiliares de no frecuencia, están suficientemente remunerados, y si los operadores pueden acumular las remuneraciones de varios servicios.
- Definir cualquier acción específica, reglamentaria y no reglamentaria, que sea necesaria para eliminar los obstáculos que dificultan el despliegue de respuesta de la demanda y de almacenamiento situado detrás del contador.
- Acelerar el despliegue de instalaciones de almacenamiento y otras herramientas de flexibilidad en las islas y las zonas remotas.

1.2.4.1 Apilamiento de servicios y remuneración de los SAE.

A partir de experiencias internacionales, se han identificado mecanismos que han incentivado o mantenido la inversión en SAE. Aunque existen diversos esquemas de remuneración aplicables a los SAE, las penalizaciones no se destacan como un tema relevante en los estudios revisados, sino que se tratan como aplicaciones de normatividad general ya existente, según la experiencia internacional. En cambio, se enfatizan riesgos asociados, como la incertidumbre de no garantizar ingresos fijos que permitan cerrar financieramente un proyecto. Esto es congruente con el apilamiento de servicios como solución para la maximización de ingresos y la optimización de recursos.

En los mercados analizados, los precios mayoristas de electricidad suelen determinarse mediante mecanismos liberalizados. En este contexto, y para mitigar el riesgo por la incertidumbre de no

garantizar ingresos, un factor clave para el desarrollo de proyectos de SAE ha sido la implementación de esquemas de pagos por capacidad, los cuales garantizan ingresos estables a largo plazo. Ejemplos destacados incluyen mercados de California, Italia, Reino Unido y Francia, donde estos pagos han sido fundamentales para fomentar el despliegue de sistemas de almacenamiento energético. En Europa, se han adoptado subastas de capacidad como mecanismo adicional, proporcionando ingresos garantizados durante períodos de entre 5 y 15 años. Además, en algunos casos, se permite el acceso a ayudas estatales destinadas a acelerar la transición hacia sistemas energéticos descarbonizados, incentivando aún más la adopción de tecnologías de almacenamiento.

El diseño del mercado también juega un papel importante en el desarrollo de los SAE. Por ejemplo, mientras que en Europa se utilizan en varios casos precios zonales, en Estados Unidos predominan los precios nodales. En sistemas donde la generación está geográficamente concentrada, los precios nodales pueden desincentivar la creación de nueva generación renovable. Sin embargo, los SAE, gracias a su flexibilidad operativa y capacidad de ubicarse estratégicamente, se benefician de mercados con mayor granularidad (diferencias de precios, diferencias de puntos de generación).

En el ámbito de la tarificación minorista, los SAE ubicados detrás del medidor (BTM, por sus siglas en inglés) se ven favorecidos por esquemas de diferenciación horaria, que promueven su operación en momentos de mayor valor energético. En los sistemas analizados, se aplican cargos por potencia o por capacidad, pero no ambos de forma simultánea. Además, dentro de las prácticas para el manejo de sistemas BTM se tienen dos sistemas de tarificación definidos. “net billing” y “net metering”. En el primer caso, se le paga al usuario por la energía almacenada a un precio menor al del mercado, esto tiene como efecto que el usuario prefiera usar su propia energía, no venderla, incentivando la auto eficiencia. En el segundo caso, el de net metering, se le paga al usuario a una tarifa mayor a la del mercado mayorista, incentivando al usuario a venderla generando un cambio en energía disponible para el operador de la red. Un ejemplo del net billing se puede ver en Chile bajo la Ley 20571. Ejemplo de net metering está bajo la “Decisión 16-01-044 (2016)” del estado de California en EUA.

Por último, el Reino Unido presenta un enfoque particular en el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía, ya que no ofrece subsidios ni garantiza ingresos a largo plazo. En su lugar, implementan un marco diversificado que permite a los operadores obtener ingresos a través de múltiples fuentes, como pagos por capacidad, arbitraje energético y servicios auxiliares, incluyendo el control de tensión. Este modelo destaca la flexibilidad del diseño del mercado y la capacidad de adaptarse a las necesidades específicas de cada región, demostrando que es posible incentivar el desarrollo y operación de los SAE mediante una combinación de mecanismos financieros y regulatorios ajustados a las necesidades específicas de cada región.

En cuanto a Penalizaciones: La Orden TED/1447/2021 del Gobierno de España, el cual trata de la concesión de ayudas para proyectos innovadores de I+D de almacenamiento energético, indica que en caso de que se cause un perjuicio significativo, el cual está definido en el Reglamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo, se dará lugar a la pérdida “del derecho al cobro de la ayuda y, en su caso, previo el oportuno procedimiento de reintegro, a la obligación de devolver las cantidades

percibidas más los intereses de mora correspondientes, en el momento de detectarse el incumplimiento”

En contraste, Australia está discutiendo la posibilidad de excluir a los operadores de SAE de cumplir con los requisitos que cumplen las compañías que venden energía. Estos operadores creen que eximirlos de estos requisitos creará beneficios para el mercado y el sistema. Estos operadores de SAE debaten que, al verse obligados a pagar penalizaciones por no cumplir con los requisitos, termina afectando la forma como operan, decidiendo así muchas veces no usar la energía almacenada, generando reducción en la capacidad del sistema. Una falla en el cumplimiento de estos requisitos puede llegar a los 100 millones de dólares australianos para el operador de SAE. Aun así, *Australian Energy Market Commission* determinó en mayo de 2024 que los operadores de SAE debían seguir cumpliendo con los requisitos operativos definidos.

1.2.4.2 Reglamentación técnica y normativa en materia de disposición final

A nivel global, existe una creciente preocupación y un impulso normativo hacia la gestión segura y ambientalmente responsable de las baterías de iones de litio al final de su vida útil, reconociendo su valor como fuente de materiales secundarios y los riesgos asociados a su disposición inadecuada.

