

Norma complementaria para la inclusión de almacenamiento con baterías para proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables variables, y condiciones para tramitar las concesiones en el Régimen Especial.

Resolución Núm. CNE-AD-0003-2023

Resolución Núm. CNE-AD-0004-2023



PRÓLOGO

Nuestra planificación energética tiene como objetivos en el plan de expansión de la generación garantizar el abastecimiento de energía, minimizar los costos de operación y contribuir a la mitigación de gases de efecto invernadero.

En ese sentido, nuestro Plan Energético Nacional 2022-2037 plantea los escenarios posibles de mayor integración de fuentes renovables en nuestra matriz de generación, asegurando el cumplimiento de la Estrategia Nacional de Desarrollo, el compromiso de la ley de incentivos a las fuentes renovables y los acuerdos internacionales que requieren de que al menos un 30% de la generación sea de fuentes renovables no convencionales al 2030.

Nuestra condición geográfica de isla y por demás, sistema aislado de los demás países de la región, de baja respuesta inercial y altos costos de reserva rodante, representa limitantes en la integración masiva de energía renovable variable. La integración masiva de nuevos proyectos durante 2021 y 2022, han copado a futuro la capacidad de estabilidad del sistema eléctrico, proyectando grandes fluctuaciones de frecuencia y voltaje en algunas zonas del sistema.

Por ello, y en cumplimiento de los mandatos a esta comisión por parte de la ley 125-01, Ley General de Electricidad, evacuamos las resoluciones administrativas CNE-AD-0003-2023 sobre la declaración de necesidad del uso de almacenamiento para integración de nuevos proyectos de energía renovable y CNE-AD-0004-2023 sobre los requisitos en el trámite administrativo. Esta propuesta de almacenamiento para el servicio de arbitraje o “peak saving” para nuevos proyectos renovables de capacidad considerable, promete una mayor estabilidad de frecuencia, voltaje, amortiguamiento de las rampas, como garantía de continuidad en el servicio.

Por igual, el informe de referencia publicado en esta misma edición muestra un esquema de remuneración al uso de almacenamiento para un activo de transmisión y que por demás pueda este ser usado como un elemento de estabilidad en la red. Tanto el uso de almacenamiento de larga duración para arbitraje, como corta duración para regulación de frecuencia, inciden en la estabilidad de la red y de la operación en tiempo real del sistema.

En síntesis, el uso de almacenamiento garantiza una mayor inclusión de fuentes renovables variables, reduciendo los precios promedios de compra de las empresas distribuidoras, cumpliendo los objetivos climáticos y limitando al mínimo el uso de combustibles fósiles como recurso importado.

Nuestro sol, nuestro viento, pueden y deben ser el componente principal de nuestra matriz energética.

Edward Veras
Director Ejecutivo



RESOLUCIÓN CNE-AD-0003-2023

La Comisión Nacional de Energía (CNE), organismo autónomo del Estado dominicano, con personalidad jurídica de derecho público, creada mediante la ley general de electricidad núm. 125-01 de fecha 26 de julio de 2001, modificada por la ley núm. 186-07 de fecha 06 de agosto de 2007, es una institución del Estado dominicano que tiene como atribución elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria; proponer y adoptar políticas; elaborar planes indicativos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía, además del mandato de promover la inversión, el desarrollo sostenible, y el uso racional de la energía; asimismo, es responsable de dar seguimiento al cumplimiento de la ley núm. 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales, y el reglamento para su aplicación dictado mediante el decreto núm. 555-02, y sus modificaciones.

I. MARCO REGULATORIO APLICABLE

- Constitución de la República Dominicana, votada y proclamada por la Asamblea Nacional en fecha trece (13) de junio de 2015.
- Ley General de Electricidad núm. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001.
- Reglamento para la aplicación de la ley General De Electricidad núm. 125-01 emitido mediante decreto núm. 555-02.
- Ley núm. 57-07 sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales.
- Reglamento de aplicación de la ley núm. 57-07, emitido mediante decreto núm. 202-08.
- Ley 1-12 sobre Estrategia Nacional de Desarrollo 2030.
- Ley núm. 107-13, sobre los derechos de las personas en sus relaciones con la administración y de procedimiento administrativo.

II. Acta núm. DIR-CNE-2022-009, de reunión del Directorio de la Comisión Nacional de Energía (CNE), de fecha 09 de noviembre del 2022.

III. FUNDAMENTO Y JUSTIFICACIÓN

1. La Ley núm. 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales, se desarrolla sobre el especial interés de fomentar el desarrollo de fuentes de energías renovables, para la consolidación del desarrollo y el crecimiento macroeconómico, así como la estabilidad y seguridad estratégica de la República Dominicana.

2. Como consecuencia de las atribuciones contenidas en la ley núm. 57-07, a esta Comisión Nacional de Energía le corresponde emitir los reglamentos complementarios y oportunos, necesarios para alcanzar sus objetivos estratégicos, que regulen cada una de las actividades del régimen especial de producción de electricidad a partir de fuentes de energías renovables, dándole prioridad a las energías con mayores demanda de desarrollo e inversión, así como establecer mediante resolución los objetivos de potencia a instalar para cada una de las tecnologías.

3. La Ley núm. 57-07 en su artículo 03, entre los objetivos estratégicos propuestos establece los siguientes:

(...) b) Reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados
c) Propiciar que la participación de la inversión privada en la generación de electricidad a ser servida al SENI, esté supeditada a las regulaciones de los organismos competentes y de conformidad al interés público.

(...) g) Contribuir a la descentralización de la producción de energía eléctrica y biocombustibles, para aumentar la competencia del mercado entre las diferentes ofertas de energía y;

h) Contribuir al logro de las metas propuestas en el Plan Energético Nacional específicamente en lo relacionado con las fuentes de energías renovables, incluyendo los biocombustibles.

4. La Ley núm. 57-07 en su artículo 27, instruye a la Comisión Nacional de Energía (CNE), a redactar un reglamento que supla cada tipo de energía, dándosele prioridad al de las energías con mayores demandas de desarrollo e inversión.

5. Debido a su relevancia y repercusión en los distintos sectores económicos y sociales, en general, que conforman una nación, el suministro de energía eléctrica es un elemento fundamental y esencial para su eficiente desarrollo en todas sus vertientes.

6. Tomando en consideración lo antes indicado, es oportuno destacar que el artículo 53 de nuestra constitución, en referencia a los derechos del consumidor establece que: “Toda persona tiene derecho a disponer de bienes y servicios de calidad...”, siendo dicho mandato establecido con la finalidad de que toda persona tenga acceso a los bienes y servicios esenciales en las condiciones que le permitan tener una vida digna, lo cual es corroborado además mediante la sentencia TC/0372/16, la cual señala que:

“...se puede asumir que los servicios públicos que responden a una necesidad general y cuya satisfacción no puede faltar, en razón de que su carencia puede ocasionar a los individuos una afectación en sus condiciones de vida, se enmarcan dentro del principio de respeto de la dignidad de las personas contenido en el artículo 8 de la Constitución, teniendo, por vía de consecuencia, una relación directa con los derechos fundamentales relativos a la dignidad humana, a la salud, y se deriva del derecho humano a la vivienda digna con servicios básicos esenciales, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 59 de la Constitución.”,

7. Lo anterior fue tomado en cuenta por el Tribunal Constitucional considerando al respecto el fallo de la Corte Constitucional de Colombia, disponiendo lo siguiente:

“El suministro de electricidad permite hacer frente a las necesidades básicas de la vida cotidiana. Actividades como la conservación de alimentos, climatizar espacios, la iluminación y la higiene personal, sólo pueden disfrutarse con la concurrencia de la energía eléctrica. Dicho, en otros términos, este suministro está directamente relacionado con el bienestar de las personas, y asegura condiciones elementales de comodidad”.

8. El crecimiento sostenido de la demanda de electricidad, base del desarrollo económico, requiere de proyectos eficientes de mejoras para evitar, con la debida oportunidad, déficits futuros previsibles.

9. Es deber del Estado fomentar el desarrollo de fuentes de energías renovables, para la consolidación del desarrollo y el crecimiento macroeconómico, así como la estabilidad y seguridad estratégica de la República Dominicana; constituyendo una opción de menor costo para el país en el largo plazo por lo que debe ser apoyado e incentivado por el Estado;

10. Es interés del Estado dominicano, organizar y promover la creación de nuevas tecnologías energéticas y la adecuada aplicación local de tecnologías ya conocidas, permitiendo la competencia de costo entre las energías alternativas, limpias y provenientes de recursos naturales.

11. La República Dominicana es signataria y ha ratificado diferentes convenciones y convenios internacionales, como el Acuerdo de París de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, donde el país se compromete a realizar acciones en la producción de energías renovables que reducen las emisiones de gases efectos de invernadero, que contribuyen al calentamiento global del planeta.

12. La República Dominicana no dispone de fuentes fósiles conocidas hasta el presente, en volúmenes comercializables, lo que contribuye a aumentar la dependencia externa, tanto en el consumo de combustibles importados y de fuentes no renovables, como en la dependencia tecnológica y financiera en general.

13. El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) se caracteriza por ser pequeño y aislado. La participación de las energías renovables variables aún se mantiene en un margen relativamente bajo.

14. La inserción de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) Variables trae consigo adversidades que ponen en riesgo la estabilidad de los sistemas eléctricos sobre todo en países con condiciones insulares como la República Dominicana. Este tipo de tecnología de generación

variable tiene preferencias en el despacho, de conformidad con el artículo 199 del reglamento para la aplicación de la ley núm. 125-01, y artículo 118 del reglamento para la aplicación de la Ley 57-07, es decir, en la programación del SENI serán despachadas a su máxima capacidad de generación.

15. Al analizar el impacto que supondría la incorporación masiva de renovables al SENI, se evidencia la necesidad de dotar al sistema de un esquema de soporte de regulación de frecuencia más robusto y dinámico, principalmente por el efecto de estas centrales sobre la inercia del sistema.

16. En función de lo anterior, hace falta contar con una suficiente capacidad de energía almacenada que pueda ingresar al sistema en el menor tiempo posible cuando sea requerido. La solución más probable para el SENI son los acumuladores eléctricos o baterías (Battery Energy Storage System, BESS). Este documento evalúa la posible integración al SENI de BESS como soporte de la integración masiva de generación a base de renovables.

17. Reemplazar en el tiempo un gran número de plantas de generación convencional por plantas solares fotovoltaicas o eólicas, en el SENI, conllevará una disminución en el número de generadores que puedan hacer frente a los desbalances ocurridos ante grandes perturbaciones entre la carga y generación, que podrían derivar en el aumento de energía no suministrada (ENS), mediante la activación de los esquemas de desconexión automática de cargas, para ayudar a que el desbalance producido entre carga y generación no sea tan pronunciado, lo que afecta en gran manera la seguridad y confiabilidad del SENI, así como en los efectos económicos para gestionar la confiabilidad de la variabilidad de las centrales renovables.

18. Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) persiguen la operación en equilibrio, procuran en todo momento igualar la generación con la demanda, incluidas las pérdidas en las redes.

19. El parque de generación de República Dominicana está compuesto por máquinas térmicas, hidráulicas y centrales a base de sol (parques solares) y a base de viento (parques eólicos); Las primeras se caracterizan porque su producción puede ser gestionada, las últimas forman parte de las Energías Renovables No Convencionales (ERNCC), se caracterizan porque su fuente de energía varía de forma aleatoria (viento, irradiación solar, etc.) según la disponibilidad y ubicación específica de dichos recursos, estos arrojan incertidumbre en sus pronósticos que conllevan a complejidades operativas en el balance del despacho de la generación.

20. La variabilidad de las ERV debe ser compensada por el propio sistema, de lo contrario se puede producir un desequilibrio entre la generación y la demanda cuya consecuencia sea el colapso total. Esta será relevante para un SEP en la medida en que aumenta su porcentaje de participación con respecto a suplir la demanda total.

21. Un factor importante que también amenaza la operación segura de un sistema es denominado falla o evento, que consiste en la pérdida repentina de generación o demanda, que pueden ser producto de la desconexión inesperada de una o varias líneas de transmisión, o bien de un descenso brusco de generación.

22. Para compensar los desequilibrios entre generación y carga, los SEP tienden a hacer ajustes automáticos siempre que cuenten con la capacidad adecuada para ello. Los Sistemas grandes suelen contar con mayores recursos ante eventos por tener una buena base térmica y/o hidroeléctrica de rápida respuesta. Un elemento adicional es la posibilidad de interconexiones con otros sistemas, de modo que cada uno puede, eventualmente, hacer las aportaciones necesarias que demande el otro.

23. El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI), durante el transcurso del año 2022, la demanda ha sido cubierta de la siguiente manera: Térmica 83.92%, Hidroeléctrica 6.46%. Solar 3.21%, Eólica, 5.44%, y Biomasa 0.97%.

24. Como puede observarse, la participación de las ERV aún se mantiene en un margen relativamente bajo; la respuesta del SENI ante los eventos presenciados hasta el momento ha permitido minimizar la interrupción del suministro a la mayoría de los usuarios.

25. La regulación vigente garantiza prioridad en el despacho para los parques de generación sobre la base de fuentes renovables suscritas en el régimen especial¹, el ingreso de estas disminuye la participación de las centrales térmicas, dicha bajada implica reducción de la inercia del sistema que es un soporte vital frente a una disminución brusca de la generación.

26. El Artículo 21 de la Ley 57-07 compromete a las autoridades del subsector eléctrico a procurar “que el 25% de las necesidades del servicio para el año 2025, sean suplidas a partir de fuentes de energías renovables”. En adición, compromisos internacionales contraídos por el estado dominicano trazan metas superiores al valor indicado para los años subsiguientes.

27. Para alcanzar el hito de abastecer el 25% es necesario incorporar, adicional a la capacidad existente, cerca de 300 MW eólicos y 1700 MWp Fotovoltaicos y, a partir de ese punto, seguir incorporando centrales que permitan sostener dicha participación en el tiempo. Luego, con alrededor de 100 MWp fotovoltaicos y 50 MW eólicos cada año, dicha participación se mantendría, estando lo anterior en consonancia con lo esbozado en el Plan Energético Nacional emitido por la CNE a inicios del 2022.

28. Al analizar el impacto que supondría dicha incorporación, se evidencia la necesidad de dotar al sistema de un esquema de soporte de regulación de frecuencia más robusto y dinámico, principalmente por el efecto de ERV sobre la inercia del sistema. De acuerdo con los análisis realizados, uno de los mayores riesgos radica en la bajada de producción de parte de los parques fotovoltaicos, usualmente asociada a extensos campos nubosos que pueden presentarse en el país.

¹ Ver los artículos 15 y siguientes de la Ley 57-07.

29. En busca de la mejor irradiación y condiciones de acceso a las redes, la alta concentración de parques fotovoltaicos en zonas relativamente cercanas es prácticamente inevitable, por tanto, es necesario tomar medidas y enviar las señales adecuadas para que esta incorporación masiva de renovables sea viable.

30. En los sistemas de energía, el almacenamiento es ampliamente considerado y recomendado para ser integrado en sistemas con amplias cantidades de energías renovables variables, y que este a su vez es cada vez más competitivo en cuanto a costos, tal es el caso para la aplicación de los servicios de corta y larga duración que combinan algunos elementos de capacidad, energía y servicios de transmisión.

31. Para solucionar las previsible variaciones que pueden presentarse en el futuro cercano, hace falta contar con suficiente capacidad de energía almacenada que pueda ingresar al sistema en el menor tiempo posible cuando sea requerido. Esto puede ser suplido con la adición de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) de pronta respuesta, se vislumbran cuatro potenciales vías: (1) agua (incluido el rebombeo), (2) aire comprimido, (3) hidrógeno y (4) acumuladores eléctricos o baterías (Battery Energy Storage System, BESS) .

32. Las tres primeras presentan limitaciones del tipo técnico, económico y geográfico que las hacen poco factibles ante la situación actual del país, dejando una brecha para que los recursos sean orientados principalmente a la evaluación de la incorporación de sistemas BESS².

33. Los BESS, en términos de “hardware”, son similares independientemente de su función, sin embargo, la forma en cómo operan, la lógica de control que las gobierna (software) y cómo esto afecta su vida útil difieren en gran medida dependiendo la aplicación para la que se utilice. En esta vertiente, dos opciones deben ser consideradas:

² Se han considerado las baterías de Litio, por su madurez, eficiencia y reducción de costos en el mercado actual y futuro

- Almacenamiento acción rápida (corta duración).
- Almacenamiento de larga duración.

Visualizamos que el almacenamiento de acción rápida será viable en la medida en que se actualice la regulación y se reconozca el pago de servicios complementarios a este tipo de facilidades.

El almacenamiento de larga duración hace referencia a las baterías con capacidad de almacenamiento en el orden de las horas y cuya principal función es trasladar la energía de un bloque horario a otro, en búsqueda de un beneficio económico o comercial.

34. A medida que aumenta la penetración de las energías renovables, el almacenamiento se hace una herramienta cada vez más valiosa y necesaria para la integración de estas. De tal manera que, es inminente considerar que el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) se está proyectando en un sistema con amplias capacidades de penetración de energías renovables, por lo que es imperativo incluir el almacenamiento para el buen funcionamiento de este.

35. Las condiciones actuales y las perspectivas futuras del sistema eléctrico dominicano imponen limitaciones, así como restricciones para garantizar el buen funcionamiento y aprovechamiento de la producción nacional, de manera que con la apropiada previsión sean evitadas posibles incertidumbres, cuyas consecuencias produzcan trastornos que impidan el óptimo funcionamiento del sistema, mermando a su vez la penetración oportuna de las energías renovables variables.

36. Para compensar el desequilibrio que pudiera suscitarse por el desplazamiento de generación convencional por el despacho de las centrales renovables variables, así como la situación de desabastecimiento descrita, es posible disponer de bloques de energía mediante sistemas de almacenamiento de energía con baterías (BESS) por sus siglas en inglés, aprovechando el porcentaje de penetración de energías renovables no convencionales, que pudieran ser distribuidos entre los proyectos ya sean concesionados o a concesionarse por la CNE.

IV. CONSIDERACIONES LEGALES.

37. El artículo 8 de la Constitución Dominicana, establece que la función esencial del Estado se embarca sobre “la protección efectiva de los derechos de la persona, el respeto de su dignidad y la obtención de los medios que le permitan perfeccionarse de forma igualitaria, equitativa y progresiva, dentro de un marco de libertad individual y de justicia social, compatibles con el orden público, el bienestar general y los derechos de todos y todas.”

38. El artículo 17 de la Constitución Dominicana, dispone que “los yacimientos mineros y de hidrocarburos y, en general, los recursos naturales no renovables, sólo pueden ser explorados y explotados por particulares, bajo criterios ambientales sostenibles, en virtud de las concesiones, contratos, licencias, permisos o cuotas, en las condiciones que determine la ley. Los particulares pueden aprovechar los recursos naturales renovables de manera racional con las condiciones, obligaciones y limitaciones que disponga la ley.”

39. El artículo 50 de la Constitución Dominicana, establece el derecho a la Libertad de empresa, diciendo que “El Estado reconoce y garantiza la libre empresa, comercio e industria. Todas las personas tienen derecho a dedicarse libremente a la actividad económica de su preferencia, sin más limitaciones que las prescritas en esta Constitución y las que establezcan las leyes”. Dentro de las medidas y posibilidades del Estado en relación con la libertad de empresa, la Constitución destaca lo siguiente:

“...2) El Estado podrá dictar medidas para regular la economía y promover planes nacionales de competitividad e impulsar el desarrollo integral del país;

3) El Estado puede otorgar concesiones por el tiempo y la forma que determine la ley, cuando se trate de explotación de recursos naturales o de la prestación de servicios públicos, asegurando siempre la existencia de contraprestaciones o contrapartidas adecuadas al interés público y al equilibrio medioambiental.”

40. El artículo 53 de la Constitución Dominicana establece los derechos del consumidor, y dispone que “toda persona tiene derecho a disponer de bienes

y servicios de calidad, a una información objetiva, veraz y oportuna sobre el contenido y las características de los productos y servicios que use o consuma, bajo las previsiones y normas establecidas por la ley. Las personas que resulten lesionadas o perjudicadas por bienes y servicios de mala calidad, tienen derecho a ser compensadas o indemnizadas conforme a la ley.”

41. El artículo 138 de la Constitución Dominicana dispone que “La Administración Pública está sujeta en su actuación a los principios de eficacia, jerarquía, objetividad, igualdad, transparencia, economía, publicidad y coordinación, con sometimiento pleno al ordenamiento jurídico del Estado. La ley regulará:

...2) El procedimiento a través del cual deben producirse las resoluciones y actos administrativos, garantizando la audiencia de las personas interesadas, con las excepciones que establezca la ley.”

