

Comisión de Integración Energética Regional

Regulación de Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB)

Resumen de Situación, Marco Normativo en República Dominicana

Resumen

República Dominicana encara el almacenamiento con baterías (SAEB) desde una matriz que en 2025 suma 7.120 MW de capacidad instalada —con los combustibles fósiles importados explicando el 81,1% de la generación. Entre 2023 y 2025 la Superintendencia de Electricidad (SIE) construyó, por vía reglamentaria, un marco que habilita al SAEB para servicios auxiliares de frecuencia (RPF, RSF, RRF), integración de renovables variables y seguridad operativa del SENI. Ese marco ya se tradujo en despliegue físico mediante tres mecanismos: la exigencia de incorporar SAEB equivalente al 50% de la capacidad en todo proyecto renovable nuevo igual o mayor a 20 MW, la primera licitación competitiva de renovables con almacenamiento (EDES-LP-NGR-01-2025, con ofertas por más de 1.800 MW sobre una demanda de 600 MW) y la adenda de contratos a renovables existentes, a los que se suma la manifestación de interés de ETED para incorporar el SAEB como activo de transmisión regulado. La motivación de fondo es estructural: al tratarse de un sistema aislado, sin interconexión, la regulación de frecuencia es costosa, y el regulador estima que un SAEB dedicado a ese servicio puede reducirla hasta en 50%, además de mitigar el curtailment de renovables y la dependencia de combustibles importados.

14 de julio de 2026

Grupo de Trabajo SAEB

Redacción: Coordinación Internacional del Área Corporativa
Secretaría Ejecutiva · Montevideo

© CIER. Todos los derechos reservados.

La reproducción total o parcial de este informe requiere autorización previa y expresa de la CIER, debiendo citarse adecuadamente la fuente.

Estado de situación, marco regulatorio vigente y experiencia de implementación, según lo expuesto por la SIE – República Dominicana ante el GT SAEB

1. Matriz energética de República Dominicana (2025)

La matriz eléctrica dominicana en 2025 conserva una fuerte base térmica, pero exhibe una penetración renovable ya significativa en el margen. Los cuadros y gráficos siguientes presentan la capacidad instalada (MW) y la generación (GWh) por fuente para el año 2025, con su participación porcentual sobre el total nacional.

1.3 Lectura de la matriz

La generación renovable no convencional (solar y eólica) representa 13,5% de la generación total; en capacidad instalada, solar y eólica suman 29% del parque. La combinación de combustibles fósiles importados en su totalidad —carbón, gas natural y petróleo— explica el 81% de la generación, lo que confirma la dependencia energética externa que las autoridades dominicanas citan como motivación estratégica para el almacenamiento: reducir importaciones, mitigar el vertimiento (curtailment) de renovables y sostener la seguridad de suministro en un sistema eléctrico aislado, sin interconexión con otros países.

1.4 Actualización 2025 — Capacidad instalada (MW)

De acuerdo con el Organismo Coordinador (OC), la capacidad instalada bruta del SENI alcanzó 7.120,12 MW al cierre de 2025. El siguiente cuadro presenta el total por tecnología y su participación porcentual.

Tecnología	MW	% del total
Motor de combustión interna	1,646.96	23.1%
Solar fotovoltaica	1,580.96	22.2%
Ciclo combinado	1,527.78	21.5%
Turbina a vapor	1,125.00	15.8%
Hidroeléctrica	623.28	8.7%
Eólica	482.15	6.8%
Turbina a gas	134.00	1.9%
Total general	7,120.12	100.0%

Fuente: Organismo Coordinador (OC), Memoria Anual 2025, Tabla 37 ("Evolución de la capacidad instalada bruta del SENI por tecnología 2014-2025 [MW]"), p. 119, columna 2025.

1.5 Actualización 2025 — Generación eléctrica (GWh)

Según el registro de energía bruta generada por tecnología del OC (REGIO), la generación del SENI en 2025 sumó 26.188 GWh. El siguiente cuadro presenta el total por tecnología y su participación porcentual.