Diversas jurisdicciones, como la Unión Europea, China y otros países, han desarrollado marcos regulatorios robustos, a menudo basados en la Responsabilidad Extendida del Productor (REP), que incluyen objetivos específicos de recolección, tasas de recuperación de materiales y requisitos para el reúso y reciclaje. La incorporación de disposiciones sobre la gestión del fin de la vida útil de las baterías de los SAE en el marco regulatorio colombiano para su remuneración, contribuye a alinear el país con las mejores prácticas internacionales en materia de economía circular y gestión ambiental de residuos especializados, fomentando la recuperación de recursos y la mitigación de impactos ambientales.

La gestión de las baterías que forman parte de los SAE se encuentra regulada por normas específicas para residuos de pilas y acumuladores. La Resolución 1297 de 2010 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial, hoy Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, estableció los Sistemas de Recolección Selectiva y Gestión Ambiental de Residuos de Pilas y/o Acumuladores, fue posteriormente integrada y actualizada por la Resolución 851 de 2022, del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, la cual derogó normativas anteriores para RAEE y baterías a partir del 1 de enero de 2023. Esta Resolución 851 establece metas nacionales de recolección y gestión basadas en el principio de Responsabilidad Extendida del Productor (REP), incluyendo requisitos específicos para baterías de iones de litio de mayor tamaño, como las utilizadas en aplicaciones industriales y vehículos eléctricos, y fija metas de recolección obligatorias para estas últimas a partir de 2024. Es necesario asegurar que la operación y remuneración de los SAE consideren y faciliten el cumplimiento de estas obligaciones ambientales, particularmente aquellas relacionadas con la prohibición de disposición inadecuada y la implementación de sistemas de recolección y gestión.

En virtud de la Ley 1672 de 2013, *"Por medio de la cual se establecen los lineamientos para la adopción de una política pública de gestión integral de Residuos de Aparatos Eléctricos y*

Electrónicos (RAEE), y se dictan otras disposiciones", se reconoce la importancia de establecer lineamientos para la gestión ambientalmente racional de los aparatos eléctricos y electrónicos al final de su vida útil. Dado que los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) operativos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) incluyen componentes eléctricos y electrónicos, y que sus baterías constituyen elementos claves de estos sistemas, su gestión al convertirse en residuos se enmarca en los principios de gestión integral de RAEE establecidos en dicha ley, buscando prevenir impactos negativos al medio ambiente y a la salud humana.

La Ley 1672 de 2013 establece lineamientos para la gestión integral de Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos (RAEE), definiendo los RAEE como residuos de aparatos eléctricos y electrónicos generados en el territorio nacional, y considera las baterías como componentes de estos aparatos. Por su parte, la Resolución 1297 de 2010 establece sistemas de recolección selectiva y gestión ambiental para residuos de pilas y acumuladores (baterías). Ambas normas ambientales imponen obligaciones a diferentes actores como productores, comercializadores y usuarios para la gestión ambiental de estos residuos al final de su vida útil.

Considerando que las baterías de los SAEs eventualmente se convertirán en residuos al finalizar su vida útil, es pertinente incluir en el marco regulatorio de los SAEs la obligación de gestionar estos residuos de manera ambientalmente adecuada, en concordancia con la legislación ambiental vigente en Colombia.

1.2.4.3 Barreras del marco regulatorio vigente para permitir considerar los sistemas de almacenamiento como alternativas al desarrollo de infraestructura de red de T&D.

- Falta la posible definición específica de los SAE como proyecto de ampliación en Transmisión, y como obra de expansión en Distribución para su inclusión en el plan de inversiones del OR: El marco regulatorio actual sobre la planeación (Res. CREG 022 de 2001) y remuneración de la Transmisión (Res. CREG 011 de 2009) y Distribución (Res. CREG 015 de 2018) no establecen consideraciones específicas o definiciones para los sistemas de almacenamiento como obras de ampliación (artículo 6 de la Res. CREG 022 de 2001), ni mucho menos su valoración en Unidades Constructivas para su remuneración. Esta situación limita que los TNs y OR puedan considerar desarrollar este tipo de proyectos, ya que estos no están definidos en las regulaciones que rigen sus metodologías de remuneración y criterios para la expansión.

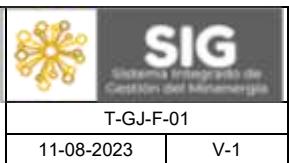
- Ausencia de un esquema de remuneración adecuado: Dado lo anterior, los SAE no son reconocidos explícitamente en los mecanismos de remuneración para servicios de Transmisión o Distribución. Actualmente, las metodologías para la remuneración de ambas actividades no contemplan el valor comercial de estas tecnologías en UCs, y, además, este esquema dificulta valorar a precios eficientes de mercado las inversiones que los agentes puedan desarrollar en sistemas de almacenamiento debido a los diferentes casos de aplicación que se pueden presentar para estas soluciones, existiendo diferentes tecnologías y siendo escalables y modulares, dificultando la estandarización de sus costos y su remuneración.