42. El artículo 147 de la constitución dominicana dispone sobre la finalidad de los servicios públicos que: Los servicios públicos están destinados a satisfacer las necesidades de interés colectivo. Serán declarados por ley. En consecuencia:

1) El Estado garantiza el acceso a servicios públicos de calidad, directamente o por delegación, mediante concesión, autorización, asociación en participación, transferencia de la propiedad accionaria u otra modalidad contractual, de conformidad con esta Constitución y la ley;

2) Los servicios públicos prestados por el Estado o por los particulares, en las modalidades legales o contractuales, deben responder a los principios de universalidad, accesibilidad, eficiencia, transparencia, responsabilidad, continuidad, calidad, razonabilidad y equidad tarifaria;

3) La regulación de los servicios públicos es facultad exclusiva del Estado. La ley podrá establecer que la regulación de estos servicios y de otras actividades económicas se encuentre a cargo de organismos creados para tales fines.

43. El literal B del artículo 14 de la Ley núm. 125-01, dispone que para la Comisión Nacional de Energía pueda alcanzar sus objetivos, tendrá las funciones

y atribuciones de proponer y adoptar políticas y emitir disposiciones para el buen funcionamiento del sector, así como aplicar normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica a que deberán someterse las empresas energéticas en general.

44. El literal C del artículo 14 de la Ley núm. 125-01, dispone que la Comisión Nacional de Energía deberá: Estudiar las proyecciones de la demanda y oferta de energía; velar porque se tomen oportunamente las decisiones necesarias para que aquella sea satisfecha en condiciones de eficiencia y de óptima utilización de recursos, promover la participación privada en su ejecución y autorizar las inversiones que se propongan efectuar las empresas del sector. En relación con el subsector eléctrico, La Comisión velará para que se apliquen programas óptimos de instalaciones eléctricas, que minimicen los costos de inversión, operación, mantenimiento y desabastecimiento.

45. El artículo 3 de la Ley núm. 107-13, sobre los Derechos de las Personas en sus Relaciones con la Administración y de Procedimiento Administrativo, el cual indica los principios en la que la administración pública debe servir y garantizar objetividad el interés general en el marco del respeto al ordenamiento jurídico en su conjunto.

46. Dentro de los principios establecidos en el artículo 3 de la Ley núm. 107-13, sobre los Derechos de las Personas en sus Relaciones con la Administra

- Principio de servicio objetivo a las personas: Que se proyecta a todas las actuaciones administrativas y de sus agentes y que se concreta en el respeto a los derechos fundamentales de las personas, proscribiendo toda actuación administrativa que dependa de parcialidades de cualquier tipo.
- Principio de racionalidad: Que se extiende especialmente a la motivación y argumentación que debe servir de base a la entera actuación administrativa. La Administración debe actuar siempre a través de buenas decisiones administrativas que valoren objetivamente todos los intereses en juego de acuerdo con la buena gobernanza democrática

- Principio de eficacia: En cuya virtud en los procedimientos administrativos las autoridades removerán de oficio los obstáculos puramente formales, evitarán la falta de respuesta a las peticiones formuladas, las dilaciones y los retardos.
- Principio de seguridad jurídica, de previsibilidad y certeza normativa: Por los cuales la Administración se somete al derecho vigente en cada momento, sin que pueda variar arbitrariamente las normas jurídicas y criterios administrativos.
- Principio de ejercicio normativo del poder: En cuya virtud la Administración Pública ejercerá sus competencias y potestades dentro del marco de lo que la ley les haya atribuido, y de acuerdo con la finalidad para la que se otorga esa competencia o potestad, sin incurrir en abuso o desviación de poder, con respeto y observancia objetiva de los intereses generales.
- Principio de confianza legítima: En cuya virtud la actuación administrativa será respetuosa con las expectativas que razonablemente haya generado la propia Administración en el pasado.

47. Según lo dispuesto por el literal (h), del artículo 20 de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, y sus modificaciones, corresponde al director ejecutivo de la CNE, sin perjuicio de otras funciones y delegaciones: “En general, dictar las resoluciones y ejercer las demás facultades que sean necesarias para la buena marcha de los asuntos de su competencia.”.

48. El artículo 24 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, núm. 125-01 y sus modificaciones, dispone que: Las acciones que deba ejecutar el director ejecutivo en cumplimiento de las disposiciones que sean adoptadas por el Directorio de la CNE, se materializarán a través de resoluciones, las cuales serán remitidas a los interesados y a los organismos públicos que guarden relación con el asunto de que se trate.

49. Mediante reunión del Directorio de la Comisión Nacional de Energía (CNE), de fecha 09 del mes de noviembre del 2022, Acta núm. DIR-CNE-2022-009, fue aprobada a unanimidad de votos, que la Dirección Ejecutiva de la

Comisión Nacional de Energía (CNE) inicie los trámites correspondientes para la integración de almacenamiento de energía y limitación de la energía solar en las solicitudes de concesiones, conforme a la Ley núm. 107-13.

50. Sobre la base del anterior mandato, esta Comisión Nacional de Energía procedió con el análisis y elaboración del estudio de Integración de Energías Renovables Variables y Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías, publicado en el portal web en fecha veintinueve (29) del mes de diciembre del 2022.

51. Las pautas encomendadas en la presente resolución se realizan tomando en cuenta el principio racionalidad, con especial atención al mandato del deber de la administración de actuar siempre a través de buenas decisiones administrativas que valoren objetivamente todos los intereses en juego, de acuerdo con la buena gobernanza democrática, contemplado dentro de los principios de la actuación administrativa, en el artículo 3 de la ley núm. 107-13 sobre los derechos de las personas en sus relaciones con la administración y de procedimiento administrativo.

52. En fecha 28 de diciembre de 2022 se realizó publicación en el periódico de circulación nacional Listín Diario, sobre la consulta externa de la resolución que declara la necesidad de inclusión de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica con baterías, a través de la cual fue otorgado un plazo de veinticinco (25) días hábiles para la recepción de observaciones en referencia a la misma.

53. No se recibieron observaciones durante el proceso de consulta pública del presente documento, producto de la publicación antes descrita.

54. Mediante reunión del Directorio de la Comisión Nacional de Energía (CNE), de fecha quince (15) del mes de febrero del 2023, Acta núm. DIR-CNE-2023-002, fue conocido el proceso de consulta pública de la presente declaración aprobándose de manera unánime y definitiva que se proceda con la emisión de esta resolución.

V. RESUELVE:

PRIMERO: Esta Comisión Nacional de Energía (CNE), DECLARA la necesidad de inclusión de almacenamiento de energía eléctrica con baterías para los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables variables (ERV), con el objeto de ofrecer servicios de arbitraje de energía, en aras de anticiparse a la masiva penetración de estos, y con el objetivo de mantener el buen funcionamiento del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI).

SEGUNDO: ORDENA que sea comunicada la presente resolución al Ministerio de Energía y Minas y los demás ministerios que integran el Directorio de la Comisión Nacional de Energía (CNE), Superintendencia de Electricidad (SIE), Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras de Electricidad (CUED), Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana (ETED), Organismo Coordinador del SENI (OC), así como a todas las demás instituciones, públicas o privadas que guarden relación con su ejecución, para su fiel cumplimiento y fines correspondientes.

TERCERO: ORDENA que la presente resolución sea publicada en un medio de circulación conforme a la ley núm. 107-13, sobre los Derechos de las Personas en sus Relaciones con la Administración y de Procedimiento Administrativo.

Esta resolución es definitiva en sede administrativa y contra la misma cabe interponer recurso contencioso-administrativo ante el Tribunal Superior Administrativo dentro del plazo de 30 días a contar desde el día siguiente a la publicación, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 1 y 5 de la Ley Núm. 13-07 y del artículo 1 de la Ley Núm. 1494 respectivamente.

En la ciudad de Santo Domingo de Guzmán, Distrito Nacional, capital de la República Dominicana, a los veinte (20) días del mes de febrero del año dos mil veintitrés (2023), año ciento setenta y nueve (179) de la Independencia y ciento sesenta (160) de la Restauración de la República.


EDWARD VERAS
Director Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía (CNE)





RESOLUCIÓN CNE-AD-0004-2023

CONDICIONES PARTICULARES PARA TRAMITAR LAS SOLICITUDES DE CONCESIONES CORRESPONDIENTES A LA ACTIVIDAD DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN RÉGIMEN ESPECIAL CON ALMACENAMIENTO (BESS) PARA OFRECER EL SERVICIO ARBITRAJE DE ENERGÍA, A PARTIR DE FUENTES PRIMARIAS DE ENERGÍAS RENOVABLES VARIABLES (ERV).

I. FUNDAMENTO Y JUSTIFICACIÓN

1. La Comisión Nacional de Energía (CNE), es una institución del Estado dominicano que tiene como atribución elaborar y coordinar los proyectos de normativa legal y reglamentaria; proponer y adoptar políticas; elaborar planes indicativos para el buen funcionamiento y desarrollo del sector energía, además del; mandato de promover la inversión, el desarrollo sostenible, y el uso racional de la energía; asimismo, es responsable de dar seguimiento al cumplimiento de la Ley núm. 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de las Energías Renovables y sus Regímenes Especiales, y sus modificaciones y el Reglamento para su aplicación dictado mediante el Decreto núm. 555-02, y sus modificaciones.

2. A la Comisión Nacional de Energía le fue atribuida la responsabilidad de administrar el cumplimiento de la ley núm. 57-07, en esa condición, le corresponde emitir los Reglamentos complementarios y oportunos para alcanzar sus objetivos y que regulen cada una de las actividades del régimen especial de producción de electricidad a partir de fuentes de energías renovables, dándole prioridad a las energías con mayores demanda de desarrollo e inversión, así como establecer mediante resolución los objetivos de potencia a instalar para cada una de las tecnologías.

3. La Ley núm. 57-07 sobre Incentivo y Fomento de las Energías Renovables, se desarrolla sobre el especial interés de fomentar el desarrollo de fuentes de energías renovables, para la consolidación del desarrollo y el crecimiento macroeconómico, así como la estabilidad y seguridad estratégica de la República Dominicana.

4. La Ley núm. 57-07 en su artículo 03, establece como objetivos estratégicos (...):

b) Reducir la dependencia de los combustibles fósiles importados.

c) Propiciar que la participación de la inversión privada en la generación de electricidad a ser servida al SENI, esté supeditada a las regulaciones de los organismos competentes y de conformidad al interés público.

g) Contribuir a la descentralización de la producción de energía eléctrica y biocombustibles, para aumentar la competencia del mercado entre las diferentes ofertas de energía y;

5. h) Contribuir al logro de las metas propuestas en el Plan Energético Nacional específicamente en lo relacionado con las fuentes de energías renovables, incluyendo los biocombustibles.

6. La Ley núm. 57-07 en su artículo 27, instruye a la Comisión Nacional de Energía (CNE), en colaboración con las otras instituciones del Organismo Consultivo, y con las demás instituciones que estime pertinente, a redactar un Reglamento que supla cada tipo de energía dándosele prioridad al de las energías con mayores demandas de desarrollo e inversión.

7. Para calificar como receptor de los beneficios e incentivos de dicha ley, el productor independiente, o la empresa interesada, deberá aplicar su solicitud inicial ante la Comisión Nacional de Energía, acompañada de los estudios técnicos y económicos que justifiquen el proyecto.

8. El artículo 16 de la ley núm. 57-07, sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales, dispone lo siguiente: "La construcción, explotación, modificación sustancial, la transmisión y el cierre de las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial estará sometida al régimen de concesión provisional, que tendrá carácter reglamentado de acuerdo con lo establecido en la Ley General de Electricidad y en los reglamentos de la presente ley."

9. En lo concerniente a la planificación de la producción de electricidad, el artículo 15 del Reglamento para la aplicación de la ley núm.57-07 sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales, dispone lo siguiente: “Los objetivos de potencia instalada para cada tecnología deberán ser determinados por Resolución de la CNE, quien velará por su cumplimiento”. Asimismo, los párrafos I y II del referido artículo establecen lo siguiente: “ (i) Párrafo I Dichos objetivos podrán ser modificados en razón de un exceso significativo de la participación energética, respecto a las de referencia que haga la operación del sistema técnicamente viable; Párrafo II: La modificación de objetivos no tendrá efectos sobre los proyectos que dispongan de concesión provisional o definitiva, otorgados por la CNE”.

10. La Ley núm. 57-07 en su artículo 113, hace una distinción entre energías renovables gestionables y no gestionables, siendo esta últimas en los que el recurso es aleatorio y en cualquier caso no se puede determinar con exactitud a efectos de la generación de electricidad como la energía eólica y solar fotovoltaica.

11. Según lo dispuesto por el literal (h) del artículo 20 de la Ley General de Electricidad núm. 125-01, y sus modificaciones, corresponde al Director Ejecutivo de la CNE, sin perjuicio de otras funciones y delegaciones: “En general, dictar las resoluciones y ejercer las demás facultades que sean necesarias para la buena marcha de los asuntos de su competencia.”.

12. El literal B del artículo 14 de la Ley núm. 125-01, dispone que para la Comisión Nacional de Energía pueda alcanzar sus objetivos, tendrá las funciones y atribuciones de proponer y adoptar políticas y emitir disposiciones para el buen funcionamiento del sector, así como aplicar normas de preservación del medio ambiente y protección ecológica a que deberán someterse las empresas energéticas en general.

13. El artículo 24 del Reglamento para la Aplicación de la Ley General de Electricidad, núm. 125-01 y sus modificaciones, dispone que: Las acciones

que deba ejecutar el Director Ejecutivo en cumplimiento de las disposiciones que sean adoptadas por el Directorio de la CNE, se materializarán a través de resoluciones, las cuales serán remitidas a los interesados y a los organismos públicos que guarden relación con el asunto de que se trate.

14. El artículo 3 de la Ley núm. 107-13, sobre los Derechos de las Personas en sus Relaciones con la Administración y de Procedimiento Administrativo, el cual indica los principios en los que la administración pública debe servir y garantizar objetividad el interés general en el marco del respeto al ordenamiento jurídico en su conjunto. Dentro de los principios establecidos en este encontramos los siguientes:

- a) Principio de servicio objetivo a las personas: Que se proyecta a todas las actuaciones administrativas y de sus agentes y que se concreta en el respeto a los derechos fundamentales de las personas, proscribiendo toda actuación administrativa que dependa de parcialidades de cualquier tipo.
- b) Principio de racionalidad: Que se extiende especialmente a la motivación y argumentación que debe servir de base a la entera actuación administrativa. La Administración debe actuar siempre a través de buenas decisiones administrativas que valoren objetivamente todos los intereses en juego de acuerdo con la buena gobernanza democrática
- c) Principio de eficacia: En cuya virtud en los procedimientos administrativos las autoridades removerán de oficio los obstáculos puramente formales, evitarán la falta de respuesta a las peticiones formuladas, las dilaciones y los retardos.
- d) Principio de seguridad jurídica, de previsibilidad y certeza normativa: Por los cuales la Administración se somete al derecho vigente en cada momento, sin que pueda variar arbitrariamente las normas jurídicas y criterios administrativos.

e) Principio de ejercicio normativo del poder: En cuya virtud la Administración Pública ejercerá sus competencias y potestades dentro del marco de lo que la ley les haya atribuido, y de acuerdo con la finalidad para la que se otorga esa competencia o potestad, sin incurrir en abuso o desviación de poder, con respeto y observancia objetiva de los intereses generales.

f) Principio de confianza legítima: En cuya virtud la actuación administrativa será respetuosa con las expectativas que razonablemente haya generado la propia Administración en el pasado.

15. Dada las potestades legales que ostenta esta Comisión Nacional de Energía (CNE), afines al propósito de esta resolución, se han observado los procedimientos y requisitos establecidos en los artículos 23, 35 y sus siguientes del reglamento de aplicación de la Ley núm. 57-07, emitido mediante decreto núm. 202-08, sobre concesión provisional y concesión definitiva, respectivamente, y las resoluciones CNE-AD-0001-2019 y CNE-AD-0016-2020.

16. Las pautas encomendadas en la presente resolución se realizan tomando en cuenta el literal B del artículo 14 de la Ley núm. 125-01, con especial aplicación de las atribuciones de proponer y adoptar políticas y emitir disposiciones para el buen funcionamiento del sector; así como el principio de racionalidad, con especial atención al deber de la administración de actuar siempre a través de buenas decisiones administrativas que valoren objetivamente todos los intereses en juego de acuerdo con la buena gobernanza democrática, contemplado dentro de los principios de la actuación administrativa, en el artículo 3 de la ley núm. 107-13 sobre los Derechos de las Personas en sus Relaciones con la Administración y de Procedimiento Administrativo.

17. En fecha 28 de diciembre de 2022 se realizó publicación en el periódico de circulación nacional El Nacional, sobre la consulta externa de la resolución que establece las condiciones particulares para solicitudes de

concesiones correspondientes a la actividad de generación eléctrica especial con almacenamiento (BESS) a partir de fuentes primarias renovables variables, a través de la cual fue otorgado un plazo de veinticinco (25) días hábiles para la recepción de observaciones en referencia a la misma.

18. Producto de la publicación antes descrita, en fechas dos (02) y seis (06) de febrero de 2023 respectivamente, se recibieron observaciones por parte de dos sociedades diferentes, las cuales fueron valoradas por el equipo técnico previo a la emisión de esta resolución.

Considerando lo anterior, esta Comisión Nacional de energía (CNE), dispone de la manera siguiente:

II. DEFINICIONES

19. Energías renovables variables: Para los fines de la presente Resolución, son aquellas cuyas características difieren de la generación convencional tradicionalmente utilizada, ya que su fuente primaria es aleatoria y variable (viento, irradiación solar, etc.), según la disponibilidad y ubicación específica de dichos recursos naturales, los cuales arrojan incertidumbre en sus pronósticos que conllevan a complejidades operativas en el balance del despacho de la generación, pudiendo ser estos implementados tanto de manera distribuida como centralizada, obteniendo la interacción con la red eléctrica a través de convertidores de electrónica de potencia.

20. Sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS), por sus siglas en inglés: son elementos que concentran energía almacenada de cierta forma o naturaleza en particular, para luego ser transformada a energía eléctrica y pueda ser entregada cuando se requiera.

21. Servicio de arbitraje de energía: servicio de energía ofertado por el sistema de almacenamiento donde al comprar energía y cargar durante períodos de menor precio (o incluso precio negativo en el futuro) y vender energía y descargar durante períodos de mayor precio, las baterías pueden aplanar la carga diaria. Para fines del presente documento, se entenderá como servicio de arbitraje de energía, aquel que sea provisto por instalaciones de fuentes primarias de energías descritas en la definición núm. 1.

22. Servicio de gestión de las renovables: es el servicio que puede ofrecer el BESS en almacenar el exceso de electricidad generada por energía solar o eólica, y suministrarla de vuelta a la red.

23. Capacidad de potencia nominal de conversión: es la descarga instantánea total posible capacidad (kW o MW) del BESS, o la tasa máxima de descarga que puede alcanzar el BESS, comenzando desde un estado completamente cargado.

24. Capacidad energética o de almacenamiento: Es la cantidad máxima de energía almacenada (en kWh o MWh).

25. Duración del almacenamiento: Es la cantidad de tiempo que el banco puede descargar en su capacidad de potencia nominal antes de agotar su capacidad de energía. Para fines de la presente resolución se entenderá que las instalaciones de fuentes de energías renovables variables dispongan de sistemas de almacenamiento con baterías con una duración de cuatro (4) horas.

26. Ciclo de vida / vida útil: es la cantidad de tiempo o ciclos de almacenamiento de la batería.

III. DECLARACIÓN DE INTERÉS SOBRE EL USO DE SISTEMAS DE ALMACENAMIENTOS

IV. OBJETO DE LA RESOLUCIÓN

27. Esta resolución tiene como objetivo establecer los requerimientos de forma y fondo para los de sistemas de almacenamiento en baterías (BESS por sus siglas en inglés) para los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de energías renovables variables, con la finalidad de que sean utilizados en los servicios de arbitraje de energía para propiciar un mejor funcionamiento del subsector eléctrico. De igual manera, esta resolución tiene como objeto enlazar las prerrogativas contenidas en el literal “b” del artículo 14 la Ley núm. 125-01, conjuntamente con el procedimiento establecido en los artículos 23 y siguientes de concesión provisional, y 35 y siguientes de concesión definitiva del Reglamento de Aplicación de la Ley núm. 57-07 sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales, con el propósito de organizar el trámite que los interesados deben proseguir a los fines de ejercer la actividad de generación de energía renovable con sistemas de almacenamiento en baterías (BESS), y por consiguiente acogerse a los incentivos establecidos en la referida ley, todo lo anterior previa demostración de su viabilidad física, técnica, medioambiental y financiera.