Tecnología	GWh	% del total
Turbina a vapor	7,750	29.6%
Ciclo combinado	6,965	26.6%
Motor de combustión interna	6,154	23.5%
Solar fotovoltaica	2,364	9.0%
Hidroeléctrica	1,468	5.6%
Eólica	1,181	4.5%
Turbina a gas	306	1.2%
Total general	26,188	100.0%

Fuente: Organismo Coordinador (OC), Memoria Anual 2025, Figura 50 ("Evolución de la energía generada por tecnología 2013-2025 [GWh]"), p. 126, columna 2025 y tabla de datos adjunta al gráfico.

2. Estado de situación: regulación en puesta a punto

Mensaje central

El país pasó de reconocer formalmente el almacenamiento a construir reglas habilitantes, operativas y económicas para su participación en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

República Dominicana enfrenta una penetración de energías renovables no convencionales de 25% en términos anuales, con picos horarios —típicamente en horas de la tarde— que superan el 50% de la demanda instantánea. Esta penetración ya ha incrementado los desafíos operativos asociados al control de frecuencia y tensión del SENI. Ante esta situación, el regulador —la Superintendencia de Electricidad (SIE)— optó por avanzar mediante modificaciones al Reglamento de la Ley General de Electricidad 125-01 y resoluciones específicas habilitantes, en paralelo al proceso de revisión de la Ley General de Electricidad (Ley 125-01), un proceso legislativo que puede tomar años.

El resultado es un marco regulatorio que ya reconoce a los SAEB como infraestructura útil para tres funciones: servicios auxiliares (regulación de frecuencia), integración de renovables variables y seguridad operativa del sistema. La construcción normativa se dio en una ventana concentrada de 2023 a 2025, con actualizaciones adicionales del código de conexión y del reglamento de puesta en servicio ya en 2026, y un reglamento de regulación de tensión que se encontraba en consulta pública al momento de este relevamiento.

Indicadores del proceso regulatorio

Indicador	Detalle
Piezas regulatorias centrales	3 (emitidas para almacenamiento y renovables con SAEB)
Ventana de construcción normativa	2023–2025, desde el Decreto 523-23 hasta resoluciones específicas
Roles operativos clave	Organismo Coordinador (OC) y Centro de Control de Energía (CCE): habilitación, despacho, medición y fiscalización
Ámbito de aplicación principal	Agentes que transan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)

La secuencia regulatoria sigue cinco etapas: Mandato legal → Reglas técnicas → Habilitación → Operación → Remuneración. De acuerdo con la experiencia regulatoria desarrollada, la regulación ya no es conceptual: está entrando en la etapa donde la calidad de los datos, las pruebas de habilitación y la liquidación económica determinan la efectividad real del marco.

2.1 Balance del proceso

Lo vigente

El marco dominicano reconoce expresamente los SAEB como infraestructura útil para servicios auxiliares, integración renovable y seguridad operativa del SENI.

Lo aprendido

La regulación debe avanzar de forma modular: autorización, requisitos técnicos, habilitación, asignación, medición, fiscalización y liquidación no pueden resolverse en una sola norma.

Lo pendiente

Consolidar los procedimientos operativos del Organismo Coordinador (OC) y del Centro de Control de Energía (CCE), y completar las señales económicas y reglas para servicios nuevos: tensión, flexibilidad, congestión y confiabilidad.

Experiencia dominicana: no se partió de un mercado completo de almacenamiento, sino de un marco inicial que incorpora el SAEB en servicios específicos y luego amplía requerimientos.

2.2 Un patrón de lo particular a lo general

A diferencia de países que reformaron primero su ley general para incorporar el almacenamiento, República Dominicana invirtió la secuencia: habilitó primero la figura técnica en servicios puntuales (regulación de frecuencia) y solo después fue ampliando el alcance regulatorio, mientras la reforma de la Ley 125-01 avanza en paralelo por la vía legislativa, más lenta.

Patrón regulatorio observado: primero se habilita la figura técnica; luego se define su uso en servicios y su interacción con el mercado. La experiencia dominicana evidencia que: separar autorización, prestación de servicios y remuneración reduce ambigüedad y facilita la fiscalización.