Tabla 18 Resumen reglamentación actividades de Transmisión y Distribución.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA		 T-GJ-F-01 11-08-2023 V-1	
--	--	--	--	--

Reglamentación asociada	Agente	Descripción general	Mecanismo de remuneración
Res. CREG 022 de 2001	Transportador	- La Ley 143 de 1994 encargó al Ministerio de Minas y Energía (MME) la responsabilidad de definir los criterios para el uso económico de las fuentes de energía convencionales y no convencionales, dentro de una gestión integral, eficiente y sostenible de los recursos energéticos del país. - De acuerdo con estos criterios, la UPME desarrolla y actualiza el Plan Energético Nacional y Planes de Expansión, alineados con el Plan Nacional de Desarrollo del gobierno en turno. - En su rol de planificadora, la UPME define las obras de expansión requeridas por el sistema (incluyéndolas en el Plan de Expansión de Generación y Transmisión, publicándolas mediante la expedición de resoluciones que adoptan cada Plan de Expansión de Transmisión.	Los Transportadores adjudicados para la construcción de nuevas obras reciben el IAE que ofrecieron en el proceso competitivo por 25 años. La normativa también establece un cambio en la remuneración a partir del año 25 para las obras adjudicadas mediante convocatoria según la valoración de los activos a costo de reemplazo más el costo anual del terreno necesario para su operación.
Res. CREG 098 de 2019	Transportador	- Posteriormente, las obras contenidas en estos documentos son convocadas a licitación competitiva, regulada por la Resolución CREG 022 de 2001, en la cual los agentes ofrecen un Ingreso Anual Esperado expresado en dólares estadounidenses, durante la vida útil de los proyectos (generalmente de 25 años). - Esta resolución surge como complemento a la Res. CREG 022 de 2001 para habilitar la incorporación de los sistemas de almacenamiento en el SIN, dada la identificación de la necesidad de instalación de un SAEB para suplir ineficiencias en los sistemas de transporte nacional y regional. - Permite realizar procesos de convocatoria pública para la adjudicación de los proyectos determinados por la UPME, de forma similar a lo establecido en la Res. CREG 022 de 2001. - Establece consideraciones para la operación de estos sistemas en el despacho (operados directamente por el CND), sobre el tratamiento de la venta y compra de energía, y el manejo de este “agente” como un usuario de carga cuando se realiza el proceso de carga (frontera de demanda), y de generación cuando se realiza el proceso de descarga de la batería (frontera de generación).	Los Transportadores adjudicados para la construcción de nuevas obras reciben el IAE que ofrecieron en el proceso competitivo por 25 años. La normativa también establece un cambio en la remuneración a partir del año 25 para las obras adjudicadas mediante convocatoria según la valoración de los activos a costo de reemplazo más el costo anual del terreno necesario para su operación.
Res. CREG 011 de 2009	Transportador	- Se reglamentó para solventar una necesidad particular en el Atlántico: Convocatoria UPME STR 01 – 2021 (al momento de la publicación de este estudio, solo existe este proyecto, y aún no se encuentra en operación), - La Resolución CREG 011 de 2009 establece la metodología y fórmulas tarifarias para la remuneración de la actividad de transmisión, estableciendo dos categorías para la clasificación de los activos de transmisión: Activos de Conexión al STN y Activos de Uso del STN, los cuales se diferencia principalmente en el uso final destinado para cada uno. Por su parte, los Activos de Conexión corresponden a aquellos que son necesarios para la conexión física de un agente	El “Ingreso Anual del Transportador” -IAT-, incluirá entonces la remuneración por los Activos de Uso en operación que sean registrados y aprobados por el LAC, la gestión de AOM de dichos activos, el uso

		específico. Los Activos de Uso en cambio, son denominados “de Uso” debido a que estos son utilizados por varios agentes, como por ejemplo podrían ser los elementos generales de una subestación.	del terreno y cualquier monto derivado de la servidumbre de estos.
Res. CREG 015 de 2018	Distribuidor	- Los activos de Uso se valorizan de acuerdo con las “Unidades Constructivas”, estas son, por definición, el <i>“conjunto de elementos que conforman una unidad típica de un sistema eléctrico, orientada a la conexión de otros elementos de una red, al transporte o a la transformación de la energía eléctrica, o a la supervisión o al control de la operación de activos del STN”</i>; estos elementos típicos para la conexión de un sistema eléctrico son tazados según su valor del mercado, y para efectos de la aplicación de la Resolución CREG 011 de 2009, se encuentran indexados en miles de pesos de diciembre de 2008 y listados en el anexo de dicha resolución. - Establece criterios que deben garantizar los Transportadores respecto a la calidad del servicio en el STN, sobre horas de indisponibilidad, energía no suministrada, y otras compensaciones. - Los distribuidores por su parte son libres de realizar los proyectos de infraestructura de red que consideren necesarios para asegurar los criterios de confiabilidad y calidad en la prestación del servicio; es decir que la planeación de sus sistemas es determinada por ellos mismos. - El ingreso de cada agente, por el uso de los activos del STR y SDL de los cuales es responsable, este asociado a la calidad en la prestación del servicio respecto a: duración de indisponibilidades; indisponibilidades máximas; energía no suministrada; duración y cantidad de eventos. - Se establecen metas de calidad del servicio e incentivos para la mejora en estos aspectos. - Sobre el incumplimiento, para la cantidad y duración de eventos de indisponibilidad, se proporciona un reconocimiento en la factura del usuario según los límites establecidos por regulación para estos indicadores (DIUG y FIUG). - La remuneración de los planes de gestión de pérdidas se efectuará con base en los costos eficientes de reducción y mantenimiento de pérdidas y se mantendrá siempre y cuando el OR cumpla con las metas aprobadas. (No todos los OR tienen senda de referencia para la reducción de pérdidas; Todos tienen índices de referencia por cumplir). - El ingreso mensual se ve afectado por la cantidad de pérdidas de energía. - Sus inversiones también son valorizadas en UC's, y son trasladadas a la demanda según el nivel de tensión al que se encuentren conectados, y	- Remuneración de las inversiones por expansión de la red o cumplimiento de metas de calidad del servicio en UC's (Planes de inversión). - Migración de usuarios a otros niveles de tensión. - Respaldo de red: Contratos de Respaldo y Calidad Extra. - Pagos por penalización de Energía Reactiva.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

dependiendo de la propiedad de los activos (que en algunos casos pueden ser de los usuarios).