V. ALCANCE

28. La presente resolución está dirigida a los peticionarios o titulares de instalaciones de generación de energía de fuente primaria renovable variable, que pretendan explotar la actividad de generación de energía eléctrica en régimen especial con almacenamiento BESS, con la finalidad de ofrecer los servicios de arbitraje de energía. La presente resolución es aplicable a los peticionarios que se circunscriban a las condiciones siguientes:

(i) Proyectos con capacidades menores a 50 MWac, no se le exigirá sistemas de almacenamiento.

(ii) Proyectos con capacidades igual o superior a 50 MWac y hasta 100 MWac, con un 30% de su capacidad, con una duración mínima de 4 horas de almacenamiento.

(iii) Proyectos con capacidades superior a 100 MWac y hasta 200 MWac, con un 50% de su capacidad, con una duración mínima de 4 horas de almacenamiento.

(iv) Proyectos con capacidades superior a 200 MWac, requerirán de una evaluación previa realizada por la Comisión Nacional de energía (CNE), que determine la idoneidad de esta, siempre velando por la confiabilidad y seguridad del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado.

29. Los requerimientos de capacidad de almacenamiento antes indicados serán calculados en relación con la totalidad de la capacidad instalada de cada proyecto, incluyendo sus ampliaciones.

VI. MARCO REGULATORIO

- Constitución de la República Dominicana, Votada y Proclamada por la Asamblea Nacional en fecha trece (13) de junio de 2015.
- Ley General de Electricidad núm. 125-01, de fecha 26 de julio de 2001.
- Reglamento para la aplicación de la ley General De Electricidad núm. 125-01 emitido mediante Decreto núm. 555-02.
- Ley Núm. 57-07 sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales.
- Reglamento de aplicación de la Ley núm. 57-07, emitido mediante decreto núm. 202-08.
- Ley núm. 107-13, sobre los derechos de las personas en sus relaciones con la administración y de procedimiento administrativo.
- Ley 225 de Gestión Integral y Co-procesamiento de Residuos Sólidos de la República Dominicana
- Ley 1-12 sobre Estrategia nacional de desarrollo.
- Acta núm. DIR-CNE-2022-009, de reunión del Directorio de la Comisión Nacional de Energía (CNE), de fecha 09 de noviembre del 2022.

VII. TIPOS DE SERVICIOS PRESTADOS SEGÚN SISTEMA BESS

a) Servicios de energía:

30. Para los fines de esta resolución, el sistema de almacenamiento de energía en baterías de litio (BESS), funcionará única y exclusivamente con el sistema renovable presentado, es decir, la carga de este BESS no podrá ser absorbida desde la red, sino que tendrá un flujo unidireccional, funcionando exclusivamente para inyectar esta energía acumulada de acuerdo al servicio prestado durante las horas en que el recurso del que depende su carga no esté disponible, pudiendo así recargarse durante el tiempo de la disponibilidad del recurso del sistema renovable.

31. Los aspectos del esquema de código de conexión, habilitación del equipo, puesta en marcha y todo lo que aplique a estos, serán definidos por las instituciones que le competen.

VIII. FORMA DE PRESENTACIÓN

32. Los solicitantes deben depositar por ante la Dirección Jurídica de la Comisión Nacional de Energía (CNE), la cantidad de cuatro (4) carpetas de anillos, un (1) original y tres (03) copias, con las dimensiones necesarias para poder incluir en éstas los documentos exigido para cada tipo de tecnología en los artículos 23, 35 y sus siguientes del reglamento de aplicación de la Ley núm. 57-07, emitido mediante decreto núm. 202-08, sobre concesión provisional y concesión definitiva, respectivamente, y los requisitos establecidos mediante resoluciones CNE-AD-0001-2019 y CNE-AD-0016-2020, inclusive los anexos todo atendiendo los siguientes criterios:

- (i) Los documentos contenidos en las carpetas deben organizarse según el orden, además de estar separados en dos secciones, la sección "A" contentiva de los requisitos legales, y la sección "B" contentiva de los documentos meramente técnicos;
- (ii) Las carpetas deben contener un índice de documentos, que igualmente se corresponda con el orden en que deben ser presentados;
- (iii) Los documentos deben estar individualizados por separadores e insertados en protectores de página;
- (iv) Adicionalmente se debe presentar en cualquier dispositivo de almacenamiento USB toda la documentación contenida en el expediente físico, pudiendo ser en un solo archivo PDF, en el orden ya señalado.

IX. REQUISITOS

33. Todo solicitante deberá satisfacer, según la condición y consecuente trámite a realizar, las exigencias para cada tipo de tecnología contenidos en los artículos 23, 35 y sus siguientes del reglamento de aplicación de la Ley núm. 57-07, emitido mediante decreto núm. 202-08, sobre concesión provisional y concesión definitiva, respectivamente, y los requisitos establecidos mediante resoluciones CNE-AD-0001-2019 y CNE-AD-0016-2020, así como los requisitos particulares que además se indican a continuación:

a) Requisitos técnicos para la tramitación de concesiones provisionales, específicamente proyectos que tengan como fuente renovable primaria el sol y el viento, que incluyan en sus expedientes sistemas de almacenamiento de energía, específicamente con baterías de litio, los cuales prestarán los servicios de arbitraje de energía conforme a la disposición de su capacidad y ciclo de trabajo:

- 1) Ficha técnica del sistema de almacenamiento con su modelo seleccionado.
- 2) Indicación de las cifras de capacidad a instalar esperada en MWh/MW.
- 3) Capacidad de tiempo disponible para los servicios de arbitraje de energía según las especificaciones descritas en el capítulo V de la presente resolución.
- 4) Diagrama de conexión con el sistema renovable propuesto.

b) Requisitos técnicos para la tramitación de concesiones definitivas, para proyectos que tengan como fuente renovable primaria el sol y el viento, que incluyan en sus expedientes sistemas de almacenamiento de energía, específicamente con baterías de litio, los cuales prestarán los servicios de arbitraje de energía conforme a la disposición de su capacidad y ciclo de trabajo:

- 1) Estudio de producción del sistema de almacenamiento funcionado con el proyecto renovable y proyección de su carga y descarga durante el rango de trabajo que le sea requerido, según aplique el servicio.
- 2) Indicación de la capacidad definitiva a instalaren MWh/MW., cifra que será resultante de los estudios descritos en el numeral 1 pero que no debe ser muy alejado del valor inicial definido en la resolución de concesión provisional.
- 3) Capacidad de tiempo disponible para los servicios de arbitraje de energía durante el bloque de trabajo que le sea asignado.
- 4) Diagrama de conexión definitivo con el sistema renovable propuesto. El diagrama de conexión del BESS, debe reflejar un arreglo o acople DC-DC (DC-Coupling).
- 5) Esquema Implantación del sistema de almacenamiento con el proyecto renovable.
- 6) Características técnicas del sistema de almacenamiento, marca, modelo y certificaciones de cumplimiento de los estándares internacionales IEC, UL, IEEE, ANSI, NFPA, NEMA o el que aplique.
- 7) Estudios eléctricos de operación.

TRAMITACIÓN

34. Acorde al artículo 16 de la Ley núm. 57-07 sobre incentivo al desarrollo de fuentes renovables de energía y sus regímenes especiales, para calificar como receptor de los beneficios e incentivos de la misma ley, el productor independiente, o la empresa interesada, deberá aplicar su solicitud ante la Comisión Nacional de Energía (CNE). A los fines de esta disposición y el presente reglamento, los interesados en desarrollar parques de generación de energía eléctrica en régimen especial con sistemas de almacenamiento (BESS), tomando en cuenta las características e intenciones de sus proyectos deberán optar por una concesión provisional o una concesión definitiva, según corresponda de la forma siguiente:

A) Los interesados en desarrollar nuevos proyectos de generación de energía eléctrica renovable variable en régimen especial, con sistemas de almacenamiento BESS, deberán solicitar por ante la Comisión Nacional de Energía la concesión provisional que les permita realizar las prospecciones y estudios, para su posterior solicitud de concesión definitiva, que les permita ejecutar y explotar las instalaciones de generación de energía eléctrica renovable en régimen especial, con sistemas de almacenamiento BESS.

B) Aquellas solicitudes en evaluación y que aún no cuentan con su concesión provisional hasta tanto no sean conocidas por el directorio, deberán depositar todos los documentos exigidos para los proyectos de generación de energía eléctrica renovable variable.

C) Aquellos que previa a esta resolución cuenten con una concesión provisional vigente, para la resolución de análisis, estudios y prospecciones de instalaciones de generación de energía eléctrica renovable variable en régimen especial, y tengan la intención de adicionar sistemas de almacenamiento BESS, podrán depositar en su expediente concesión definitiva previa notificación a la CNE, las informaciones relativas al sistema de almacenamiento, para que luego de su oportuna evaluación, el expediente sea tramitado conjunto al sistema de almacenamiento.

D) Los concesionarios que previamente cuenten con concesión definitiva para la ejecución y explotación de instalaciones de generación de energía eléctrica renovable en régimen especial, y tengan la intención de adicionar sistemas de almacenamiento BESS, teniendo la necesidad de modificar el emplazamiento previamente concesionado, deberán solicitar por ante la Comisión Nacional de Energía la modificación sustancial de la concesión vigente.

35. Todo solicitante deberá satisfacer, según la condición y consecuente trámite a realizar, las exigencias para cada tipo de tecnología contenidos en los artículos 23, 35 y sus siguientes del reglamento de aplicación de la Ley núm. 57-07, emitido mediante decreto núm. 202-08, sobre concesión provisional y concesión definitiva, respectivamente, y los requisitos establecidos mediante resoluciones CNE-AD-0001-2019 y CNE-AD-0016-2020.

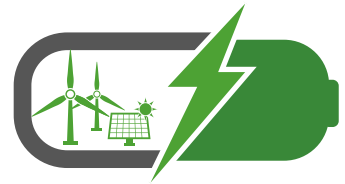
36. La presente disposición aplicará para las fuentes de generación de energías renovables variables fotovoltaicas. Las demás fuentes dependerán de una decisión posterior del Directorio, acompañada de sus respectivos estudios técnicos correspondientes.

37. Esta resolución es definitiva en sede administrativa y contra la misma cabe interponer recurso contencioso-administrativo ante el Tribunal Superior Administrativo dentro del plazo de 30 días a contar desde el día siguiente a la publicación, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 1 y 5 de la Ley Núm. 13-07 y del artículo 1 de la Ley Núm. 1494 respectivamente.

En la ciudad de Santo Domingo de Guzmán, Distrito Nacional, capital de la República Dominicana, a los veinte (20) días del mes de febrero del año dos mil veintitrés (2023), año ciento setenta y nueve (179) de la Independencia y ciento sesenta (160) de la Restauración de la República.


EDWARD VERAS
Director Ejecutivo
Comisión Nacional de Energía (CNE)





ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA AL SENI



Integración de Energías Renovables Variables y Sistemas de Almacenamiento de Energía por Baterías al SENI

Créditos

RESPONSABLES

Carla Perez

Analistas Régimen Económico

Jerson Peña

Analistas Régimen Económico

Fernando Cornielle

Analista Energía Renovable I

Wilfredo Tineo

Enc División Energía Renovable

Rafael Uceta

Coordinador Div. Estudios y Gestión de la Expansión Eléctrica

Gerson Vásquez

Coordinador Div. Mercado Eléctrico y Regulación

Alejandrina Aquino

Analista Estudios y Gestión de la Expansión Eléctrica

Angel Vásquez

Analista Div. Estudios y Gestión de la Expansión Eléctrica

Luis Pérez

Analista Div. Mercado Eléctrico y Regulación

Eduardo Sánchez Morató

Encargado de la división de desarrollo normativo

Claudia Noble

Coordinadora de la división de desarrollo normativo

Jesualdo Jimenez

Enc. Div. Estudios y Gestión de la Expansión Eléctrica

Vladimir Santos

Enc. Div. Mercado Eléctrico y Regulación

PERSONAL DE APOYO

Yahaira Sanchez

Analista de Proyectos

Nicole Ferreras

Secretaria

REVISADO

Ricardo Guerrero

Director

Yeulis YR. Rivas

Director de Fuentes Alternas y uso Racional de Energía

Andrés Manzueta

Asesor de la Dirección Ejecutiva

DISEÑO Y DIAGRAMACIÓN

José Manuel Fiallo

Diseñador Gráfico

Contenido

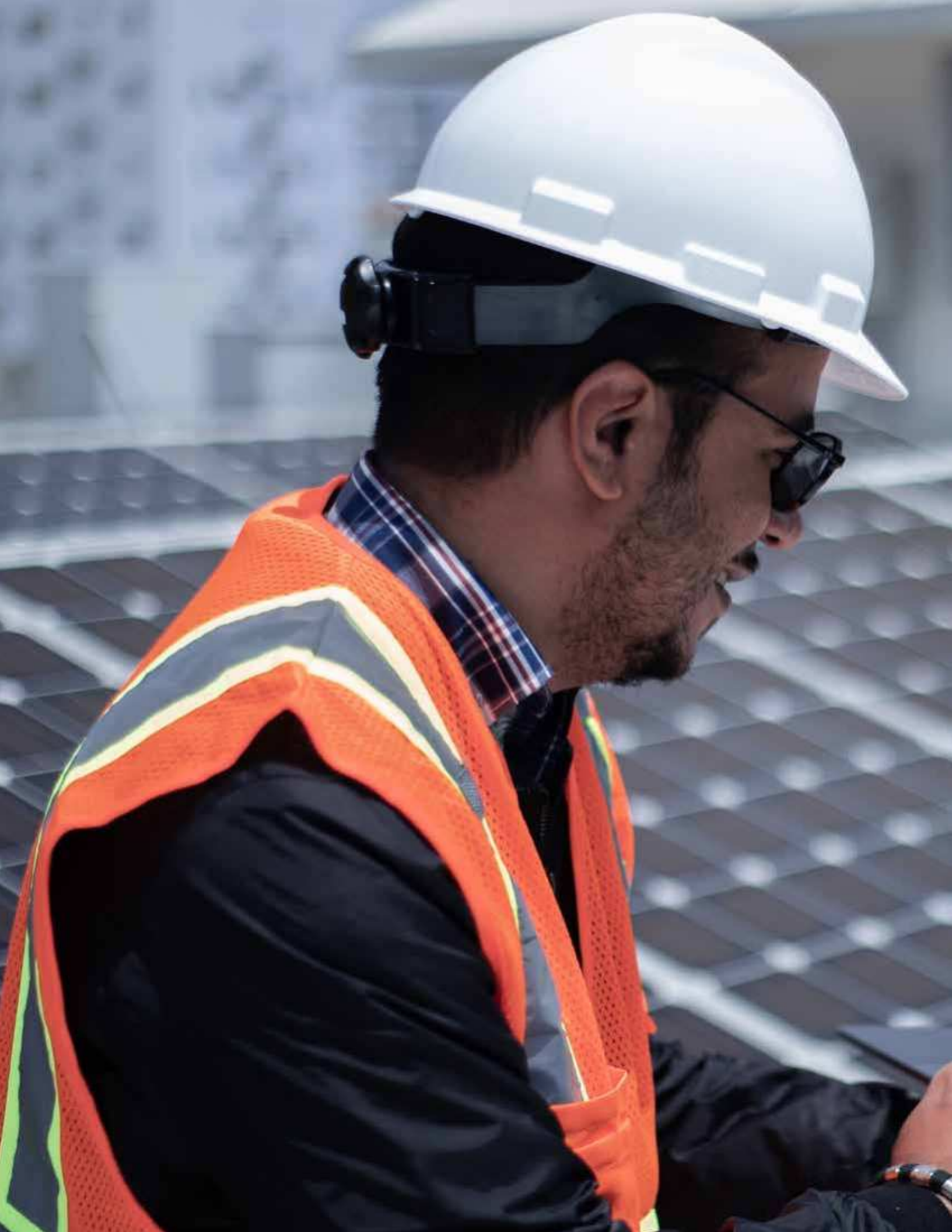
1. Introducción	46
2. Composición del parque de generación del SENI	50
3. Estimación de ingreso de nuevas centrales al año 2025	51
4. Estimación de la demanda	53
5. Evaluación del uso de BESS	54
6. Evaluaciones en el SENI	55
6.1 Máxima transferencia de potencia entre áreas	55
6.2 Estudio de Rampas	57
6.3 Análisis de Eventos	61
6.3.1 Evento ocurrido el 20-02-2022	61
6.3.2 Evento ocurrido el 09-08-2022	63
6.4 Límite de integración de ERNC sin almacenamiento en el SENI	65
6.5 Mitigación de la variabilidad de las ERNC	65
6.6 Almacenamiento de larga duración en el SENI	67
6.7 Evaluación de la respuesta inercial del SENI	69
6.7.1 Metodología de evaluación de la respuesta inercial	69
6.7.2 Análisis de deslastres intempestivos de generación	72
6.8 Impacto de la curva de pato en el despacho de generación del SENI para los años 2023 y 2025	72
6.8.1 Consideraciones de despacho de centrales fotovoltaicas y demanda	74
6.8.2 Proyectos de Generación renovables considerados	76
6.8.3 Evaluación de Resultados	76
Impacto Costos Operativos	76
6.9 Evaluación económica para ingreso de BESS a las subestaciones de la ETED	80
6.10 Evaluación Económica para Instalación de un “Proyecto Tipo de generación solar” con BESS incluido	88
7. Conclusiones	91
8. Recomendaciones	92
9. Referencias	93
10. Anexos	94
Anexo 1. Resumen de los resultados del análisis de respuesta inercial	94

Índice de Gráficos

Gráfico 1. Capacidad instalada por tecnología 2022. Fuente OC.	50
Gráfico 2. Proyección de la potencia instalada al año 2025.	51
Gráfico 3. Escenario de crecimiento de la demanda. PEN 2022 -2036.	53
Gráfico 4. Post-despacho 07-11-2022.	56
Gráfico 5. Rampa Diurna Escenario A.	58
Gráfico 6. Rampa Vespertina Escenario A.	59
Gráfico 7. Rampa Diurna Escenario B.	60
Gráfico 8. Rampa Vespertina Escenario B.	61
Gráfico 9. Frecuencia del SENI evento 20-02-2022	62
Gráfico 10. Frecuencia SENI cada 100 ms del 20-02-2022_12h12.	63
Gráfico 11. Frecuencia del SENI evento 09-08-2022	64
Gráfico 12. Frecuencia del SENI con respecto a variación potencia de los parques solares evento 2.	65
Gráfico 13. Reserva horaria por variabilidad ERNC vs reserva del SENI 2025. Curva del Lobo.	66
Gráfico 14. Comportamiento del SENI a 2025 con almacenamiento de respuesta rápida.	67
Gráfico 15. Estimación comportamiento demanda del SENI y generación solar fotovoltaica en 2025.	66
Gráfico 16. Despacho día típico sin almacenamiento.	68
Gráfico 17. Despacho día típico con almacenamiento mediante baterías.	70
Gráfico 18. Respuesta en tiempo medida en modo seguidor de red	71
Gráfico 19. Respuesta en tiempo medida en modo formador de red	71
Gráfico 20. Respuesta de los BESS para el modelado de este estudio.	72
Gráfico 21. Efecto de los BESS ante la salida de Itabo 1 con 120 MW en 2022	73
Gráfico 22. Efecto de los BESS ante la salida de PC1 en el año 2022.	74
Gráfico 23. Efecto de los BESS ante la salida de Itabo 1 con 120 MW en 2025	75
Gráfico 24. Efecto de los BESS ante la salida de PC1 en 2025.	77
Gráfico 25. Curva de Pato Verano Día Laborable (DL), Máxima Irradiación Caso 1.	78
Gráfico 26. Energía Acumulada Parques Fotovoltaicos Caso 1. Fuente propia.	78
Gráfico 27. Impacto Energía Solar fotovoltaica en el Despacho Caso 1.	79
Gráfico 28. Curva de Pato Verano Día Laborable, Máxima Irradiación Caso 2.	79
Gráfico 29. Energía Acumulada Parques Fotovoltaicos Caso 2.	81
Gráfico 30. Impacto Energía Solar Fotovoltaica en el Despacho Caso 2.	82
Gráfico 31. Comportamiento de la frecuencia del SENI ante un evento, escenario 2025.	85
Gráfico 32. Comportamiento del sistema BESS ante un evento.	85

Índice de Tablas

Tabla 1. Abastecimiento Demanda SENI 2022	47
Tabla 2. Desbalance entre rampas	61
Tabla 3. Impacto en los costos operativos de los casos analizados	80
Tabla 4. Supuestos considerados para el sistema BESS	83
Tabla 5. Supuestos de entrada del Modelo Financiero	84
Tabla 6. Impacto Implementación BESS en el costo de suministro de las EDEs. Fuente propia	85
Tabla 7. Análisis de Sensibilidad TIR: Plazo Financiamiento y Nivel Compra en el Spot	87
Tabla 8.. Análisis de Sensibilidad TIR: Costo de Deuda y Nivel de Compra en el Spot	87
Tabla 9. Análisis de Sensibilidad TIR: Costo de Desarrollo y Nivel de Compra en el Spot	87
Tabla 10. Supuestos técnicos del proyecto	88
Tabla 11. Supuestos económicos del proyecto.	89
Tabla 12. Criterios operativos del proyecto.	89
Tabla 13. Resultados Evaluación Económica	90



“La verdadera estabilidad en la generación de energía renovable no proviene de la rigidez, sino de la capacidad de adaptarse al cambio a través de la flexibilidad de las baterías”. - BKS Iyengar



Resumen Ejecutivo

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) se caracteriza por ser pequeño y aislado. La participación en el abastecimiento de la demanda de las energías renovables variables aún se mantiene por debajo del 10%, en términos de energía acumulada anual.