3. Marco regulatorio vigente

El cuerpo normativo dominicano para SAEB se apoya en piezas dictadas en cascada desde la ley marco hasta las resoluciones técnicas y económicas. A continuación, se describen ordenadas por jerarquía y luego organizadas según su función: desarrollo de proyectos, apertura de mercado y viabilidad económica.

3.1 Mapa de instrumentos

Instrumento	Año	Contenido principal
Ley 125-01 (Ley General de Electricidad)	2001	Base legal; otorga a la SIE la facultad regulatoria y fiscalizadora, y la competencia para emitir normas técnicas y de calidad/seguridad del servicio.
Decreto 523-23	2023	Modifica el Reglamento de Aplicación de la Ley General de Electricidad (RALGE) para incorporar disposiciones sobre SAEB; instruye a la SIE a emitir cinco procedimientos vía resolución.
Resolución SIE-136-2024-MEM Reglamento de aplicación para la prestación de los servicios auxiliares de regulación de frecuencia	2024	Habilita la Regulación Primaria (RPF), Secundaria (RSF) y la Respuesta Rápida de Frecuencia (RRF) con SAEB: habilitación, asignación de reserva, medición y régimen económico.
Resolución SIE-164-2025-MEM Procedimiento de autorización para la instalación de sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB)	2025	Requisitos técnicos y legales para autorizar la instalación de SAEB, previos al inicio de obras; incorpora revisión integral del marco cada 3 años.
Resolución SIE-178-2025-MEM Procedimiento sobre los requerimientos técnicos para proyectos de generación de energía	2025	Requerimientos técnicos para proyectos renovables variables integrados con SAEB: control de rampa, Black Start y respuesta rápida.

Instrumento	Año	Contenido principal
renovable variable con sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEB)		
Resolución SIE-081-2026-MEM Actualización del código de conexión	2026	Incorpora requisitos técnicos para recursos basados en inversores (IBR), incluidos los SAEB.
Resolución SIE-154-2024-MEM Reglamento de puesta en servicio	2024	Procedimiento específico para la puesta en servicio de sistemas de almacenamiento.
Resolución SIE-057-2026-MEM Reglamento de regulación de tensión	En consulta pública	Extiende el tratamiento regulatorio de los SAEB al servicio de regulación de tensión, incluyendo el comportamiento de las baterías en los cuatro cuadrantes.
SIE-153-2024-MEM	2025	Fijación incentivo regulación de frecuencia en el mercado eléctrico mayorista para el año 2025, incluyendo los sistemas de almacenamiento.
SIE-015-2026-MEM	2026	Fijación Incentivo Regulación de Frecuencia en el Mercado Eléctrico Mayorista para el año 2026, incluyendo los sistemas de almacenamiento.

El diseño separa deliberadamente autorización de instalación, prestación de servicios y remuneración: cada uno de estos tres planos se resuelve en instrumentos distintos. Efecto práctico del marco regulatorio: el SAEB queda reconocido como un activo capaz de inyectar y retirar energía, y de prestar servicios complementarios, bajo condiciones técnicas, operativas y económicas definidas.

3.2 Elementos regulatorios para el desarrollo de proyectos

La Resolución SIE-164-2025-MEM ordena el paso previo al desarrollo físico de un proyecto de SAEB: establece los requisitos técnicos y legales que un agente del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) debe agotar antes de iniciar cualquier trabajo de instalación. El proceso sigue una secuencia de cinco etapas: Solicitud → Revisión técnica y legal → Autorización → Instalación, y prevé una revisión integral del marco normativo cada tres años para su mejora continua y actualización de normas técnicas.

En paralelo, la Resolución SIE-178-2025-MEM fija los requisitos técnicos que deben cumplir los proyectos renovables variables que integran SAEB, con el propósito sistémico de mitigar variabilidad, reforzar la estabilidad y mejorar la capacidad de integración de renovables al

SENI. Contempla el ajuste de límites de rampa tanto en condiciones programadas como ante variaciones climáticas (con fiscalización específica), capacidad de Black Start, respuesta rápida de frecuencia, y coordinación operativa mediante señales de despacho, disponibilidad, estado de carga (SoC) y sistemas EMS/BMS/SCADA, bajo seguimiento del Organismo Coordinador (OC) y del Centro de Control de Energía (CCE).