Fuente: Estudio para la regulación e incorporación de sistemas de almacenamiento de energía (SAE) en el SIN

- Pérdida de vigencia de reglamentaciones que establecen los procesos de convocatoria de sistemas de almacenamiento: La Resolución CREG 098 de 2019 sobre mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento para solución temporal de déficit de red en el SIN mediante la adjudicación en convocatoria pública, tuvo vigencia hasta el 31 de diciembre de 2022. Esto limita la posibilidad de adjudicar nuevos proyectos de almacenamiento en transmisión y la participación de nuevos inversionistas en este tipo de proyectos.
- Falta de lineamientos para su consideración como alternativa de inversión, en los planes de expansión en Transmisión y planes de inversión de los OR: actualmente no hay lineamientos de política pública específicos para que en los análisis de expansión en Transmisión y Distribución, se incluya considerar la contribución de los sistemas de almacenamiento como alternativa que reemplace el desarrollo de infraestructuras tradicionales como nuevas líneas u otros dispositivos (DFACTS, por ejemplo), permitiendo evaluar su contribución en la red, teniendo en cuenta los beneficios adicionales que estos aportan en la prestación de servicios auxiliares, gestión de la energía, y además, pudiendo ser modulares para ser transportados y ubicados en otros sitios cuando se hayan desarrollado otros proyectos de transmisión (retraso en la construcción de líneas, por ejemplo).

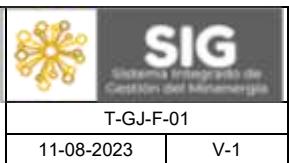
2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y SUJETOS A QUIENES VA DIRIGIDO

Aplica, entre otras, a entidades públicas, privadas y mixtas, a los agentes del Mercado de Energía Mayorista y a los agentes económicos que hacen parte activa de la prestación del servicio en Zonas No Interconectadas –ZNI- que tengan interés en participar en el objeto del proyecto normativo. La presente sección aplica, entre otras, a entidades públicas, privadas y mixtas, a los agentes del Mercado de Energía Mayorista, a los agentes económicos que hacen parte de la prestación del servicio en Zonas No Interconectadas –ZNI – y a los interesados en participar en el objeto señalado en el artículo 2.2.3.8.10.1.

Es importante resaltar que, dentro del marco de este decreto, los SAE podrán participar en el mercado como generadores, como usuarios de carga, o como ambos, dependiendo de la actividad que realicen. Todas estas posibilidades de sujetos quedan comprendidas dentro del ámbito de aplicación del decreto, asegurando que su remuneración y operación se ajusten a los lineamientos establecidos.

3. VIABILIDAD JURÍDICA

3.1 Análisis de las normas que otorgan la competencia para la expedición del proyecto normativo

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

El Decreto se expide con base en las facultades que tiene el Presidente de la República que se encuentran contenidas en el numeral 11 del artículo 189 de la Constitución Política y los artículos 2 de la Ley 143 de 1994, y 6 y 7 de la Ley 1715 de 2014.

3.2 Vigencia de la ley o norma reglamentada desarrollada

Las normas relacionadas en el numeral 3.1. se encuentran vigentes desde su publicación en el Diario Oficial y son de carácter permanente en el tiempo, por lo que su vigencia y efectos no estarán sujetos a un plazo asociado o situación particular.

3.3 Análisis de las disposiciones derogadas, subrogadas, modificadas, adicionadas o sustituidas

Con el presente Decreto no se deroga, subroga, modifica o sustituye norma alguna.

Con el presente Decreto se adiciona una sección al Capítulo 8 del Título III de la Parte 2, del Libro 2 del Decreto 1073 de 2015, Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía.

3.4. Revisión y análisis de la jurisprudencia que tenga impacto o sea relevante para la expedición del proyecto normativo (órganos de cierre de cada jurisdicción).

El Grupo de Defensa Judicial, Extrajudicial y Asuntos Constitucionales emitió el informe de decisiones judiciales que pudieran tener incidencia en la expedición de este proyecto normativo, indicando, mediante correo electrónico del 09 de septiembre de 2025, lo siguiente:

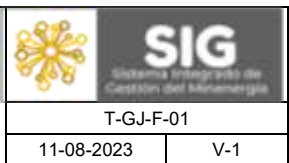
“De manera atenta, remito informe solicitado para expedir el proyecto de decreto *"Por el cual se adiciona el Decreto Único Reglamentario del Sector Administrativo de Minas y Energía, 1073 de 2015, en lo relacionado con los lineamientos de política pública para la integración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No Interconectadas (ZNI), en el marco de la Transición Energética y se dictan otras disposiciones"*. Para la elaboración del mismo, se verificó la base de datos de los procesos judiciales que manejamos de la OAJ y otras fuentes de información oficial disponibles:

Ley 142 de 1994, (Artículos 1, 2, 4, 14, 73.11) “Por la cual se establece el régimen de los servicios públicos domiciliarios y se dictan otras disposiciones”. Fecha de Expedición: 11 de julio de 1994 - Fecha de Entrada en Vigor: 11 de julio de 1994 - Medio de Publicación: Diario Oficial 41.433 del 11 de julio de 1994.

Ley 143 de 1994, (Artículos 2, 4, 6, 12) “Por la cual se establece el régimen para la generación, interconexión, transmisión, distribución y comercialización de electricidad en el territorio nacional, se conceden unas autorizaciones y se dictan otras disposiciones en materia energética”. Fecha de Expedición: 11 de julio de 1994 - Fecha de Entrada en Vigor: 12 de julio de 1994 - Medio de Publicación: Diario Oficial 41434 del 12 de julio de 1994.