Al analizar el impacto que supondría la incorporación masiva de renovables al SENI, se evidencia la necesidad de dotar al sistema de un esquema de soporte de regulación de frecuencia más robusto y dinámico, principalmente por el efecto de estas centrales sobre la inercia del sistema.

En función de lo anterior, hace falta contar con una suficiente capacidad de energía almacenada que pueda ingresar al sistema en el menor tiempo posible cuando sea requerido. La solución más probable para el SENI son los acumuladores eléctricos o baterías (Battery Energy Storage System, BESS). Este documento evalúa la posible integración al SENI de BESS como soporte de la integración masiva de generación a base de renovables.

Se realiza un análisis estadístico de las rampas de potencia de las centrales de Energía Renovable Variable (ERV) del SENI y del comportamiento de la demanda, así como de la diferencia o desbalance entre ambas.

La razón de cambio del desbalance que registran las rampas es de 5.75 MW/h para la diurna y menos 59.95 MW/h para la vespertina en el escenario de menor integración de generación solar. Al momento de incorporar 100 MW de potencia adicional, la velocidad del desbalance incrementa a 27.51 MW/h y a menos 73.54 MW/h para las rampas diurna y vespertina, respectivamente. La señal es evidente: ante integración masiva de renovables, se debe almacenar energía en el horario diurno y liberarla en el vespertino-nocturno.

Además, se realizaron simulaciones de la operación del sistema, emulando un evento escalado para determinar la cantidad adicional de ERV que puede ingresar hasta que la frecuencia alcance el primer escalón de actuación del Esquema de Deslastre Automático de Carga (EDAC) ante dicho evento, el valor resultante del análisis, para el escenario que no contempla almacenamiento fue de 150 MW fotovoltaicos adicionales a lo existente.

Se determinó que, en caso de no contar con almacenamiento de acción rápida para responder ante la variación del recurso solar (y eólico¹), será necesario que el SENI opere con márgenes de reserva de hasta un 16% en horario diurno, lo que representaría un costo estimado de 41.4 MM USD anuales. Esto sugiere una revisión de los valores operativos necesarios desde el punto de vista normativo

Con referencia al almacenamiento de larga duración, se evaluaron dos casos, el primero consideró la integración de BESS a las subestaciones de la ETED, con una capacidad agregada de 300 MW, a ingresar de manera escalonada en potencias totales de 50, 100 y 150 MW en los años 2023, 2024 y 2025, respectivamente, con una duración de cuatro horas. Se realizó un análisis económico para determinar la factibilidad de esta opción, resultando en un impacto neto unitario por implementación del BESS de 2.25 USD/MWh, para un valor total de 511.7 MM USD, con un período de recuperación de aproximadamente 16 años.

El segundo caso considera la integración de BESS vinculado a un parque fotovoltaico, asumiendo un proyecto típico de 100 MWp con almacenamiento para servicio de arbitraje de energía de 60 MW/240 MWh. La evaluación económica mostró la factibilidad de la inversión arrojando un Valor Presente Neto (VPN) cercano a los 30 MM USD y una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 12.18%, con un precio de venta de energía de 145 USD/MWh.

Se realizaron evaluaciones de la respuesta inercial del SENI, que muestran el impacto en la estabilidad y seguridad del sistema ante la salida intempestiva de unidades de generación convencional, resaltando la necesidad de los sistemas de almacenamiento.

También se estimó el impacto, en términos de costos operativos, mediante el análisis de la “curva de pato” en el SENI, realizando un despacho diario considerando la incorporación masiva de centrales solar fotovoltaicas entre los años 2023 y 2025. Los resultados evidencian un incremento significativo en los costos del sistema del orden de USD 334,741 el cual, proyectado linealmente a un mes, refleja un costo aproximado de USD 10,042,230.

¹ Las variaciones del recurso solar son más frecuentes y bruscas que el recurso eólico.

1

INTRODUCCIÓN

Los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) persiguen la operación en equilibrio, procuran en todo momento igualar la generación con la demanda, incluidas las pérdidas en las redes.

El parque de generación de República Dominicana está compuesto por máquinas térmicas, hidráulicas y centrales a base de sol (parques solares) y a base de viento (parques eólicos); Las primeras se caracterizan porque su producción puede ser gestionada, las últimas forman parte de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC), que se caracterizan porque su fuente de energía varía de forma aleatoria (viento, irradiación solar, etc.) según la disponibilidad y ubicación específica de dichos recursos, estos arrojan incertidumbre en sus pronósticos que conllevan a complejidades operativas en el balance del despacho de la generación.

Es por lo anterior que las energías provenientes del sol, viento, olas y otras similares también son llamadas Energías Renovables Variables (ERV), además tienen la virtud de que pueden ser implementadas tanto de manera distribuida como centralizada, obteniendo la interacción con la red eléctrica a través de convertidores de electrónica de potencia.

La variabilidad de las ERV debe ser compensada por el propio sistema, de lo contrario se puede producir un desequilibrio entre la generación y la demanda cuya consecuencia sea el colapso total. Esta será relevante para un SEP en la medida en que aumenta su porcentaje de participación con respecto a suplir la demanda total.

Un factor importante que también amenaza la operación segura de un sistema es denominado falla o evento, que consiste en la pérdida repentina de generación o demanda, que pueden ser producto de la desconexión inesperada de una o varias líneas de transmisión, o bien de un descenso brusco de generación.

Para compensar los desequilibrios entre generación y carga, los SEP tienden a hacer ajustes automáticos siempre que cuenten con la capacidad adecuada para ello. Los sistemas grandes suelen contar con mayores recursos ante eventos por tener una buena base térmica y/o hidroeléctrica de rápida respuesta. Un elemento adicional es la posibilidad de interconexiones con otros sistemas, de modo que cada uno puede, eventualmente, hacer las aportaciones necesarias que demande el otro.

El Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) se caracteriza por ser pequeño y aislado. Durante el transcurso año 2022 la demanda ha sido abastecida de la siguiente manera:

Tabla 1. Abastecimiento Demanda SENI 2022

Tecnología	Participación (%)
Térmica	83.92
Hidroeléctrica	6.46
Solar ²	3.21
Eólica	5.44
Biomasa	0.97

Como puede observarse, la participación de las ERV aún se mantiene en un margen relativamente bajo; la respuesta del SENI ante los eventos presenciados hasta el momento ha permitido minimizar la interrupción del suministro a la mayoría de los usuarios.

La regulación vigente garantiza prioridad en el despacho para los parques de generación a base de fuentes renovables suscritas en el régimen especial³, el ingreso de estas disminuye la participación de las centrales térmicas, dicha bajada implica reducción de la inercia del sistema que es un soporte vital frente a una disminución brusca de la generación.

El Artículo 21 de la Ley 57-07 compromete a las autoridades del subsector eléctrico a procurar “que el 25% de las necesidades del servicio para el año 2025, sean suplidas a partir de fuentes de energías renovables”. En adición, compromisos internacionales contraídos por el Estado dominicano trazan metas superiores al valor indicado para los años subsiguientes.

Para alcanzar el hito de abastecer el 25% es necesario incorporar, adicional a la capacidad existente, cerca de 300 MW eólicos y 1700 MWp Fotovoltaicos y, a partir de ese punto, seguir incorporando centrales que permitan sostener dicha participación en el tiempo. Luego, con alrededor de 100 MWp fotovoltaicos y 50 MW eólicos cada año, dicha participación se mantendría, lo anterior en consonancia con lo esbozado en el Plan Energético Nacional (PEN) emitido por la CNE a inicios del 2022.

² No considera la Generación Distribuida

³ Ver los artículos 15 y siguientes de la Ley 57-07.

La presente administración del Estado ha abrazado los compromisos asumidos por el país, creando las condiciones apropiadas para facilitar el ingreso a las redes del SENI de una gran cantidad de centrales vinculadas a estas fuentes de energía.

Para solucionar las previsibles variaciones que pueden presentarse en el futuro cercano, hace falta contar con suficiente capacidad de energía almacenada que pueda ingresar al sistema en el menor tiempo posible cuando sea requerido. Esto puede ser suplido con la adición de Sistemas de Almacenamiento de Energía (SAE) de pronta respuesta, se vislumbran cuatro potenciales vías: (1) agua (incluido el rebombeo), (2) aire comprimido, (3) hidrógeno y (4) acumuladores eléctricos o baterías (Battery Energy Storage System, BESS)⁴.

Las tres primeras presentan limitaciones del tipo técnico, económico y geográfico que las hacen poco factibles ante la situación actual del país. Dejando la cancha despejada para que los recursos sean orientados principalmente a la evaluación de la incorporación de sistemas BESS. Los BESS, en términos de "hardware", son similares independientemente de su función, sin embargo, la forma en cómo operan, la lógica de control que las gobierna (software) y cómo esto afecta su vida útil difiere en gran medida dependiendo la aplicación para la que se utilice. En esta vertiente, dos opciones deben ser consideradas:

- Almacenamiento acción rápida (corta duración).
- Almacenamiento de larga duración.

Visualizamos que el almacenamiento de acción rápida será viable en la medida en que se actualice la regulación y se reconozca el pago de servicios complementarios a este tipo de facilidades.

El almacenamiento de larga duración hace referencia a las baterías con capacidad de almacenamiento en el orden de las horas y cuya principal función es trasladar la energía de un bloque horario a otro, en búsqueda de un beneficio económico o comercial.

Este documento aborda cómo el ingreso de sistemas de almacenamiento BESS pueden servir de soporte fundamental para el proceso de integración masiva de ERV que se avecina en el SENI.

⁴ Se han considerado las baterías de Litio, por su madurez, eficiencia y reducción de costos en el mercado actual y futuro.

Para las evaluaciones de distintos escenarios se usaron herramientas tecnológicas: (i) los análisis eléctricos fueron realizados con el software de simulación de sistemas de potencia Power Factory DigSilent; (ii) el análisis de impacto de curva de pato se ha utilizado la herramienta Modelo de Operación Dominicano (MODOM)⁵, que considera las restricciones operativas impuestas por el sistema de transporte y de las unidades térmicas e hidráulicas, permitiendo además realizar nuevas consideraciones según las necesidades del sistema eléctrico en explotación, como es el caso del despacho de centrales de generación de energía de fuentes renovables variables y (iii) para los análisis de despacho de centrales a largo plazo se utilizó SDDP⁶ junto con la herramienta Times Series Lab.

Se aborda la situación actual y futura del subsector eléctrico dominicano y se evalúan varios eventos relativos a la variabilidad del recurso solar. Además, se analiza la posible integración masiva de renovables con y sin la participación de BESS a fin de determinar la necesidad del almacenamiento; finalmente, se hace un análisis económico-financiero de la posible integración de un BESS directamente a las subestaciones de la ETED; y una evaluación similar para un parque tipo de generación solar fotovoltaica con un sistema BESS integrado para servicio de arbitraje de energía.

⁵ Desarrollado por el Organismo Coordinador (OC-SENI)

⁶ Stochastic Dual Dynamic Programming, desarrollado por PSR.

2

COMPOSICIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN DEL SENI

El gráfico 1 muestra la capacidad instalada del parque de generación al finalizar septiembre de 2022, en términos absolutos y relativos, segmentados por tecnología.

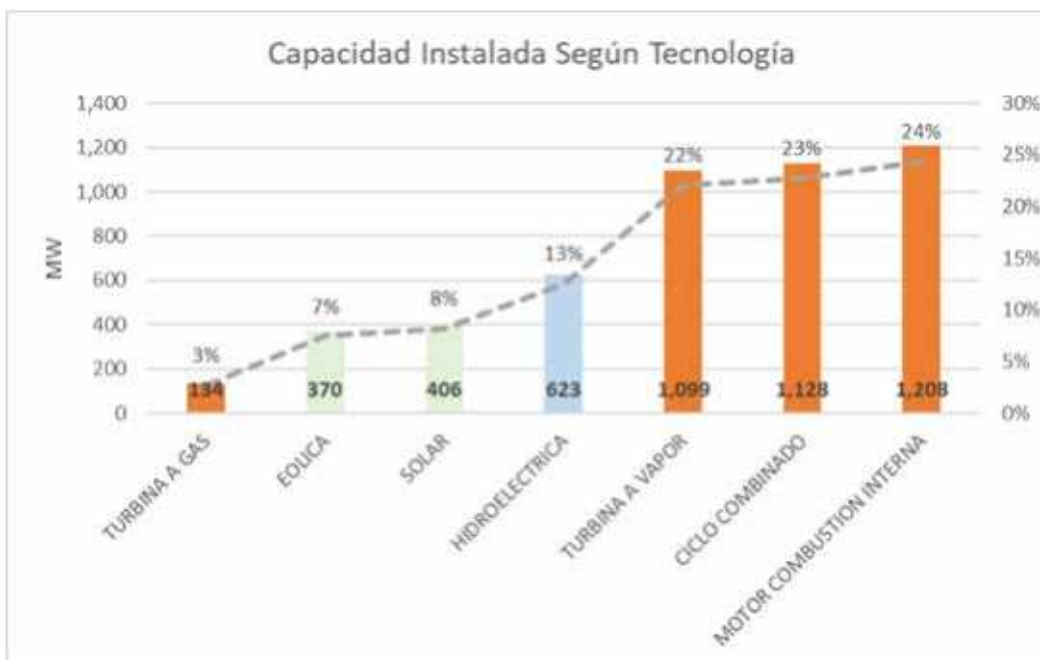


Gráfico 1.
Capacidad instalada por tecnología 2022.

Fuente OC.
Elaboración Propia

Se evidencia la predominancia de las centrales térmicas, a pesar de que, de manera agregada, las centrales eólicas, fotovoltaicas e hidroeléctricas representan cerca del 30% de la capacidad instalada del sistema. Siendo las dos primeras las que mayor crecimiento han experimentado en los últimos años, impulsadas mediante la inversión privada y señales económicas emitidas desde el Estado

3

ESTIMACIÓN DE INGRESO DE NUEVAS CENTRALES AL AÑO 2025

El gráfico 2 presenta la estimación del ingreso de nuevas centrales hasta el año 2030. Los valores reflejados expresan la capacidad neta de las diferentes tecnologías que componen el parque de generación. Los valores correspondientes al recurso solar están en MWn, afectando los valores MWp declarados por los agentes por una relación DC/AC igual a 1.20. Esto debido a la etapa de desarrollo en que se encuentran muchos de los proyectos considerados.

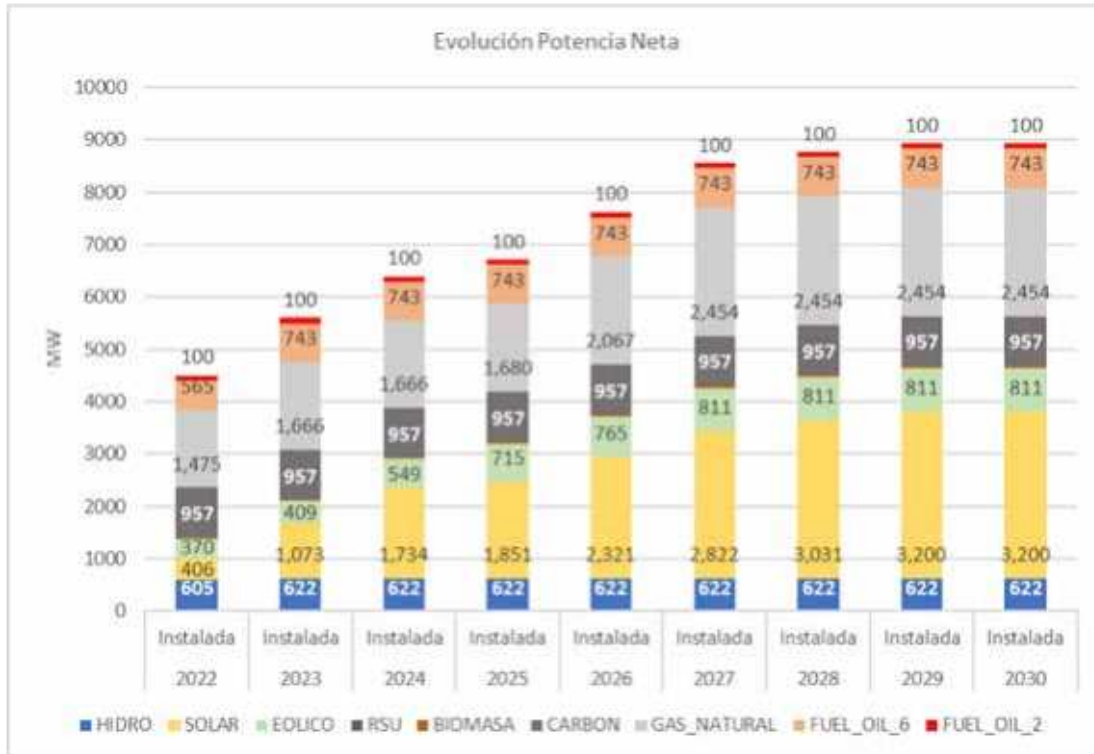


Gráfico 2.
Proyección de la potencia instalada ⁷ al año 2025.

Elaboración propia

Como puede observarse, se prevé que para el 2025 el ingreso de centrales de ERV supere los 2,000 MW, siendo la mayor parte a base del recurso solar. De igual forma se contempla la incorporación de proyectos térmicos vinculados a centrales compuestas por motores de combustión interna antes de finalizar el 2023, con capacidad para operar con fuel oil #6 y gas natural. Para el año 2026 y 2027 se proyecta la incorporación de las centrales de ciclo combinado en Manzanillo, Montecristi, vinculadas a la licitación adjudicada a principios del 2022, que operarían a gas natural.

Se aclara que para 2022 la capacidad hidroeléctrica bruta instalada es 623 MW, mientras que la neta equivalente es 605 MW, a partir de 2023 el monto asciende a 622 MW con el ingreso estimado de Monte Grande.



⁷ Las centrales que utilizan gas natural en el 2022 se mantienen utilizando este combustible durante toda la evaluación, a excepción de aquellas que tengan la capacidad para operar con Fuel Oil/Gas Natural, siempre y cuando los precios de estos energéticos se alteren.

4

ESTIMACIÓN
DE LA DEMANDA

En base a las proyecciones del crecimiento de la demanda elaboradas en el Plan Energético Nacional (PEN), en el Gráfico 3 se presenta uno de los escenarios considerados.

Gráfico 3. Escenario de crecimiento de la demanda. PEN 2022 -2036. Elaboración Propia



Este escenario considera una tasa de crecimiento de un 4%, que es cónsono con lo observado en el 2022 con respecto al 2021.

5

EVALUACIÓN DEL USO DE BESS

A nivel internacional muchos países contemplan directrices de integración de energías renovables acompañadas por sistemas BESS, de su experiencia se puede destacar lo siguiente:

- Se muestran avances en la integración de baterías.
- Se destaca que las baterías no son rentables por sí solas sin modificaciones regulatorias, reglas de mercado propiciadoras y/o incentivos dedicados.
- Los países han ido eliminando las barreras para el ingreso de baterías en sus sistemas.
- Las acciones para la integración de BESS se pueden catalogar como combinaciones de incentivos / subsidios vs regulación / programas de gobierno.
- Los BESS pueden prestar servicios para el consumidor y para el operador de la red (operación y estabilidad).

El último punto da lugar a la prestación de los siguientes servicios:

- Servicios complementarios: entrega o demanda de energía de corto plazo para mantener el equilibrio de la oferta y la demanda; control de tensión y suministro de arranque en negro.
- Acumulación de larga duración: permite acumular un exceso de energía en un momento dado (horario diurno) y poder inyectarla según las necesidades del sistema (horario nocturno). Con este servicio se puede:
 - 1.** Estabilizar el costo marginal del sistema en la medida que puede consumir a la hora de mayor generación de bajo costo y entregar la energía en el período de mayor demanda, evitando el ingreso de centrales más costosas (peak units).
 - 2.** Posponer la construcción de nuevas líneas de transmisión (aplazamiento de inversiones).
 - 3.** Gestión de centrales de recursos renovables variables, pudiendo estas trabajar durante horas en que el recurso no esté disponible a través de los BESS.