Observación: el procedimiento separa los requerimientos del proyecto renovable con SAEB de la remuneración de cada servicio; frecuencia, tensión u otros servicios complementarios deberán tener sus reglas económicas propias, en la experiencia dominicana.

3.3 Elementos regulatorios para la apertura del mercado al almacenamiento

El ámbito de aplicación principal de todo el marco es el conjunto de agentes que transan en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). La apertura de mercado se articula en dos frentes complementarios:

- Servicios auxiliares de frecuencia: la SIE-136-2024-MEM habilita a los SAEB para prestar Regulación Primaria (RPF), Regulación Secundaria (RSF) y Respuesta Rápida de Frecuencia (RRF), definiendo obligaciones específicas de la SIE, el OC, el CCE y los agentes del MEM. El proceso operativo sigue la secuencia: Habilitar → Asignar reserva → Despachar → Medir calidad → Liquidar.
- Integración obligatoria vía renovables: la Comisión Nacional de Energía (CNE), mediante la resolución CNE-AD-005-2024, exige que todo proyecto renovable nuevo con capacidad nominal igual o superior a 20 MW incorpore SAEB equivalente al 50% de esa capacidad, destinada principalmente al arbitraje de energía —una condición de entrada que ha sido, en la práctica, el principal motor de instalación de almacenamiento en el país.

El primer frente motoriza las centrales existentes y en operación en el sistema eléctrico, mientras que el segundo lo hace para los nuevos proyectos de generación en proceso de obtención de la concesión.

Un matiz relevante de gobernanza de mercado: el acceso a la primera licitación de renovables con almacenamiento estuvo abierto a cualquier titular de una concesión definitiva —sin exigir la condición de agente del MEM—, mientras que la manifestación de interés para SAEB como activo de transmisión sí restringe la participación a agentes ya activos en el mercado, por razones inherentes de la Ley y de urgencia y no como criterio general de diseño.

Nomenclatura del incentivo económico: para la regulación primaria (RPF) se aplica el IR-SAEBRPF, un incentivo específico para SAEB; para la regulación secundaria (RSF) se aplica el IRSAEBRSF, revisado anualmente según la evolución de precios de la tecnología, con un piso igual al incentivo reconocido a los generadores convencionales.

Reserva de Respuesta Rápida: la normativa contempla la respuesta rápida de frecuencia (RRF), pero no la compensa de forma independiente, sino dentro del margen de la regulación primaria. Se exige a los sistemas colocar una etiqueta (label) en su programación para indicar si operarán en respuesta rápida o en regulación primaria, ya que un evento de respuesta rápida agota el margen disponible para la primaria.

Medición de alta resolución: se exige a los operadores de almacenamiento y a los generadores la instalación de registradores de datos de alta resolución y sistemas de comunicación SCADA/EMS, lo que desplaza la fiscalización tradicional basada únicamente en datos de SCADA estándar y permite al OC verificar con precisión el cumplimiento y desempeño del servicio de frecuencia.

3.4 Elementos regulatorios para la viabilidad económica (modelo retributivo)

El diseño retributivo dominicano se apoya en un principio explícito: la remuneración se orienta al servicio prestado, no a la tecnología que lo provee. El SAEB compite en función de requisitos técnicos y desempeño, en pie de igualdad con otros recursos, participando en una lista de méritos. Sobre esa base conviven tres mecanismos: el Incentivo de Regulación (IR-SAE / IR) para RPF y RSF; la contratación de renovable + SAEB por licitación competitiva (licitación EDES-LP-NGR-01-2025, desarrollada en detalle en la Sección 7.1 y 7.2); y la adenda a contratos de renovables existentes bajo un contrato de capacidad tipo tolling (desarrollada en la Sección 7.3).

Un dato que ilustra la lógica económica del país: al tratarse de un sistema aislado, sin interconexión con ningún vecino, el costo de la regulación de frecuencia es estructuralmente alto. Según lo reportado por el regulador, dedicar un SAEB exclusivamente a ese servicio puede reducir significativamente el costo de la regulación de frecuencia hasta en un 50%, según estimaciones de la SIE.