Decreto 381 de 2012. “Por el cual se modifica la estructura del Ministerio de Minas y Energía”, Fecha de expedición y vigencia; 16 de febrero de 2012.

Ley 1665 de 2013 Estatuto de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)”, Diario Oficial No. 48.853 de 16 de julio de 2013.

	FORMATO MEMORIA JUSTIFICATIVA			
		T-GJ-F-01		
		11-08-2023	V-1	

La Ley 1715 de 2014, “Por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al Sistema Energético Nacional”, publicada en el Diario Oficial 49.150 del 13 de mayo de 2014, Fecha de Expedición: 13 de mayo de 2014 - Fecha de Entrada en Vigor: 13 de mayo de 2014 - Medio de Publicación: Diario Oficial 49150 de mayo 13 de 2014.

Ley 1844 de 2017 el Congreso de la República aprobó el “Acuerdo de París” del 14 de julio de 2017.

La Ley 2099 de 2021, fue publicada en el Diario Oficial 51.731 del 10 de julio de 2021.

El Decreto 1073 de 2015, fue publicado en el Diario Oficial 49.523 del 26 de mayo.

Resolución CREG 098 de 2019. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS, “Por la cual se definen los mecanismos para incorporar sistemas de almacenamiento con el propósito de mitigar inconvenientes presentados por la falta o insuficiencia de redes de transporte de energía en el Sistema Interconectado Nacional”. Del 30 agosto de 2019, Diario Oficial No. 51.068 de 6 de septiembre 2019.

Resolución 40042 de 2024 del Ministerio de Minas y Energía (MME) Por la cual se establecen lineamientos sobre la modificación de Fecha de Puesta en Operación (FPO) y las Garantías para los proyectos de generación, cogeneración, autogeneración, contratos de suministro de energía a largo plazo y almacenamiento de energía con baterías y se adoptan otras disposiciones. Del 2 de febrero 2 de 2024, Diario Oficial No. 52.660 de 5 de febrero de 2024.

Una vez revisada la base de datos, se tiene que, contra las normas consultadas, no aparecen a la fecha demandas y/o notificaciones efectuadas según información que reposa en los archivos. Así mismo se consultó la página de SUIN-JURISCOL y no se encontraron anotaciones de vigencia, por lo que se encuentra aparentemente “vigente”.

Tampoco aparecen en la página de la Corte Constitucional demandas contra estas disposiciones normativas que se encuentren pendientes o con sentencia, de acuerdo con lo cual se entiende que están surtiendo plenos efectos.”

3.5 Circunstancias jurídicas adicionales

N/A

4. IMPACTO ECONÓMICO

De acuerdo con lo propuesto en el proyecto normativo se prevé que con el establecimiento de los lineamientos de política pública para habilitar la incorporación y remuneración de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas No interconectadas (ZNI), en el marco de la Transición Energética y las otras disposiciones que se dictan no se impacta directamente los recursos de la Nación, dado que las decisiones de inversión en las actividades de la cadena de electricidad son responsabilidad de cada inversionista, en aplicación de lo dispuesto por el artículo 85 de la Ley 143 de 1994.

5. VIABILIDAD O DISPONIBILIDAD PRESUPUESTAL

Las disposiciones contenidas en el presente no impactan los recursos del Presupuesto General de la Nación.

6. IMPACTO MEDIOAMBIENTAL O SOBRE EL PATRIMONIO CULTURAL DE LA NACIÓN.

El Decreto, al establecer lineamientos para la integración y remuneración de los SAE en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), promueve tecnologías (particularmente baterías de iones de litio) que, si bien son esenciales para la descarbonización y la integración de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), presentan desafíos ambientales significativos al final de su vida útil. La inclusión de un artículo específico sobre "Gestión Ambiental y Disposición Final de SAE", demuestra la conciencia sobre estos impactos potenciales y la intención de abordarlos dentro del marco regulatorio energético. Este artículo señala que la gestión, recolección selectiva y disposición final de los residuos de los SAE debe realizarse de conformidad con la normatividad ambiental vigente.

La economía circular se presenta como una solución estratégica para abordar esta problemática. Este modelo económico busca reducir la extracción de materias primas, disminuir la presión sobre los recursos naturales y los servicios ecosistémicos, y mejorar la eficiencia en el uso de materiales, agua y energía mediante estrategias de reutilización y consumo sostenible. En este sentido, la Estrategia Nacional de Economía Circular (en adelante, ENEC) busca fortalecer el modelo de desarrollo económico, ambiental y social del país bajo el principio de “producir conservando y conservar produciendo”. Según el documento oficial de la ENEC, esta estrategia “plantea acciones específicas en sectores estratégicos como plásticos, biomasa, envases y empaques, construcción, agua y energía, promoviendo la circularidad de los materiales y reduciendo la generación de residuos” (Ambiente, 2019).

El Plan Nacional de Desarrollo (PND) 2022-2026 “Colombia: Potencia Mundial de la Vida” establece lineamientos específicos para la gestión de residuos sólidos, enfatizando la transición hacia una economía circular y la reducción del impacto ambiental. Estas iniciativas están alineadas con la Política Nacional para la Gestión Integral de Residuos Sólidos, que promueve la minimización en la generación de residuos y fomenta su aprovechamiento y valorización. El desarrollo de una gestión adecuada de residuos sólidos es prioritario en la política pública nacional, articulando la visión ambiental con el componente de servicio público.