6

EVALUACIONES
EN EL SENI

Considerando la situación actual y lo proyectado al año 2025, se realizaron varias evaluaciones de las redes del SENI con miras a estudiar el comportamiento de este frente a la inminente integración de renovables. A continuación, se presentan algunos de ellos.

6.1 Máxima transferencia de potencia entre áreas

En este apartado se realiza un análisis del comportamiento de las redes de alta tensión frente al abastecimiento de la demanda en el presente y una proyección al año 2025, con miras a conocer la capacidad de integración de nuevos proyectos de generación, principalmente los de ERV.

La siguiente ilustración muestra los intercambios regionales de potencia durante el día de mayor generación fotovoltaica del mes de noviembre del presente año.

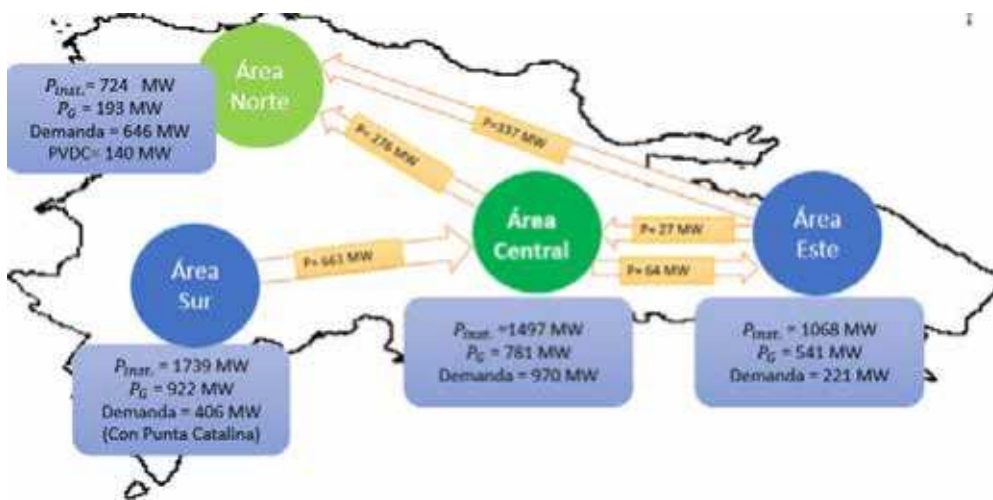


Ilustración 1.
Transferencia de potencia del PDD 07-11-2022.

Datos tomados del OC.

Se considera el consumo de PVDC⁸ en la zona norte, de igual manera es considerado la generación propia de esta empresa a través de la central Quisqueya 1 ubicada en la región Este. Los diferentes colores de las circunferencias hacen referencia a la condición de importación y/o exportación de electricidad de las regiones.

Se realiza un gráfico que muestra el efecto de la generación solar fotovoltaica del día indicado sobre la demanda del SENI donde puede observarse cómo el ingreso de esta forma de generación reduce la participación de las centrales térmicas e hidroeléctricas.



Gráfico 4. Post-despacho 07-11-2022.

Fuente: Informe diario Operación OC. Elaboración Propia.

⁸ PVDC: Pueblo Viejo Dominicana Corporation (Barrick)

De acuerdo con los datos del despacho, la mayor inyección fotovoltaica ocurrió en el período 13, con un total de 338 MW. Como puede intuirse, las horas de inyección solar representan las de mayores exigencias para las redes de alta tensión del SENI.

Con miras al 2025 se realizó una proyección de la demanda, se consideró el plan de expansión de transmisión presentado y actualizado por la ETED y se consideraron los proyectos que cuentan con concesión definitiva y se prevé su puesta en servicio hasta en los próximos tres años, resultando lo siguiente:

- **Sur profundo**⁹: Con la extensión de la LT 345 kV hasta la S/E Km 15 de Azua es posible instalar hasta 250 MW adicional. Con la demanda proyectada para el 2025 se observa una tensión por encima de 1.05 p.u.¹⁰
- **Sur cercano**¹¹: afectada por el límite de la línea a 138 kV Pizarrete – Valdesia a 500 Amperes, permite la incorporación de hasta 150 MW adicional. Con la demanda proyectada para el 2025 se observa una tensión por encima de 1.05 p.u.
- **Cibao noreste**: Con la demanda proyectada para el 2025 se observa una tensión por encima de 1.05 p.u., limitado por enlace 138 kV Playa Dorada – Puerto Plata + Pimentel – SFM. Será necesario limitar 100 MW de la generación planificada a ser instalada en la zona.
- **Cibao noroeste**: Para el año 2025 está planificado sacar las ERV del anillo Noroeste, no es viable instalar más de 110 MW en este anillo.
- **Este cercano**: Limitado por enlace 138 kV DRG – Cabreto. Es necesario deslastrar 10 MW de generación para evitar sobrecarga.
- **Área central**: Limitado por el enlace 138 kV timbeque 2 – CNP + 138 kV Los Mina – La Isabela + 138 kV Hainamosa – Palamara + 138 kV Hainamosa – Villa Mella + 138 kV Villa Mella II – Isabela. Es necesario deslastrar 105 MW de generación del área central.

Los resultados anteriores evidencian la necesidad de almacenamiento a mayor escala como una forma de liberar las redes en el horario diurno, lo que a su vez redundará en posibilitar una mayor integración de ERV.

6.2 Estudio de Rampas

Se realiza un análisis estadístico de las rampas de potencia de las centrales de ERV del SENI y del comportamiento de la demanda, así como de la diferencia o desbalance entre ambas. Se seleccionaron los intervalos horarios de 7:00 a 10:00 (rampa diurna) por ser donde las centrales de tipo solar fotovoltaicas incrementan su generación, y el intervalo de 16:00 a 20:00 (rampa vespertina), en el que la producción solar disminuye a la vez que aumenta la demanda.

⁹ Aguas abajo de la subestación km 15 de Azua, inclusive.

¹⁰ Según el artículo 149 del Reglamento de Aplicación de la Ley 125-01, la operación del SENI deberá mantener los niveles de tensión, en las distintas subestaciones, dentro del rango de $\pm 5\%$ en torno a la tensión nominal (0.95 – 1.05 p.u.).

¹¹ Aguas arriba de la subestación km 15 de Azua hasta la zona central.

incrementan su generación, y el intervalo de 16:00 a 20:00 (rampa vespertina), en el que la producción solar disminuye a la vez que aumenta la demanda.

Estas rampas de generación se comparan en dos escenarios distintos frente a la demanda del mes de agosto del año 2021 y la del mes de agosto del 2022 con la intención de poder determinar si la generación ERV provoca un estrés adicional a la operación del sistema.

Se evaluaron dos escenarios, el primero (escenario A) contiene las centrales de ERNC existentes en el país hasta finales del 2021 (676 MW) y el segundo (escenario B) incluye las centrales El Soco y Santanasol, que ingresaron al SENI a partir de junio 2022, elevando la capacidad instalada en estas tecnologías en 776 MW, con 100 MW adicionales, un valor adecuado para hacer ejercicios de escalamiento.

Los siguientes gráficos presentan las pendientes resultantes de aplicar una regresión lineal simple que indica la razón de cambio de potencia producida y demandada, a partir de estas se calcula la diferencia o desbalance entre ambas, resultando en un valor positivo en caso de que la tasa de cambio de la generación ERV supere a la de la demanda, o negativo en caso contrario.

Los gráficos 5 y 6 presentan las evaluaciones correspondientes al escenario A. El primero muestra la rampa diurna, se observa la demanda de agosto del 2021 en crecimiento con tasa de 61.50 MW/h junto al aumento en la producción de las centrales eólicas en 12.08 MW/h y solar fotovoltaicas en 55.17 MW/h.

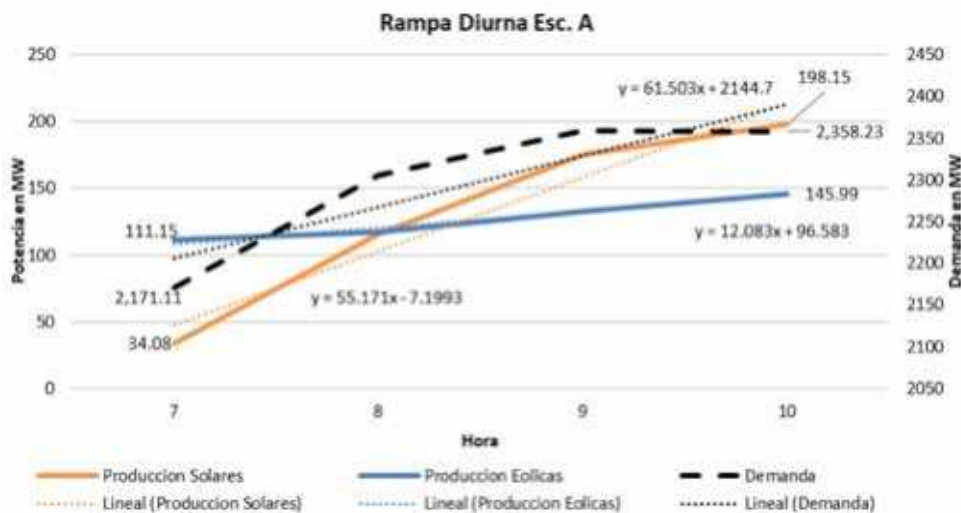


Gráfico 5.
Rampa Diurna
Escenario A.

La rampa resultante de las ERV aumenta su razón de cambio en 5.751 MW/h con respecto a la razón de la demanda. En el Gráfico 6 se presenta la rampa vespertina, la demanda aumenta en 15.83 MW/h y la generación de las centrales eólicas y solar fotovoltaicas decrecen en razones de 7.33 y 36.78 MW/h, respectivamente.

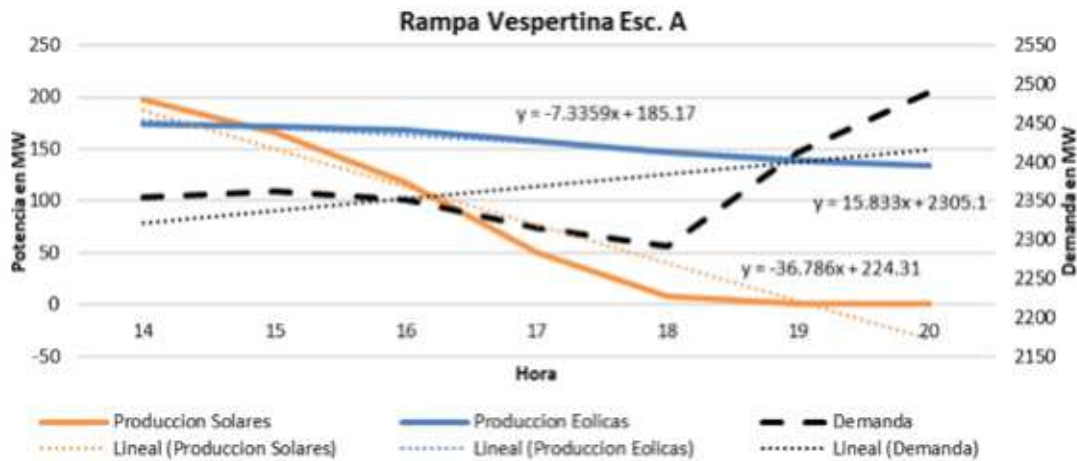


Gráfico 6.
Rampa
Vespertina
Escenario A.

Para la rampa vespertina, la generación ERV resultante se separa de la demanda a razón de menos 59.95 MW/h, lo que indica un déficit de generación. Estos comportamientos provocan un desbalance entre la oferta y la demanda que debe ser compensando.

Los gráficos 7 y 8 evalúan el comportamiento para el escenario B. En el Gráfico 7 se aprecia la rampa diurna, con la demanda en crecimiento a razón de 59.12 MW/h, mientras que la generación de las centrales eólicas y solar fotovoltaica a razón de 12.08 y 74.55 MW/h, respectivamente.

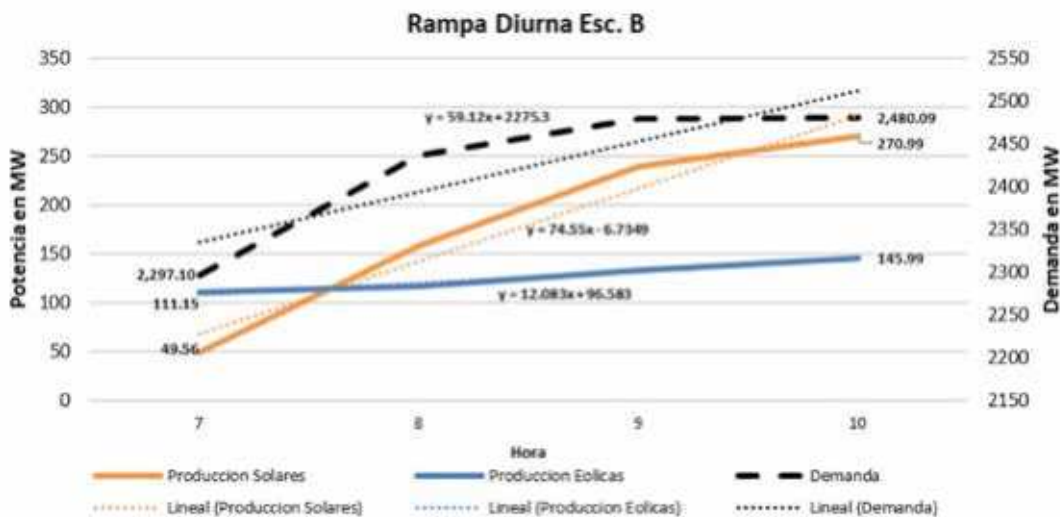


Gráfico 7.
Rampa Diurna
Escenario B.

La rampa de crecimiento de la generación ERV supera el de la demanda a razón de 27.51 MW/h, incrementando cerca de 5 veces el valor observado en el escenario A.

En el Gráfico 8 se muestra la rampa vespertina, se observa que la demanda aumenta a una tasa de 16.90 MW/h, mientras las centrales eólicas y solar fotovoltaicas decrecen a razones de 7.33 y 49.31 MW/h, respectivamente; esto genera un déficit de 73.54 MW/h entre la rampa de crecimiento de la demanda y la generación de las centrales de ERNC.

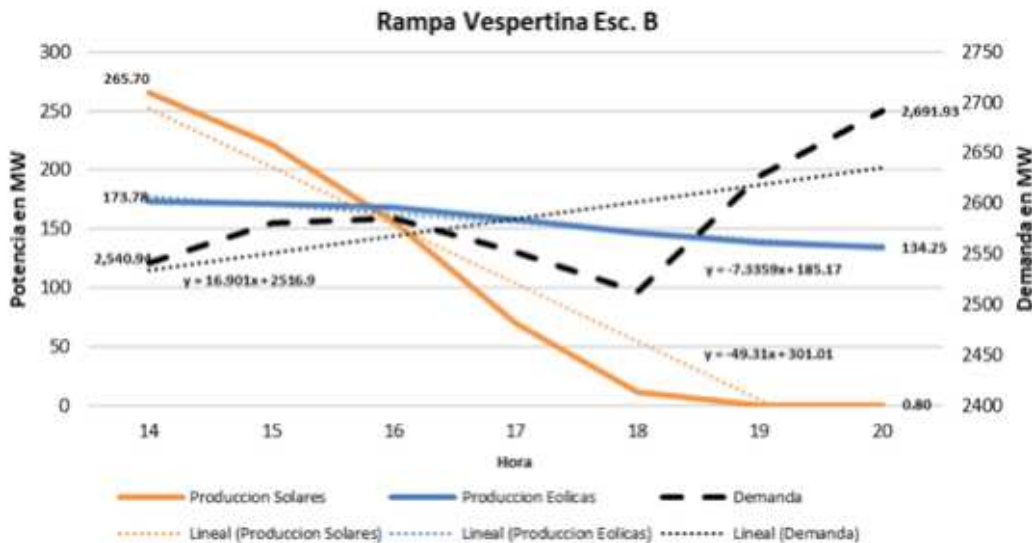


Gráfico 8.
Rampa
Vespertina
Escenario B.

Una comparación entre los escenarios A y B evidencia que un incremento de 100 MW en la capacidad instalada de ERV (en este caso solar), incrementa en un 23% el déficit entre la rampa de crecimiento de la demanda con respecto a la de la generación ERV en el horario vespertino.

La razón de cambio del desbalance que registran las rampas es de 5.75 MW/h para la diurna y menos 59.95 MW/h para la vespertina en el escenario de menor integración de generación solar. Al momento de incorporar 100 MW de potencia adicional la velocidad del desbalance incrementa a 27.51 MW/h y a menos 73.54 MW/h para las rampas diurna y vespertina, respectivamente. La señal es evidente: ante integración masiva de renovables, se debe almacenar energía en el horario diurno y liberarla en el vespertino-nocturno.

En vista de que la producción de energía con centrales de tipo solar fotovoltaica es la que presenta rampas más pronunciadas, se decidió hacer una simulación con la proyección de la demanda para el 2025, para estudiar el comportamiento de estas rampas al incluir 500 MW, 1,000 MW y 1,500 MW de potencia instalada de centrales fotovoltaicas. Adicionalmente, para los tres escenarios, se contempló la incorporación de 300 MW eólicos adicionales, para evaluar el efecto en conjunto. Los resultados obtenidos se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 2. Desbalance entre rampas

Rampa	Esc. 500 MW MW/h	Esc. 1000 MW MW/h	Esc. 1500 MW MW/h
Diurna 1	45.76	276.23 4	06.69
Vespertina -	150.55	-234.34	-318.14

A medida que la incorporación de centrales fotovoltaicas siga en ascenso, los desbalances entre el comportamiento esperado de estas centrales y la demanda del sistema será de mayor envergadura, requiriendo que se tomen medidas operacionales para evitar efectos adversos a la estabilidad del sistema. Como consecuencia, las centrales térmicas deberán ser más flexibles para poder responder a estas rampas y requerirán que las mismas centrales con producción variable puedan atenuar sus inyecciones, lo que puede lograrse mediante el almacenamiento.

6.3 Análisis de Eventos

El análisis de eventos permite evaluar el comportamiento del sistema ante fallas que provocaron algún desbalance importante entre la demanda y la generación que comprometa o ponga en peligro la operación del sistema.

6.3.1 Evento ocurrido el 20-02-2022

A las 12:12 del día 20 de febrero de 2022, se produce la actuación del segundo escalón del Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC) sin disparo de generación. Se determinó durante el análisis del evento que se produjo una disminución de potencia de los parques solares Mata de Palma, Girasol y Montecristi Solar 1. Al momento de las bajadas de los parques solares, la reserva rodante alcanzaba un 41.69% y la reserva asignada de RPF en 2.87%.

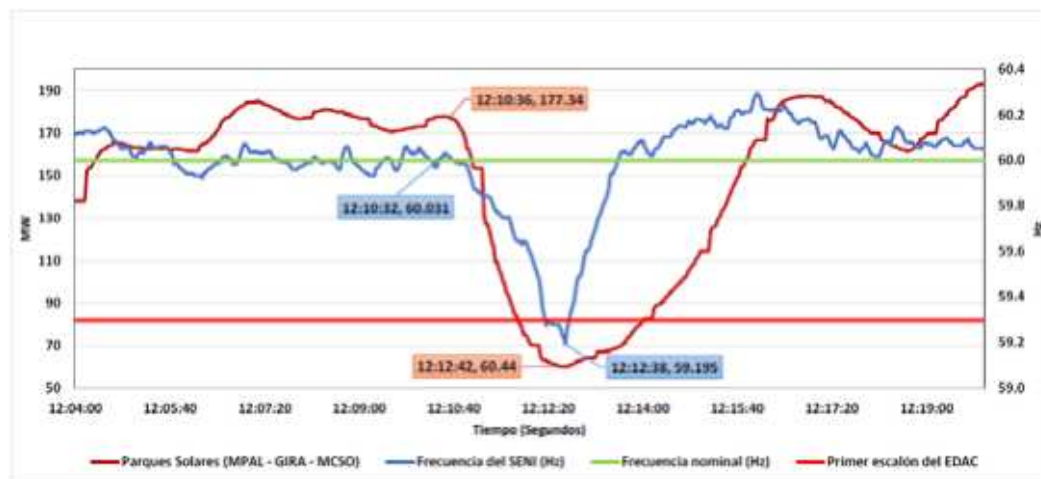


Gráfico 9.
Frecuencia del
SENI evento
20-02-2022

Fuente: Informe
Mensual Eventos
del EDAC febrero
2022, OC-SENI.