4. Experiencias en la implementación de la nueva regulación

La consulta pública fue, en la experiencia dominicana, un instrumento de depuración técnica y de legitimidad regulatoria. El volumen de observaciones recibidas —y la proporción efectivamente acogida— es un indicador del trabajo de ajuste realizado entre la primera versión de cada norma y su versión final:

Instrumento	Observaciones	Acogidas totalmente	Acogidas parcialmente
SIE-136-2024-MEM (servicios auxiliares)	93	30	9
SIE-164-2025-MEM (autorización)	51	4	14
SIE-178-2025-MEM (requisitos técnicos)	29	4	2

Lectura regulatoria

La experiencia demuestra que el almacenamiento obliga a rediseñar procesos, no solo a añadir definiciones: los agentes pidieron claridad sobre alcance, remuneración, medición, rampa, vida útil, responsabilidades y pruebas.

También merece destacarse un costo de implementación que rara vez se cuantifica ex ante: la SIE reporta que le tomó cerca de un año de reuniones e intercambio técnico con los agentes del mercado sobre el mecanismo de remuneración de regulación de frecuencia.

5. Lecciones aprendidas

La experiencia dominicana podría sintetizarse en cinco lecciones:

1. No regular todo a la vez

Avanzar por módulos —autorización, requisitos técnicos, servicios, habilitación, despacho, medición, liquidación y fiscalización— en lugar de intentar una norma integral única.

2. Diferenciar servicios

RPF, RSF, RRF, regulación de tensión, control de rampa y confiabilidad tienen tiempos, costos, impactos y métricas distintas, y no convendría no tratarse bajo una etiqueta genérica..

3. Operación antes que teoría

El detalle de las pruebas, los datos de alta resolución, los sistemas SCADA/EMS y la asignación de responsabilidades determinan si una norma es aplicable en la práctica, más allá de su corrección conceptual.

4. La consulta mejora el texto

Las observaciones de los agentes —quienes operan las centrales y equipos en la práctica— permitieron aclarar el alcance, modificar los límites de rampa y ajustar responsabilidades que el regulador, actuando solo, no habría detectado.

5. El modelo económico es crítico

Una regla técnica sin señal de remuneración clara puede retrasar la inversión o inducir una operación ineficiente.

6. Proyectos de SAEB en ejecución

República Dominicana ha implementado mecanismos concretos para la incorporación física de baterías al sistema: una licitación competitiva de renovables con almacenamiento, una adenda a contratos de renovables ya existentes, y una iniciativa en curso para incorporar el SAEB como activo de transmisión regulado.

6.1 Licitación EDES-LP-NGR-01-2025

Primera licitación competitiva del país para renovables con almacenamiento (anteriormente los contratos PPA se adjudicaban de forma directa, con precios de referencia fijados por la CNE). Sus condiciones principales fueron:

Parámetro	Valor
Capacidad total a contratar	Hasta 600 MW
Capacidad nominal por proyecto	20 MWca – 300 MWca
Tipo de central	Nuevas, eólica o solar fotovoltaica + 50% SAEB
Tipo de contrato	Financiero y de energía asociada
Plazo del contrato	180 meses (15 años)
Fecha de adjudicación	Mayo de 2026
Proporción por empresa distribuidora	EDESUR 35% / EDEESTE 35% / EDENORTE 30%

Para participar bastaba con poseer una concesión definitiva de construcción, sin requerir previamente la condición de agente operativo del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).

6.2 Resultados de la licitación EDES-LP-NGR-01-2025

Se presentaron ofertas por más de 1.800 MW sobre una demanda de hasta 600 MW. El gráfico de la licitación (Precio Comparativo de Energía, PCE, en cUS\$/kWh, en el eje vertical, contra Capacidad en MW en el eje horizontal) muestra tres series:

- Ofertas Adjudicadas (línea verde): tramo de ofertas aceptadas, en escalones ascendentes desde el origen hasta el punto de cierre del mercado.
- Ofertas Excedentes / Rechazadas (línea roja): continúa en escalones ascendentes más allá del punto de cierre, hasta aproximadamente 1.300 MW, con precios que llegan a cerca de 12,7 cUS\$/kWh.
- Capacidad a Adjudicar / Demanda (línea azul): descendente, desde aproximadamente 13,1 cUS\$/kWh en 0 MW hasta aproximadamente 9,3 cUS\$/kWh en 600 MW.