El principal impacto medioambiental positivo del decreto no reside en establecer nuevas normas ambientales, sino en reforzar y vincular el cumplimiento de las normas ambientales existentes a la actividad económica de los SAEs dentro del sistema eléctrico. La normativa ambiental colombiana, específicamente la Resolución 851 de 2022 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, que derogó resoluciones anteriores y actualizó la regulación de los Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos (RAEE) y baterías, establece los lineamientos para la gestión integral de estos residuos bajo el principio de Responsabilidad Extendida del Productor (REP). Esta resolución aplica a productores (importadores y fabricantes) de RAEE y baterías, incluyendo las baterías de uso industrial o profesional, como las utilizadas en grandes sistemas SAE. La norma exige la implementación de sistemas de recolección y gestión para prevenir y controlar impactos adversos y promueve la reutilización, el reacondicionamiento o la remanufactura, así como el reciclaje. La disposición inadecuada, como en rellenos sanitarios, está prohibida para este tipo de residuos que pueden contener sustancias peligrosas. Al exigir que la gestión y disposición final de los SAE se haga conforme a esta normativa vigente, el decreto de remuneración debe asegurar que la integración de los SAE al SIN se realice de manera ambientalmente responsable, mitigando el riesgo de que grandes volúmenes de baterías al final de su vida útil terminen en vertederos.

Por lo tanto, el decreto contribuye a la protección ambiental al asegurar que los actores involucrados en la operación de SAEs conozcan y cumplan sus obligaciones ambientales derivadas de la gestión de estos equipos al final de su vida útil, conforme a la Ley 1672 de 2013 y la Resolución 851 de 2022. Esto fomenta la economía circular al promover la recolección selectiva, el reúso, la reutilización y el reciclaje de las baterías, y reduce la presión sobre la extracción de materias primas. Aunque persisten desafíos en la implementación y fiscalización de los sistemas REP en la región, la inclusión de la gestión ambiental en el decreto de remuneración es un paso crucial para integrar la responsabilidad ambiental en el desarrollo del sector de almacenamiento de energía en Colombia, alineando los objetivos energéticos con los de sostenibilidad ambiental.

La adopción de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB) presenta un desafío ambiental clave: la gestión de su desmantelamiento al final de su vida útil. Actualmente, las baterías de litio son las más utilizadas, y su tratamiento post-uso es un tema crítico. A diferencia de otras tecnologías de generación que tienen una vida útil de 20 a 25 años, los proyectos SAEB tienen una vida útil más corta, de aproximadamente 8 a 10 años. Esto hace que las consideraciones sobre su desmantelamiento sean prioritarias desde la fase de diseño del proyecto.

El plan de desmantelamiento debe ser detallado e incluir la identificación de materiales reciclables y la disposición segura de residuos peligrosos. Componentes como electrolitos, plásticos, compuestos de litio y materiales orgánicos presentan dificultades técnicas de recuperación y generan riesgos ambientales si no son manejados de forma adecuada. La limitada capacidad de reciclaje en países en desarrollo incrementa los costos de gestión de residuos y puede provocar acumulación de desechos a medida que los proyectos SAEB lleguen al final de su ciclo de vida. En este contexto, resulta prioritario establecer procesos normativos claros que permitan su gestión integral, en línea con los principios de prevención, mitigación y aprovechamiento establecidos en la legislación ambiental colombiana.

Aunque los sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB) son herramientas fundamentales para la transición energética, su sostenibilidad integral es crucial. Para lograrlo, la reutilización y el reciclaje de las baterías al final de su vida útil se convierten en objetivos clave de la Economía Circular.

Darle una segunda vida a los materiales de las baterías genera beneficios ambientales significativos, tanto en la fase de extracción de nuevas materias primas como en la fase de eliminación de residuos.

La experiencia internacional ofrece referentes valiosos. En la Unión Europea, el Reglamento (UE) 2023/1542 sobre baterías y residuos de baterías establece metas de reciclaje obligatorias, recuperación de materiales críticos y trazabilidad digital mediante pasaportes electrónicos de baterías. Japón, pionero en la gestión de litio y níquel, promueve la segunda vida de baterías en aplicaciones estacionarias antes de enviarlas a procesos de reciclaje, combinando seguridad ambiental con eficiencia económica. China, principal productor mundial de baterías, implementó un sistema de plataformas de trazabilidad nacional que obliga a fabricantes a registrar y recuperar los equipos al final de su vida útil, fomentando además la construcción de centros regionales de reciclaje. En Estados Unidos, a través de la Battery Recycling and Second Life Initiative, se impulsan programas de reutilización en redes eléctricas y alianzas público-privadas para desarrollar tecnologías de reciclaje avanzadas. Corea del Sur, por su parte, ha establecido un esquema robusto de subastas para baterías de segunda vida, con el fin de integrarlas a microrredes y movilidad eléctrica, reduciendo la presión sobre la disposición final.

Para Colombia, resulta estratégico adoptar un esquema de responsabilidad extendida del productor (REP), en coherencia con la Ley 1672 de 2013 sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (RAEE) y la Ley 2232 de 2022, que amplía la cobertura de los programas posconsumo. Bajo este enfoque, fabricantes, importadores y comercializadores de baterías de SAE estarían obligados a garantizar la recolección, transporte, almacenamiento temporal y disposición ambientalmente segura de estos residuos. Asimismo, se recomienda fortalecer los sistemas posconsumo ya existentes, integrando las baterías de SAE a plataformas como las de pilas, luminarias o RAEE, con trazabilidad digital para el control de la cadena de gestión.

De igual manera, debe establecerse la infraestructura técnica y normativa para el aprovechamiento de materiales contenidos en las baterías, incentivando la instalación de plantas de reciclaje y remanufactura en territorio nacional. Esto permitiría recuperar metales como litio, cobalto, níquel y cobre, reduciendo la dependencia de importaciones y generando nuevas cadenas de valor asociadas a la transición energética. La articulación con la Política Nacional de Producción y Consumo Sostenible, la Estrategia Nacional de Economía Circular (CONPES 4011 de 2020) y la Política de Transición Energética garantizará que la gestión de las baterías de SAE no se limite a su disposición como residuo, sino que se convierta en una oportunidad de innovación, empleo verde y desarrollo tecnológico en el país.