El Gráfico 9 muestra el comportamiento de la frecuencia con respecto a las bajadas de potencia en conjunto, de los parques fotovoltaicos Mata de Palma, Girasol y Montecristi Solar 1, los cuales descendieron desde 177.34 MW a 60.44 MW en un lapso de 2 minutos y 6 segundos, para una tasa de menos 0.93 MW/s.

Los parques Mata de Palma, Girasol y Monte Cristi Solar presentaron una variación de potencia de 27.68, 68.08 y 21.14 MW respectivamente. La frecuencia inicial del sistema era de 60.031 Hz descendiendo a 59.195 Hz, en un tiempo de 125.81 s, luego asciende en un lapso de 188.035 s hasta los 60.04 Hz. Este comportamiento puede observarse en el gráfico siguiente.

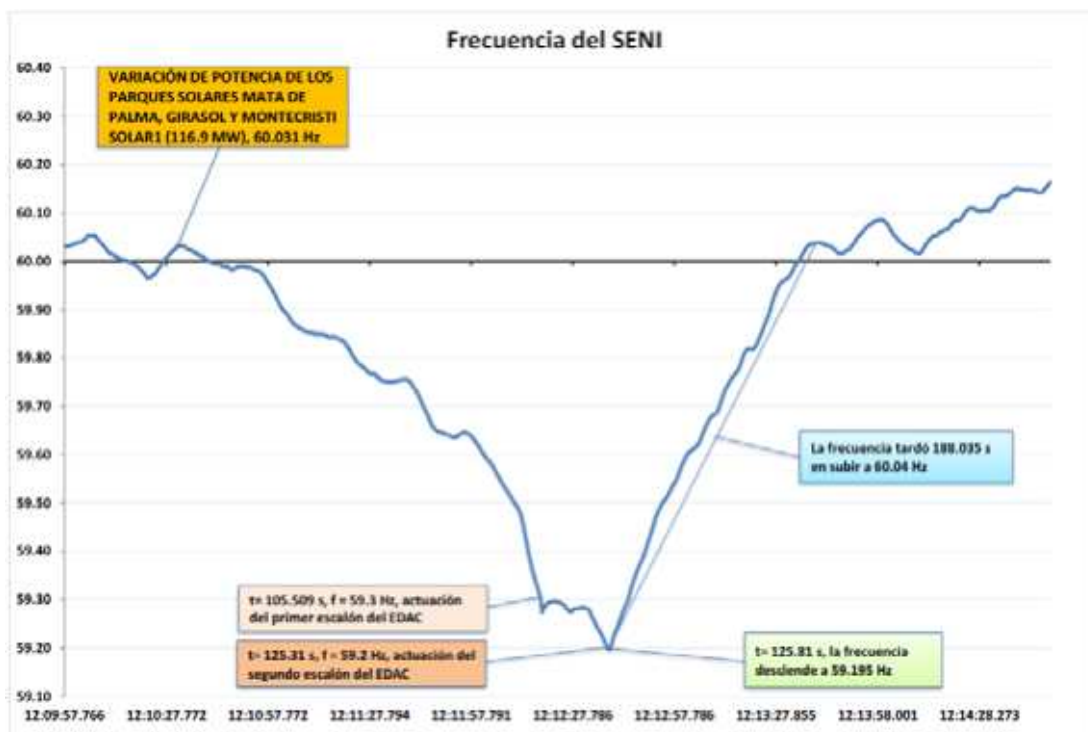


Gráfico 10. Frecuencia SENI cada 100 ms del 20-02-2022_12h12.
Fuente: Informe Mensual Eventos del EDAC febrero 2022, OC-SENI.

De acuerdo con el informe detallado para el evento en cuestión, publicado por el Centro de Control de Energía (CCE), la potencia total sincronizada antes del evento era de 2,491.69 MW, con una reserva rodante de 415.6 MW. Como consecuencia el EDAC desconectó una carga de 129.88 MW.

6.3.2 Evento ocurrido el 09-08-2022

A las 14:52 del día 09 de agosto de 2022, se produce la actuación del primer escalón del EDAC sin disparo de generación. Mediante el análisis se identificó que se produjo una disminución de potencia de los parques fotovoltaicos Girasol, Santanasol y El Soco, en conjunto disminuyeron desde 175.07 MW hasta 54.02 MW en un lapso de 8 minutos y 32 segundos, para una tasa de menos 0.2363 MW/s.

En el Gráfico 11 se puede observar el comportamiento de la frecuencia del SENI durante el evento. La frecuencia inicial era de 59.932 Hz, bajando a 59.286 Hz, el descenso ocurrió en un tiempo de 155.42 s, luego subió a 59.839 Hz en un tiempo de 171.038 s. El tiempo total para que la frecuencia se recupere a un nivel de operación aceptable fue de 60 Hz fue de 207.077 s.

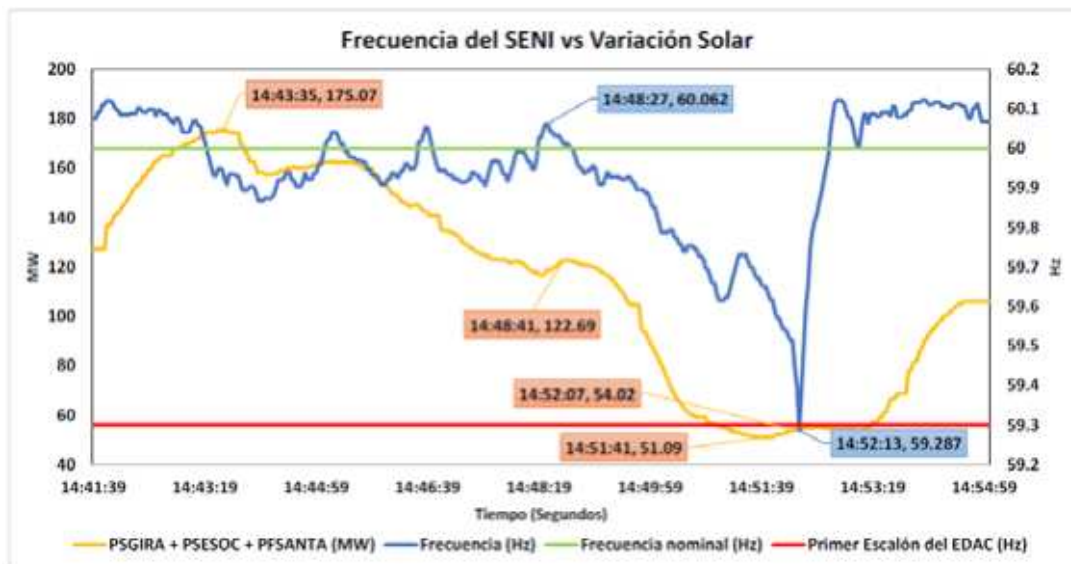


Gráfico 11. Frecuencia del SENI evento 09-08-2022

Fuente: Informe Mensual Eventos del EDAC agosto 2022, OC-SENI.

El comportamiento de los tiempos de bajada y subida de la frecuencia del sistema durante la ocurrencia de este evento puede observarse en el Gráfico 12. La potencia total sincronizada antes del evento era de 3,056.79 MW, con una reserva rodante de 233.2 MW. El evento provocó la operación del EDAC que desconectó un total de 107.6 MW.

Los análisis de ambos eventos mostraron que la reserva de regulación estaba agotada o próximo a ello antes de la ocurrencia de los eventos.

La operación correcta del SENI debe ser capaz de enfrentar eventos como los indicados sin que sea necesario la actuación del EDAC. En caso de no tomarse las acciones de lugar, el ingreso previsto de renovables puede significar un alto riesgo de que, ante la ocurrencia de un evento similar a los evaluados, la magnitud de pérdida de potencia sea mayor, poniendo en riesgo la continuidad del suministro en todo el sistema.

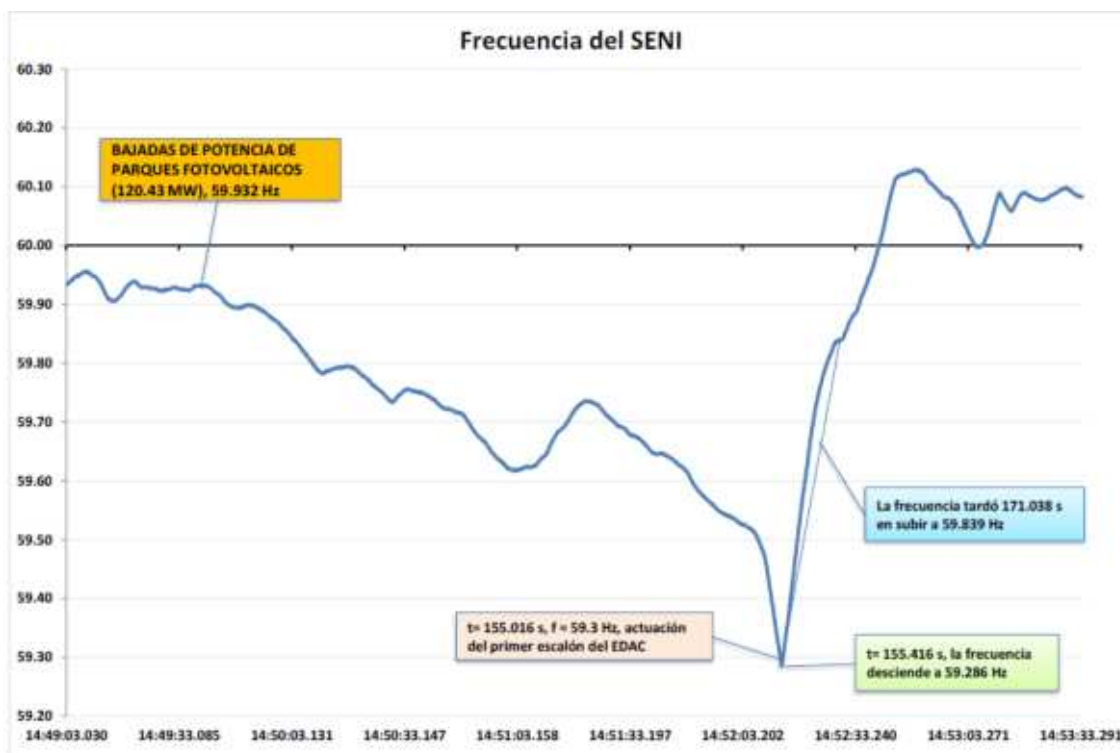


Gráfico 12. Frecuencia del SENI con respecto a variación potencia de los parques solares evento 2. Fuente: Informe Mensual Eventos del EDAC agosto 2022, OC-SENI.

Los eventos analizados tienen en común que, en ambos casos, la actuación del EDAC se debió de manera exclusiva a la disminución de la producción de los parques fotovoltaicos sin eventualidades adversas adicionales, tales como fluctuaciones de los grandes Usuarios No Regulados o salidas intempestivas de centrales térmicas. Por tanto, es posible tomar como referencia el evento que refleje la mayor tasa de variación para realizar simulaciones adicionales.

6.4 Límite de integración de ERNC sin almacenamiento en el SENI

Se realizó una nueva evaluación del potencial comportamiento del sistema ante la entrada de nueva generación solar, escalando el evento del punto 6.3.1, de manera proporcional al ingreso de potencia de generación; se asumió que al momento de la falla toda la reserva de regulación estaba disponible (6%).

Se hicieron corridas de la operación del sistema simulando el referido evento escalado, aumentando la potencia de generación hasta que la frecuencia alcance el primer escalón de actuación del EDAC ¹². Resultando que con un aumento de la generación ERV, específicamente fotovoltaica, de hasta 150 MW adicional a lo existente. Si no se toman las medidas de lugar ocurrirá una segura actuación del EDAC aun contando con toda la reserva de ley, lo que fija el límite de generación fotovoltaica hasta los 550 MW.

6.5 Mitigación de la variabilidad de las ERNC

El Gráfico 13 muestra el comportamiento de la demanda de reserva horaria para el año 2025 ante un escenario de ingreso de aproximadamente 2,000 MW nuevos a base de ERV sin el debido soporte de BESS.



Gráfico 13.
Reserva horaria por variabilidad ERNC vs reserva del SENI 2025. Curva del Lobo.

Fuente propia.

¹² La actuación del EDAC implica la interrupción del servicio a algunos usuarios, es una eventualidad no deseada en la operación de un sistema, solo debe ocurrir como última instancia para evitar daños mayores.

Con el patrón de generación de alta variabilidad analizado y utilizando el medio de pronóstico al alcance, se prevé que, bajo las condiciones provistas, el SENI opere en un 54% de los casos con márgenes de reservas superiores al 3%, un 29% del tiempo la reserva requerida es superior al 8% de la generación. Esto sugiere una revisión de los valores operativos necesarios desde el punto de vista normativo.

Ante este escenario, asumiendo aumentar en 160 MW la reserva rodante, adicional a los exigidos por la regulación vigente, bajo la modalidad de pagar mediante contrato el lucro cesante; asumiendo un costo marginal promedio de 119.00 USD/MWh, con disponibilidad de 8 horas al día, el servicio tendría un costo anual de 41.4 MM USD.

En esta modalidad, al generador se le reconocen:

- 38.4 GWh de energía por mes
- 160 MW de potencia a precio de mercado Spot (asumiendo que el servicio sea dado por unidades existentes).

Ante el potencial de ingreso de los referidos 2,000 MW a 2025, con 470 MW/257 MWh de BESS de respuesta rápida, el comportamiento del SENI puede ser descrito en el Gráfico 14.



Gráfico 14. Comportamiento del SENI a 2025 con almacenamiento de respuesta rápida
Fuente propia.

6.6 Almacenamiento de larga duración en el SENI

Es evidente que el ingreso masivo de centrales solares al SENI provocará una alta producción de electricidad a base de sol en horario diurno, que puede generar los siguientes inconvenientes:

- Problemas por baja inercia en el sistema, debido a que será necesario sacar de operación o bajar el nivel de producción de las centrales térmicas.
- Las líneas de transmisión asociadas se verán altamente comprometidas en el horario diurno.
- Dificultad en la operación del sistema ante variaciones no previstas del recurso ERV.

Para aprovechar el recurso solar fuera del horario diurno es necesario almacenar energía en ese período y utilizarla cuando la demanda lo amerite. Un posible comportamiento del recurso solar ante este escenario es presentado en la siguiente gráfica.

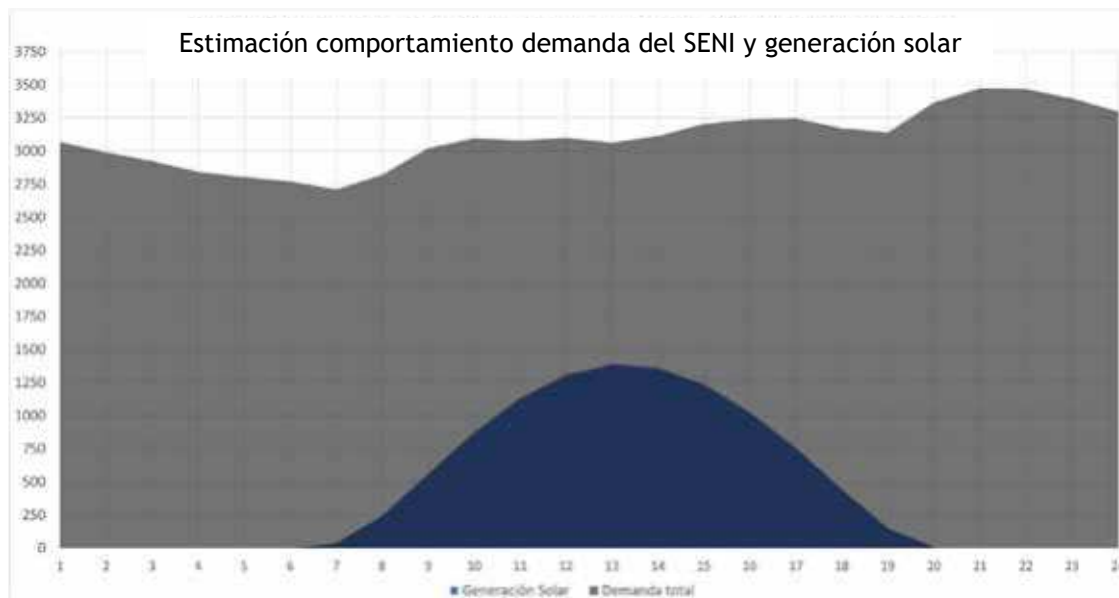


Gráfico 15. Estimación comportamiento demanda del SENI y generación solar fotovoltaica en 2025. Fuente propia.

Como puede observarse, el mayor requerimiento de demanda del SENI se presenta entre las 18 horas y 24 horas, justo cuando la producción solar desaparece.

En el Gráfico 16 se puede apreciar una simulación de despacho de un día completo en el SENI donde se evidencia la participación de las distintas fuentes de energía.

Con el patrón de generación de alta variabilidad analizado y utilizando el medio de pronóstico al alcance, se prevé que, bajo las condiciones provistas, el SENI opere en un 54% de los casos con márgenes de reservas superiores al 3%, un 29% del tiempo la reserva requerida es superior al 8% de la generación. Esto sugiere una revisión de los valores operativos necesarios desde el punto de vista normativo.

Ante este escenario, asumiendo aumentar en 160 MW la reserva rodante, adicional a los exigidos por la regulación vigente, bajo la modalidad de pagar mediante contrato el lucro cesante; asumiendo un costo marginal promedio de 119.00 USD/MWh, con disponibilidad de 8 horas al día, el servicio tendría un costo anual de 41.4 MM USD.

En esta modalidad, al generador se le reconocen:

- 38.4 GWh de energía por mes
- 160 MW de potencia a precio de mercado Spot (asumiendo que el servicio sea dado por unidades existentes).

Ante el potencial de ingreso de los referidos 2,000 MW a 2025, con 470 MW/257 MWh de BESS de respuesta rápida, el comportamiento del SENI puede ser descrito en el Gráfico 14.

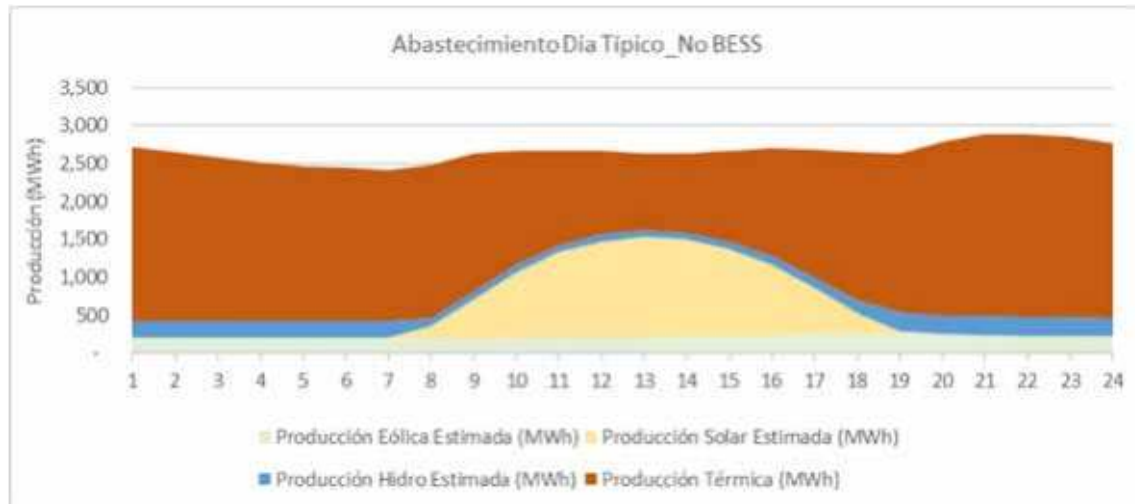


Gráfico 16. Despacho día típico sin almacenamiento.
Fuente propia.

En el Gráfico 17 se muestra el mismo despacho, pero esta vez incorporando un sistema de baterías que se carga entre las 9 y 16 horas, con costos marginales más bajos y mayor presencia de solar fotovoltaica. Esta energía almacenada será inyectada en horas de la noche para aplanar el pico de demanda máxima que se produce en ese período.