El punto de cierre de la adjudicación de mercado se ubica en la intersección de la curva de demanda con la curva de ofertas adjudicadas:

Variable de cierre	Valor
Capacidad contratada	325,69 MW
Precio de cierre (PCE)	10,8952 cUS\$/kWh
Precio mínimo ofertado	10,61 cUS\$/kWh
Techo máximo admisible	13,1 cUS\$/kWh
Umbral de reducción	9,53 – 9,83 cUS\$/kWh
Almacenamiento (SAEB) co-localizado incorporado	+150 MW / 600 MWh

El mecanismo de precios utilizó un modelo de adjudicación de cantidad variable en función del precio ofertado, diseñado para mitigar el riesgo financiero de las empresas distribuidoras (EDESUR, EDEESTE y EDENORTE) ante precios superiores a los esperados.

6.3 Adenda a contratos de renovables existentes

Mecanismo complementario a la licitación, orientado a incorporar SAEB a proyectos renovables ya en operación, bajo un contrato de capacidad (tolling) —remuneración por disponibilidad, no por energía—:

Parámetro	Valor
Capacidad a instalar en SAEB	138,1 MW
Duración (horas)	4 horas
Ciclos equivalentes diarios	1 ciclo
Tipo de contrato	Capacidad (tolling)
Fecha de entrada en operación	Marzo – julio de 2027

6.4 SAEB como activo de transmisión

Actualmente existe una manifestación de interés de la Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED) para incorporar almacenamiento con baterías al sistema de transmisión, como activo regulado.

Parámetro	Valor
Capacidad	3 bloques de 200 MW / 400 MWh, localizados en puntos estratégicos de la red
Servicios estratégicos	Fast Frequency Response, control de rampa renovable, diferimiento de inversión en transmisión y Black Start
Esquema de inversión	Inversión privada, repagada por la empresa de transmisión en un periodo inferior a 15 años

Objetivos estratégicos de la iniciativa:

- Estabilidad del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).
- Reducción significativa del curtailment (vertimiento de energía renovable).
- Mitigación de eventos severos.
- Incremento en la calidad del servicio.
- Mejora de la resiliencia y la seguridad energética.

Por razones de urgencia del sistema, se exige que los participantes en esta iniciativa sean agentes actuales del mercado (o consorcios asociados a ellos), con el fin de reducir los tiempos de depuración técnica e institucional.

7. Conclusión

Conclusión sobre la experiencia dominicana

La experiencia dominicana muestra que el almacenamiento puede regularse como infraestructura operativa del sistema, y no únicamente como un activo de energía.

Esa premisa se tradujo, según la hoja de ruta identificada en la experiencia dominicana, en tres decisiones secuenciales:

Decisión	Contenido
Primera decisión	Crear la figura normativa y definir su ámbito de aplicación.
Segunda decisión	Vincular cada servicio a pruebas, datos y desempeño verificable.
Tercera decisión	Diseñar una remuneración que incentive la inversión eficiente.

El contexto que forzó esta secuencia es un sistema eléctrico aislado, sin interconexión, con una penetración renovable que ya supera el 50% en horas puntuales y sin fuentes primarias propias de combustibles fósiles. Optimizar los recursos y reducir el curtailment es, en ese contexto, un objetivo de seguridad y de independencia energética.

A diferencia de mercados como el de Chile, donde la incorporación del almacenamiento se produce de forma abierta mediante las oportunidades que cada agente identifica en el mercado, República Dominicana ha iniciado su camino de forma dirigida e imperativa, impulsada por la exigencia obligatoria de 50% de almacenamiento en las nuevas concesiones de generación renovable y mediante licitaciones centralizadas.

En sistemas interconectados grandes, el uso de baterías exclusivamente para regulación de frecuencia puede no ser financieramente viable; en un sistema aislado como el dominicano, donde la regulación de frecuencia convencional es sumamente costosa, la introducción de sistemas de almacenamiento dedicados a este servicio reduce esos costos en el orden del 50%.