Finalmente, en las Zonas No Interconectadas (ZNI), donde el acceso a infraestructura de recolección puede ser limitado, se recomienda implementar esquemas diferenciados de gestión, incluyendo puntos de acopio comunitarios, acuerdos con operadores locales de energía y apoyo de entidades territoriales para la logística de recolección. De esta manera, se asegura que las comunidades más vulnerables, que son precisamente las que más se beneficiarían de los SAE, no se vean expuestas a los riesgos ambientales asociados a la disposición inadecuada de baterías. Con este enfoque, Colombia no solo cumple con la normativa ambiental vigente, sino que se posiciona como referente regional en el manejo seguro y sostenible de tecnologías clave para la transición energética.

En este sentido, la Coordinación del grupo del sector de Hidrocarburos, Minería y Energético de la Dirección de asuntos ambientales, sectorial y urbana del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, mediante radicado 24062025E2028768 del 13 de agosto de 2025, emitió respuesta al radicado 2025E1036996, en donde la Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales, solicitó concepto al borrador del presente decreto, a lo cual el Ministerio de Ambiente se pronunció así:

“Es innegable la importancia de avanzar en la implementación de estas tecnologías en Colombia, las cuales aportarán (entre otras) a dar mayor estabilidad al sistema eléctrico, facilitarán el despliegue de comunidades energéticas y de plantas de generación distribuida a partir de energías renovables, lo que se reflejará en una mayor proporción de energía limpia en la red y un mayor avance en la descarbonización de la economía. Así las cosas, agradeciendo la información compartida, nos permitimos hacer las siguientes recomendaciones al documento: 1. Planeación para la localización de SAE. Es valiosa la coordinación y planeación que se prevé en la propuesta de decreto para el despliegue de SAE en el país. Sugerimos incorporar en la planeación las determinantes ambientales y de ordenamiento territorial que existan en las zonas de interés para la instalación de SAE. La inclusión de estos criterios desde una etapa temprana de planeación permitirá una mejor articulación con el territorio, así como con sus autoridades y las comunidades presentes. A continuación, en negrilla y subrayado encontrarán la propuesta de ajuste en el texto del proyecto de decreto: “ARTÍCULO 7. PLANEACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO. La UPME, en coordinación con el CND, realizará estudios para determinar la ubicación, el tamaño y los servicios requeridos de los SAE en el SIN, se considerarán los análisis de

flexibilidad de XM, para la adecuada planeación del sistema. Para la planeación se considerarán las determinantes ambientales y el ordenamiento territorial establecido en la zona de interés.”

2. Gestión Integral de Residuos de Aparatos eléctricos y Electrónicos (RAEE). Respecto al cierre del ciclo de materiales en la cadena de valor de los Aparatos Eléctricos y Electrónicos, hay que tener en cuenta que estos son residuos que revisten cierto grado de complejidad en su gestión, debido a que cubren una gran variedad de productos usados tanto en el ámbito doméstico (celulares, computadores e impresoras, pilas, bombillas fluorescentes y electrodomésticos) como industrial (maquinaria, equipos médicos, antenas, etc.). A ello se suma la diversidad que representa la composición de estos residuos, que incluye materiales recuperables que son recursos valiosos para los ciclos económicos y productivos. En este sentido, nos permitimos indicar que el Congreso de la República de Colombia expidió la Ley 1672 del 19 de julio de 2013 “Por la cual se establecen los lineamientos para la adopción de una política pública de gestión integral de Residuos de Aparatos Eléctricos y Electrónicos (RAEE), y se dictan otras disposiciones”. Esta Ley estableció en el marco de la aplicación del principio de la responsabilidad extendida del productor – REP, entre otras materias, lo siguiente:

1. Que los RAEE son de manejo diferenciado y que está prohibido su disposición final en rellenos sanitarios. 2. Que los productores de los AEE (Aparatos Eléctricos y Electrónicos) esto es, fabricantes, importadores, ensambladores o remanufacturadores, deberán establecer directamente o a través de terceros, en forma individual o colectiva, los sistemas de recolección y de gestión ambientalmente segura de los residuos de los productos puestos por ellos en el mercado, y que los RAEE recolectados se gestionarán o manejarán priorizando el aprovechamiento y valorización de los mismos y a través de empresas gestoras que cuenten con licencia ambiental para ello. 3. Que los usuarios o consumidores de aparatos eléctricos y electrónicos tienen la responsabilidad de devolverlos al final de su ciclo de vida y sin costo alguno a los productores los puntos de recolección o a través de los mecanismos que los productores dispongan para ello. En el mismo sentido, el Ministerio de Ambiente expidió la Resolución 851 del 5 de agosto de 2022 “por la cual se desarrollan los artículos 2.2.7A.1.3, 2.2.7A.2.1, el numeral 3.1 del artículo 2.2.7A.2.2, el numeral 3 del artículo P 2.2.7A.2.4, el artículo 2.2.7A.4.2 y el artículo 2.2.7A.4.4 del Título 7A del Decreto 1076 de 2015 - Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible sobre la gestión de los residuos de aparatos eléctricos y electrónicos (RAEE) y se dictan otras disposiciones” Así las cosas, se propone reestructurar el artículo 10 para aclarar la redacción y alinear lo propuesto con la normativa ambiental vigente: . “ARTÍCULO 10. GESTIÓN AMBIENTAL Y MANEJO DE FINAL DE VIDA DE LAS INSTALACIONES SAEB. La gestión ambiental a lo largo del ciclo de vida de las baterías y otros aparatos eléctricos y electrónicos (AEE) que forman parte de los Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAEB) operativos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se regirá por la normativa ambiental en la materia vigente y bajo el seguimiento y control ambiental de las autoridades ambientales competentes. Una vez las baterías y demás AEE que conforman las instalaciones de los SAEB se conviertan en residuos de aparatos eléctricos y electrónicos, deberán ser gestionados por los productores (fabricantes o importadores) respectivos en cumplimiento de las obligaciones establecidas por la Ley 1672 de 2013 y la Resolución 851 de 2022 expedida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, o aquellas normas que las modifiquen, adicionen o sustituyan, salvo que éstas sean consideradas residuos peligrosos caso en el cual deben gestionarse como tal. Queda prohibida la disposición de estos residuos en rellenos sanitarios.”.