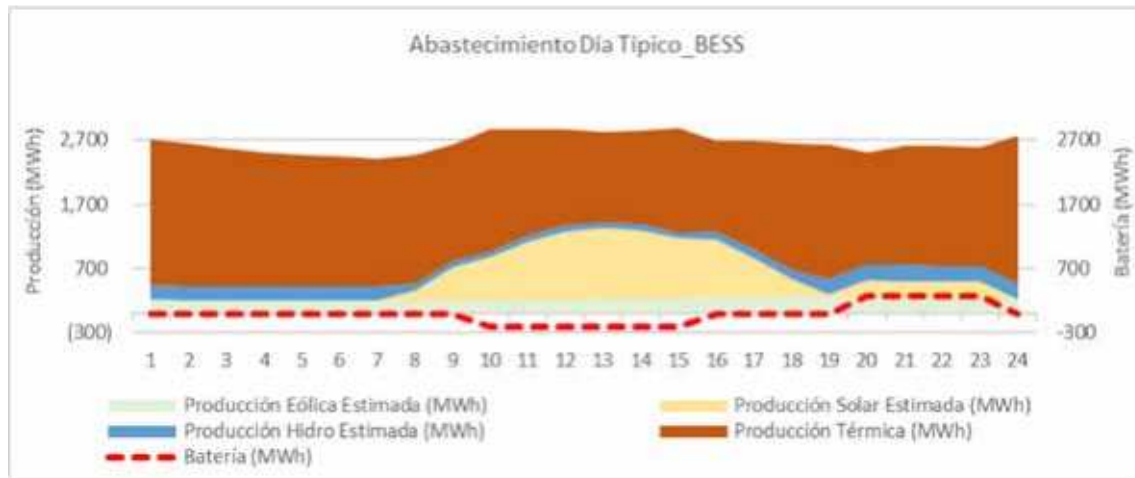


Gráfico 17. Despacho día típico con almacenamiento mediante baterías.
Fuente propia.

En el intervalo nocturno (de las 19 a las 23 horas) las baterías inyectan su energía almacenada, lo que reduce la participación de las centrales térmicas y, por tanto, una disminución de los costos marginales del mercado.

6.7 Evaluación de la respuesta inercial del SENI

Como se ha expresado antes, el ingreso de generación a base de ERV implica una reducción de las centrales térmicas, sobre todo en el horario diurno. Esto implica la reducción de máquinas rotativas en el SENI, lo que se traduce en una reducción de la inercia del sistema.

6.7.1 Metodología de evaluación de la respuesta inercial

Para la evaluación de la respuesta inercial del SENI se analizaron dos escenarios con diferente deslastre intempestivo de generación. Ambos están caracterizados por modelar la mayor cantidad de generación estática, son los más desfavorables y poseen una mayor tasa de cambio de la frecuencia (ROCOF, por sus siglas en inglés) por tener una inercia reducida, esto ocurre por la alta penetración de EERR con inversores.

a) Primer escenario

Se modeló el momento con mayor penetración de generación eólica y solar del año 2022. El 31 de julio a las 2:00 pm, se registró 608 MW¹³ de generación eólica y solar. Esto equivale a un 25.6% de la generación total. Para este escenario se deslastró generación con el nivel de despacho que reflejaron en el período descrito anteriormente:

- Una turbina de vapor de un ciclo combinado despachada a 42 MW. Equivalente al 1.8% de la generación total.
- Una turbina de vapor a carbón, generando 120 MW. Equivalente al 5.1% de la generación total.
- Una turbina de vapor a carbón, generando 356 MW. Equivalente al 15.0% de la generación total.

b) Segundo escenario

Se modeló el momento con mayor penetración de generación eólica y solar esperado para el año 2025. Para un despacho de generación eólica y solar de 951.41 MW . Esto equivale a un 36.72% de la generación total.

Para este escenario se deslastró generación de manera abrupta (apertura de interruptor) con diferentes unidades de generación:

- Una turbina de vapor de un ciclo combinado despachada a 40 MW. Equivalente al 1.5% de la generación total.
- Una turbina de vapor a carbón, generando 120 MW. Equivalente al 4.6% de la generación total.
- Una turbina de vapor a carbón, generando 356 MW. Equivalente al 13.74% de la generación total.

c) Respuesta del sistema de almacenamiento de energía

Para mayor entendimiento de este análisis, se presenta a modo de ejemplo un modelo de sistema de almacenamiento de energía dotado de un convertidor seguidor de red (tecnología comercial) y con convertidor formador de red para responder de manera rápida inyectando potencia activa en el tiempo (energía), para un arreglo de una planta fotovoltaica de 430 kW con BESS de 1 MW de capacidad de potencia cuya velocidad de respuesta de ambas opciones es mostrada en los siguientes gráficos.

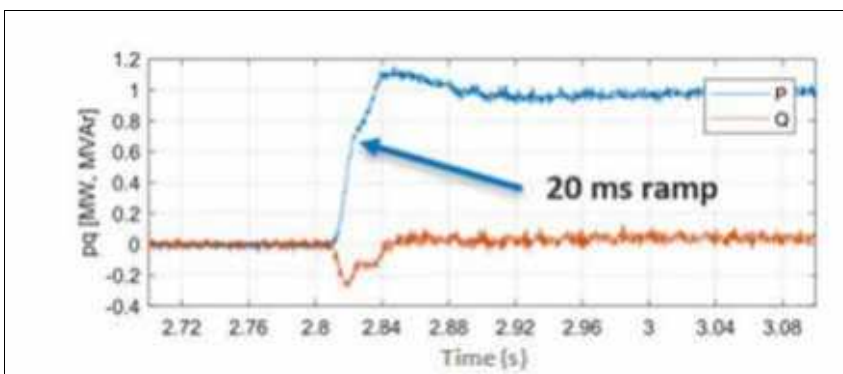


Gráfico 18. Respuesta en tiempo medida en modo seguidor de red

Fuente: The National Renewable Energy Laboratory (NREL).

¹³ 1200 MW instalado de generación eólica y solar simultánea al 80%

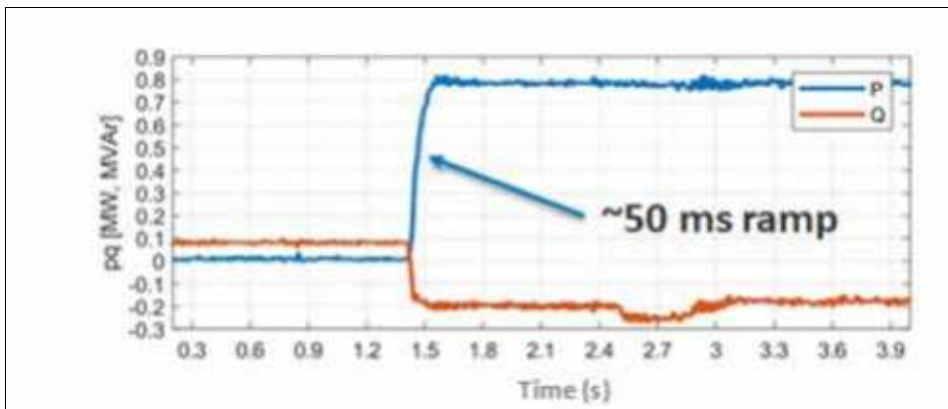


Gráfico 19. Respuesta en tiempo medida en modo formador de red

Fuente: The National Renewable Energy Laboratory (NREL).

Para la modelación de la respuesta rápida de frecuencia de los BESS (FFR por sus siglas en inglés) de este estudio, se consideró una respuesta más lenta ante la pérdida brusca de generación como operación más desfavorable para los eventos de desastre brusco de generación. En el Gráfico 20 se muestra la respuesta rápida de frecuencia modelada de los BESS de hasta 2 segundos.

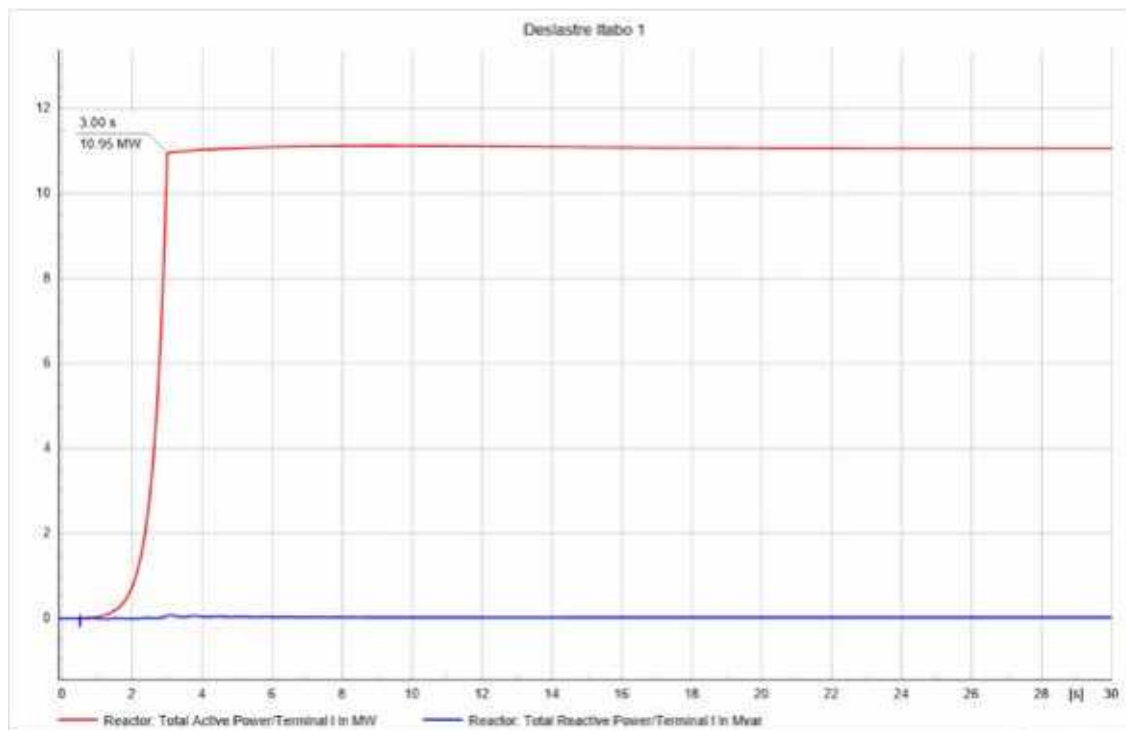


Gráfico 20. Respuesta de los BESS para el modelado de este estudio. Fuente Propia.

6.7.2 Análisis de deslastes intempestivos de generación

Para los escenarios analizados, se tomó como referencia el Reglamento para la Aplicación de la Ley 125-01, el cual expresa lo siguiente:

Artículo 156: Cuando la salida intempestiva de un generador pueda causar un colapso del SENI, dicho generador deberá ser limitado en su despacho a una potencia tal que su salida intempestiva no cause un colapso del SENI. Asimismo, cuando la salida intempestiva de una línea de transmisión pueda causar un colapso del SENI, dicha línea de transmisión deberá ser restringida.

6.7.2.1 Análisis de deslastre intempestivo de generación para el 2022

Para evaluar la caída de frecuencia hasta el punto más bajo (NADIR por sus siglas en inglés), solo se muestran los deslastes de las turbinas de vapor a carbón descritas anteriormente (120 MW y 356 MW) ya que estas provocan que se alcance el primer escalón del EDAC, justo lo que se quiere evitar con la implementación de los BESS. Esta protección debe ser el último recurso de emergencia debido a que la continuidad del servicio y abastecimiento de demanda es prioridad en los sistemas eléctricos de potencia.

En el Gráfico 21 se muestra el deslastre de la turbina de vapor Itabo 1 (apertura de interruptor) despacha a 120 MW, las líneas roja y azul muestran el comportamiento de la frecuencia frente a este evento con y sin BESS, respectivamente; asegurando en el último caso no sobrepasar el umbral de caída de frecuencia que activa la protección de emergencia EDAC.

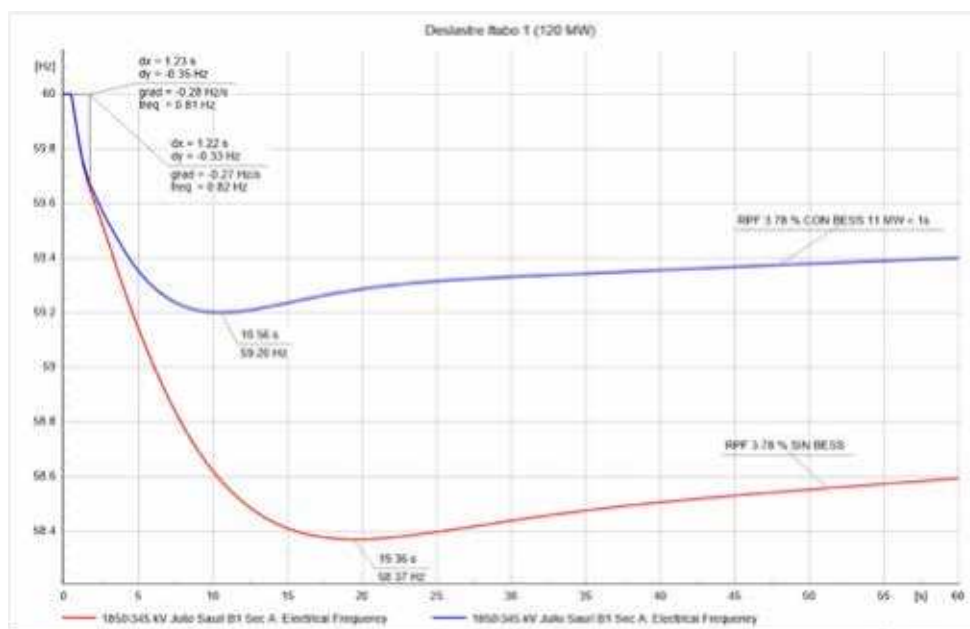


Gráfico 21.
Efecto de los BESS
ante la salida de
Itabo 1 con 120
MW en 2022

La línea azul muestra el efecto de la operación del BESS en la frecuencia del sistema, disminuyendo la magnitud de desequilibrio brusco entre la generación y la demanda. Se ha considerado un cumplimiento de la respuesta primaria de frecuencia del 100% de todas las unidades que participan en el control primario de frecuencia. Datos tomados de los informes elaborados por el Organismo Coordinador (OC).

Bajo las mismas condiciones se realiza un deslastre intempestivo de generación con la unidad 1 de Punta Catalina operando a 356 MW que representa un 15% de la generación total, donde el control primario está sujeto al rango de 3 ~ 5% de regulación. Para esto se procede a aprovechar la respuesta rápida de los BESS y evitar un desequilibrio de esta magnitud, como se muestra en la línea azul del Gráfico 22.

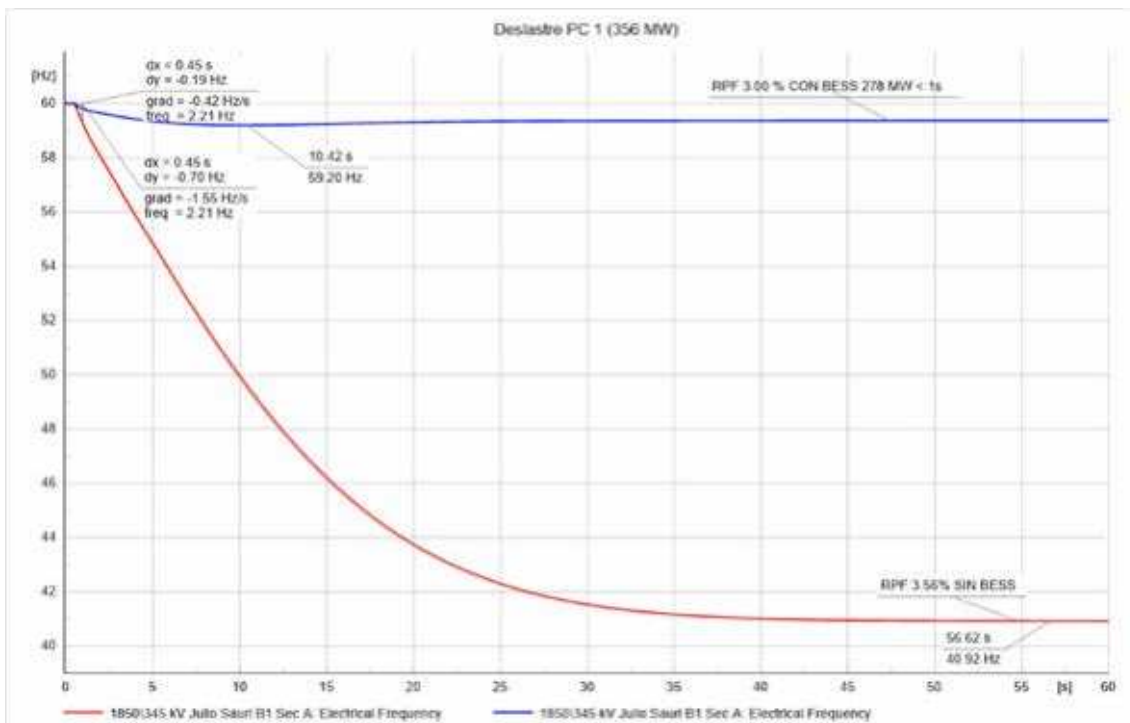


Gráfico 22. Efecto de los BESS ante la salida de PC1 en el año 2022.

6.7.2.2 Análisis de deslastre intempestivo de generación para el 2025

Para el año 2025 se espera que la participación en el despacho de generación con inversores o generadores estáticos alcance el orden del 37.0% en potencia. El desplazamiento de la generación convencional o generación sincrónica que aporta al control primario de frecuencia es reducido por prioridad en el despacho de las unidades de generación renovable no convencional.

El esquema de arbitraje de los BESS puede llegar a reducir esta situación permitiendo un equilibrio de unidades generadoras estáticas y sincrónicas que permitan mantener la estabilidad de frecuencia del SENI.

Para porcentajes mayores a los ya existentes el apoyo de los BESS es necesario frente a los deslastres bruscos de generación, donde se evidencia la disminución de la oposición al cambio de la frecuencia (disminución de la inercia del sistema).

Para mitigar estas salidas bruscas se propone el uso de una plataforma del controlador de automatización en tiempo real (SEL – 3555) (RTAC por sus siglas en inglés) como el utilizado en los laboratorios de NREL.

Frente a la salida intempestiva de la unidad generadora de vapor Itabo 1 despachada a 120 MW, se considera el aporte de 10 MW por los BESS. El aporte de la respuesta rápida de frecuencia se espera para un esquema de emergencia de los BESS.

El Gráfico 23 muestra en la línea del color rojo las consecuencias del evento en la frecuencia y en color azul, el mismo evento considerando el esquema de emergencia de los BESS propuesto.

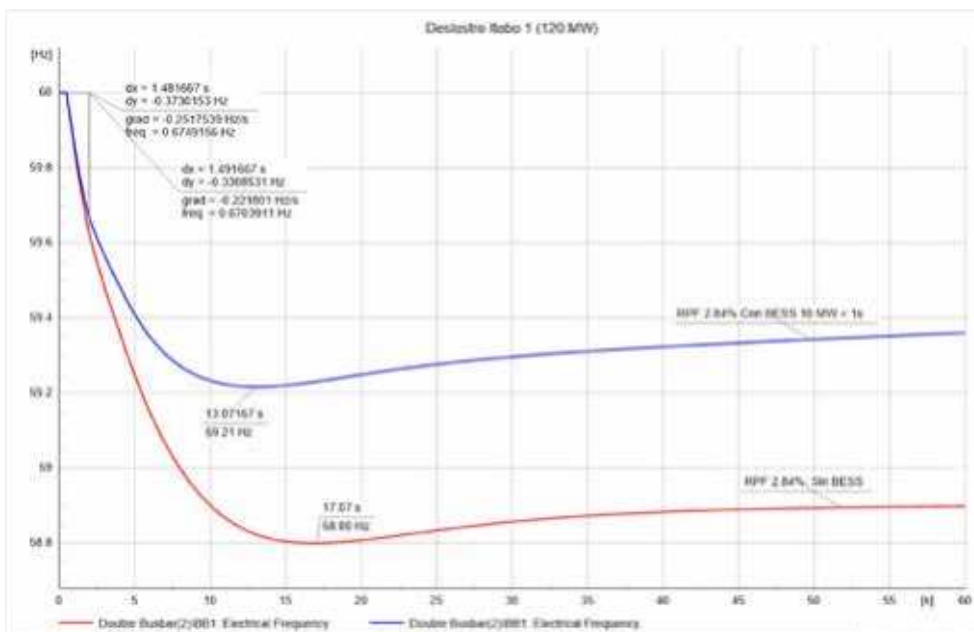


Gráfico 23.
Efecto de los BESS
ante la salida de
Itabo 1 con 120
MW en 2025

La salida de una unidad de generación de Punta Catalina despachada a 356 MW, representando el 13.74% de la generación total de ese momento, es mostrada en el Gráfico 24, se mitiga con el aporte de 270 MW de los BESS con fin de evitar el esquema de deslastre de carga.