Finalmente, no se evidencia impacto sobre el patrimonio cultural de la nación.

7. ESTUDIOS TÉCNICOS QUE SUSTENTEN EL PROYECTO NORMATIVO

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME):
 Plan de expansión de Transmisión, 2022-2036.
 Plan Indicativo de Expansión de la Generación, 2023-2037.
 Plan de obras urgentes de transmisión de energía eléctrica, 2024
 Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) "Acceso de energía, una estrategia para la reducción de la pobreza", 2022
 Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) Panorama Energético de América Latina y el Caribe, 2024.
 Banco Interamericano de Desarrollo (BID), denominado "Energías renovables variables y su contribución a la seguridad energética: complementariedad en Colombia, 2017",
 Ministerio de Minas y Energía en el marco de la Formulación de la hoja de ruta de la Transición Energética Justa, 2023
 Actualización del mercado de energías renovables" de la Agencia Internacional de Energía (EIA, 2024)

ANEXOS:

Certificación de cumplimiento de requisitos de consulta, publicidad y de incorporación en la agenda regulatoria)	X
Concepto(s) de Ministerio de Comercio, Industria y Turismo	N/A
Informe de observaciones y respuestas	X
Concepto de Abogacía de la Competencia de la Superintendencia de Industria y Comercio	X
Concepto de aprobación nuevos trámites del Departamento Administrativo de la Función Pública	N/A
Cuestionario de abogacía de la competencia	X

Aprobó:

DANIEL AUGUSTO EL SAIH SÁNCHEZ
 Jefe Oficina Asesora Jurídica

JUAN CARLOS BEDOYA CEBALLOS
 Jefe Oficina de Asuntos Regulatorios y Empresariales

Elaboró: Erika Flórez / Nicolas Jiménez / Charlie Hurtado /Harby René Sotelo/ Alejandro Parrado Duque / Héctor Bo

Revisó:

Aprobó: Juan Carlos Bedoya Ceballos / Daniel Augusto El Saieh Sánchez

ⁱ <https://www.minambiente.gov.co/gobierno-nacional-declara-oficialmente-el-fenomeno-de-el-nino-y-alerta-al-pais-a-continuar-preparandose/#:~:text=Bogot%C3%A1%2C%20de%20noviembre%20de,posibles%20efectos%20en%20los%20territorios>.

ⁱⁱ https://www.ideam.gov.co/sites/default/files/prensa/boletines/2024-07-15/comunicado_especial_nodeg_073_finalizacion_oficial_del_fenomeno_de_el_nino.pdf

ⁱⁱⁱ <https://paratec.xm.com.co/reportes/capacidad-efectiva-neta-tipo-generacion%E2%80%AF>

^{iv} <https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/generacion-de-energia-electrica/registro-de-proyectos-de-generacion/>

^v <https://www.upme.gov.co/simec/energia-electrica/generacion-de-energia-electrica/registro-de-proyectos-de-generacion/>

^{vi}

https://minenergia.gov.co/documents/13272/Hoja_de_ruta_transicion_energetica_justa_TEJ_2025.pdf

^{vii}

https://docs.upme.gov.co/SIMEC/Hidrocarburos/Publicaciones_SIPG/Documento_complementario_estudio_tecnico_para_el_Plan_de_Abastecimiento_de_Gas_Natural_2023-2038_Enero_2025.pdf

^{viii} <https://tinyurl.com/4exz7yfn>

^{ix} <https://www.mincit.gov.co/getattachment/estudios-economicos/estadisticas-e-informes/informes-economicos/informes-macroeconomicos/2023/informe-economico-01/oee-av-informe-economico-cuarto-informe-2022-marzo-2023.pdf.aspx>

^x

<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiMmMyZmM1MGMtNzExZC00NzJILTk5ODAtNWUyMzYxMGMwMGYzIiwidCI6IjMzZWYwNmM5LTBiNjMtNDg3MC1hNTY1LWl3Yzc5NWlxNmE1MylsImMiOjR9>

^{xi} <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-tarifario-energia-ZNI-IV-trimestre-de-2024.pdf>

^{xii} <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Boletin-tarifario-energia-ZNI-IV-trimestre-de-2024.pdf>

^{xiii}

https://ipse.gov.co/documentos_cmn/documentos/informes_mensuales_de_telemetria/2025/INFORME-MENSUAL-DE-TELEMETRIA-JULIO-2025.pdf

^{xiv} <https://www.superservicios.gov.co/sites/default/files/inline-files/Informe-sectorial-de-la-prestacion-del-servicio-de-energia-electrica-vigencia2023-ZNI.pdf>

^{xv}

https://ipse.gov.co/documentos_cmn/documentos/informes_mensuales_de_telemetria/2025/INFORME-MENSUAL-DE-TELEMETRIA-JULIO-2025.pdf