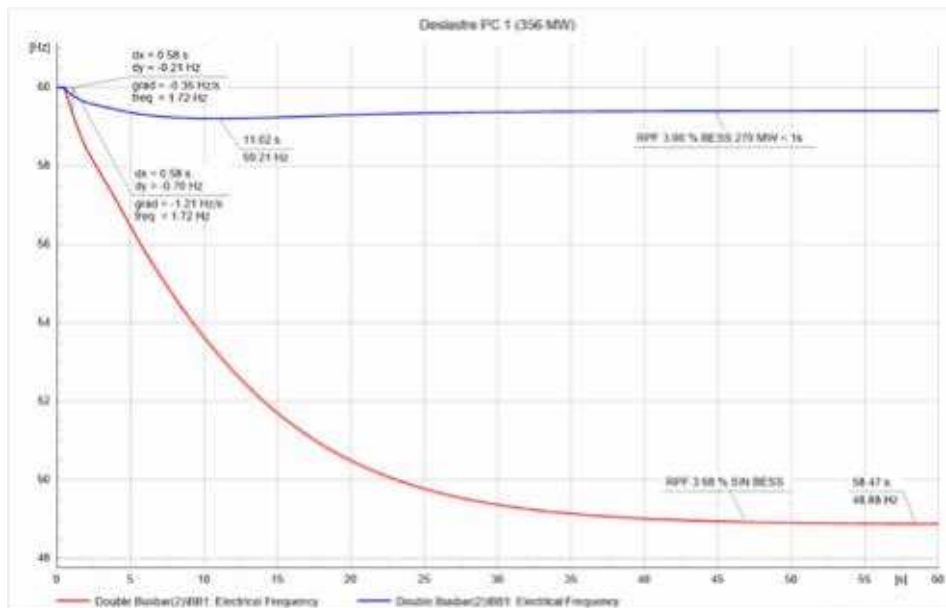


Gráfico 24.
Efecto de los BESS
ante la salida de
PC1 en 2025.

Fuente propia.

Finalmente, de los análisis realizados se encontraron las siguientes conclusiones específicas:

- Se muestra el impacto en la estabilidad y seguridad del SENI ante la salida intempestiva de unidades de generación convencional con bloques de potencia que van en el orden de 120 MW y 356 MW. A medida que aumenta el porcentaje de generación ERV que cubre la demanda del sistema, mayor es la pendiente de caída del “rate of change of frequency” (ROCOF).
- Se evidencia una alta correlación entre el porcentaje de generación ERV y la inercia del sistema y a su vez una estrecha correlación entre el ROCOF y la inercia del sistema, requiriéndose entre 10 MW y 270 MW en BESS para lograr estabilizar la frecuencia.
- De los gráficos se concluye que el nivel de penetración de %ERV no es la base para la determinación del ROCOF, sino que simplemente es la inercia del sistema.
- Los valores comparativos de los escenarios son mostrados en la tabla contenida en el Anexo 1.

6.8 Impacto de la curva de pato en el despacho de generación del SENI para los años 2023 y 2025

El término Curva de Pato fue acuñado en 2012 por el Operador del Sistema Independiente de California, representa el efecto de la generación solar sobre un gráfico de abastecimiento de la demanda en un día típico en un sistema donde la demanda máxima ocurre después de la puesta del sol. La metodología utilizada para la elaboración del programa de operación de largo plazo y otras consideraciones de interés son detalladas a continuación.

6.8.1 Consideraciones de despacho de centrales fotovoltaicas y demanda

- Producción típica de la estación de verano (agosto).
- Pronóstico de demanda del mes de agosto año 2023 para un día típico #2 (día laborable), acorde a la metodología indicada en el artículo 411 del Reglamento de Aplicación de la Ley 125-01, aplicando un factor de crecimiento de 3% para el año 2025.
- Datos de entrada del MODOM para la realización de la optimización obtenida de la programación de la operación semanal y diaria, disponibles para los agentes del MEM e instrucciones que rigen el subsector eléctrico, en un formato más resumido.

6.8.2 Proyectos de Generación renovables considerados

Se contempla la interconexión y el posterior despacho de los proyectos de generación de electricidad con fuente de energía primaria solar fotovoltaica que ostentan de una concesión definitiva según la Comisión Nacional de Energía y que serían los más propicios o representan menor incertidumbre de entrada en operación durante el período 2022-2025, con una capacidad instalada en conjunto de 1,679 MW ¹⁴.

6.8.3 Evaluación de Resultados

En base a los resultados obtenidos se presentan las siguientes consideraciones.

- CASO 1: ESCENARIO AÑO 2023

Este escenario considera el despacho de centrales de generación de ERNC de tecnologías solar fotovoltaica, considerando el pronóstico de potencia para el año 2023. Los resultados del despacho se muestran en los siguientes gráficos.

¹⁴ Datos en potencia Nominal (MWn), la misma se refiere a la limitada por los inversores de la instalación; en cambio, la potencia pico (MWp) es relacionada con el límite de los módulos solares.

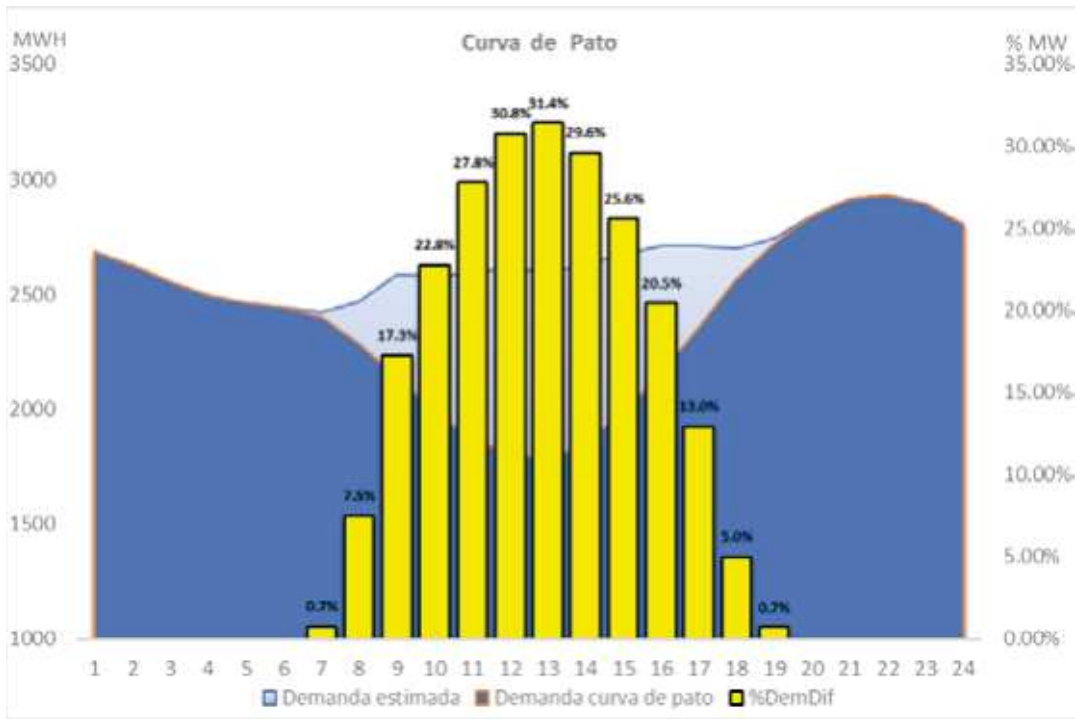


Gráfico 25. Curva de Pato Verano Día Laborable (DL), Máxima Irradiación Caso 1.

Fuente propia.

Las barras amarillas muestran el comportamiento de la generación de los parques solares, los porcentajes representan la participación de las centrales fotovoltaicas con respecto a la generación total del SENI.

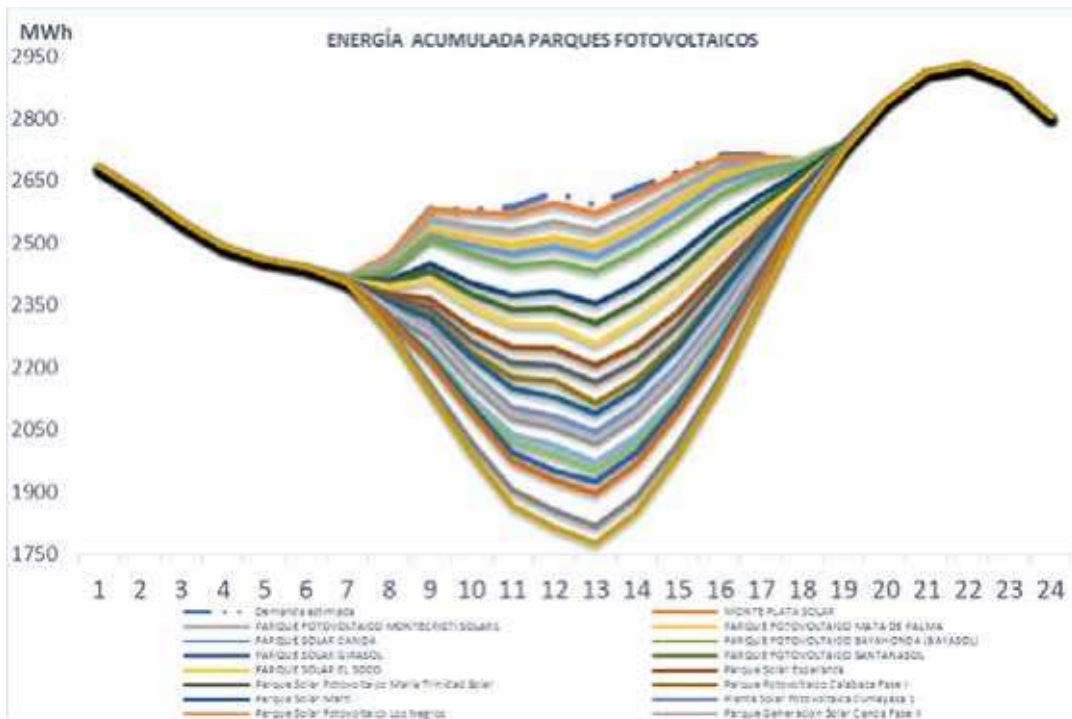


Gráfico 26. Energía Acumulada Parques Fotovoltaicos Caso 1.

Fuente propia.

El impacto de la generación solar para el caso evaluado es evidenciado en el Gráfico 27, a continuación.

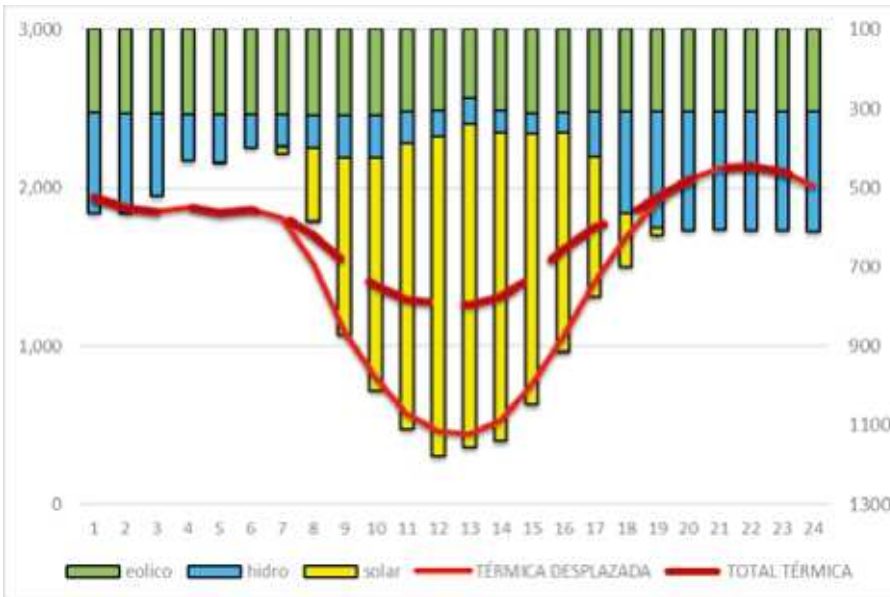


Gráfico 27. Impacto Energía Solar fotovoltaica en el Despacho Caso 1.

Fuente propia.

En los resultados obtenidos al modelar el CASO 1, la solución del problema de optimización ha determinado un costo total operativo de USD 3,849,990.96 para un período de 24 horas de simulación. Estos montos son arrojados por el MODOM.

• CASO 2: ESCENARIO AÑO 2025

Este escenario evalúa el despacho de centrales de generación de ERNC de tecnologías solar fotovoltaica, considerando el pronóstico de potencia para el año 2025. Los resultados del despacho se muestran en los siguientes gráficos.

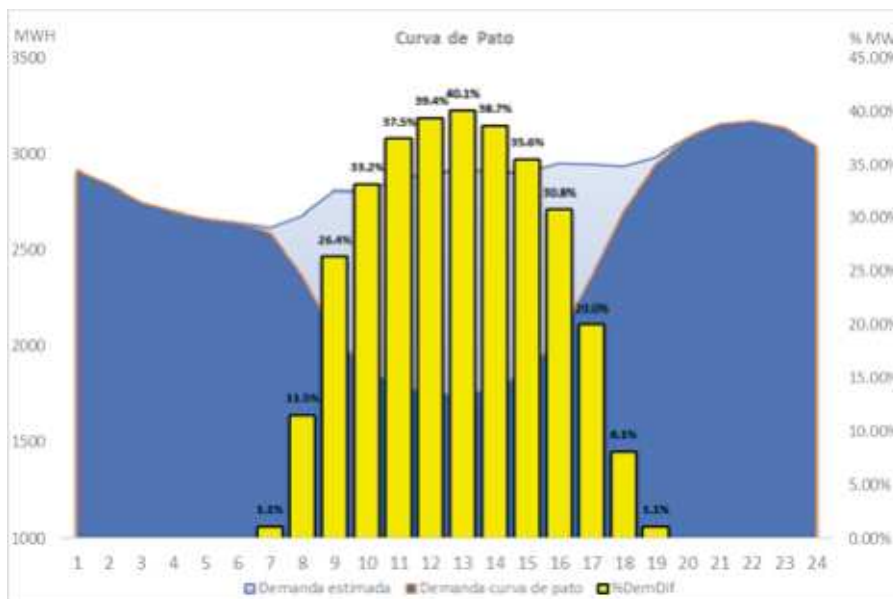


Gráfico 28. Curva de Pato Verano Día Laborable, Máxima Irradiación Caso 2.

Fuente propia.

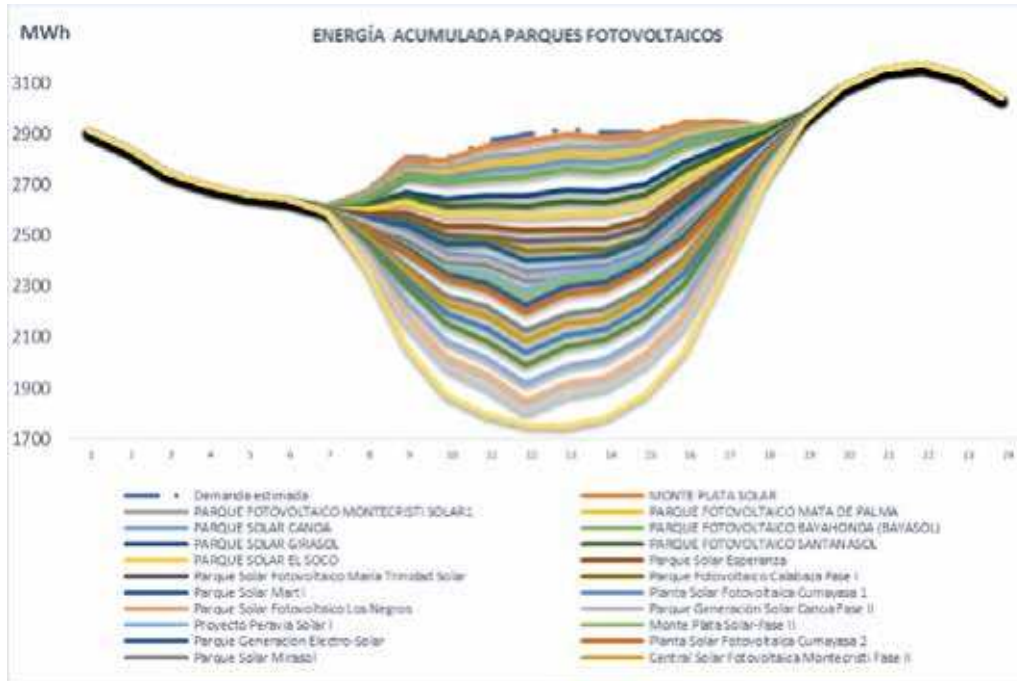


Gráfico 29.
Energía Acumulada
Parques Fotovoltaicos
Caso 2.

Fuente propia.

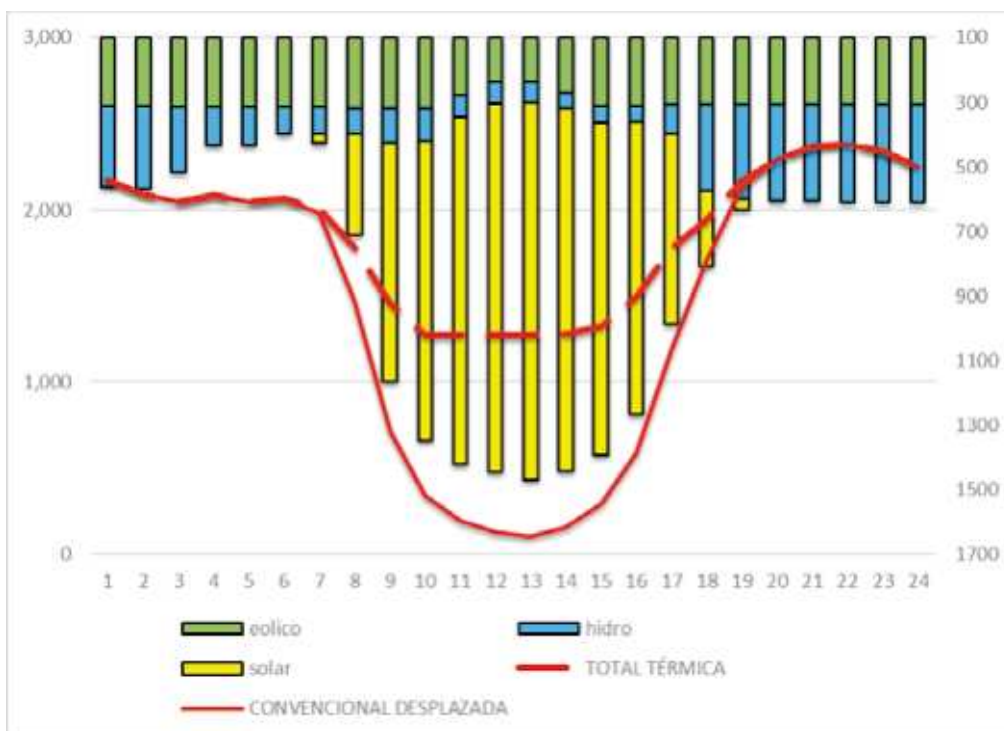


Gráfico 30.
Impacto Energía
Solar Fotovoltaica en
el Despacho Caso 2.

Fuente propia.

En los resultados obtenidos al modelar el CASO 2, la solución del problema de optimización ha determinado un costo total operativo de USD 4,184,732.60 para un período de 24 horas de simulación. Estos montos son arrojados por el MODOM.

IMPACTO COSTOS OPERATIVOS

La siguiente tabla muestra un resumen de los dos casos analizados, en ella se resalta que se produce un incremento significativo de USD 334,741.64 en el costo de operación del SENI para el horizonte de corto plazo considerado (24 horas.), ampliado a un mes esto sería un costo aproximado de USD 12,324,463.87.

Tabla 3. Impacto en los costos operativos de los casos analizados

Análisis	Costo total de operación (MM USD)
Caso 1	3.85
Caso 2	4.18
Diferencia	0.335

6.9 Evaluación económica para ingreso de BESS a las subestaciones de la ETED

En este apartado se procede a presentar los resultados obtenidos al evaluar la incorporación de un sistema de almacenamiento de energía mediante baterías al SENI, tanto en términos de mejoras en la seguridad del sistema, así como su respectivo impacto económico.

Para el dimensionamiento del BESS, se simuló un evento de disminución fotovoltaica, asumiendo que para el 2025 exista una capacidad instalada pico total cercana a los 2150 MW de centrales fotovoltaicas, arrojando una rampa para eventos de este tipo igual a menos 5.38 MW/s, incrementando la rampa más de 5 veces con respecto a la observada en febrero de 2022, detallado en el apartado 6.3.1.

Se realizó un despacho económico con tal nivel de inserción de ERV para definir el parque generador que estaría supliendo la demanda proyectada al 2025.

Mediante la herramienta PowerFactory de DigSilent se procedió a realizar una simulación dinámica para evaluar el comportamiento de la frecuencia del sistema ante un evento con las características detalladas, el cual se detalla a través del próximo gráfico con la línea roja.

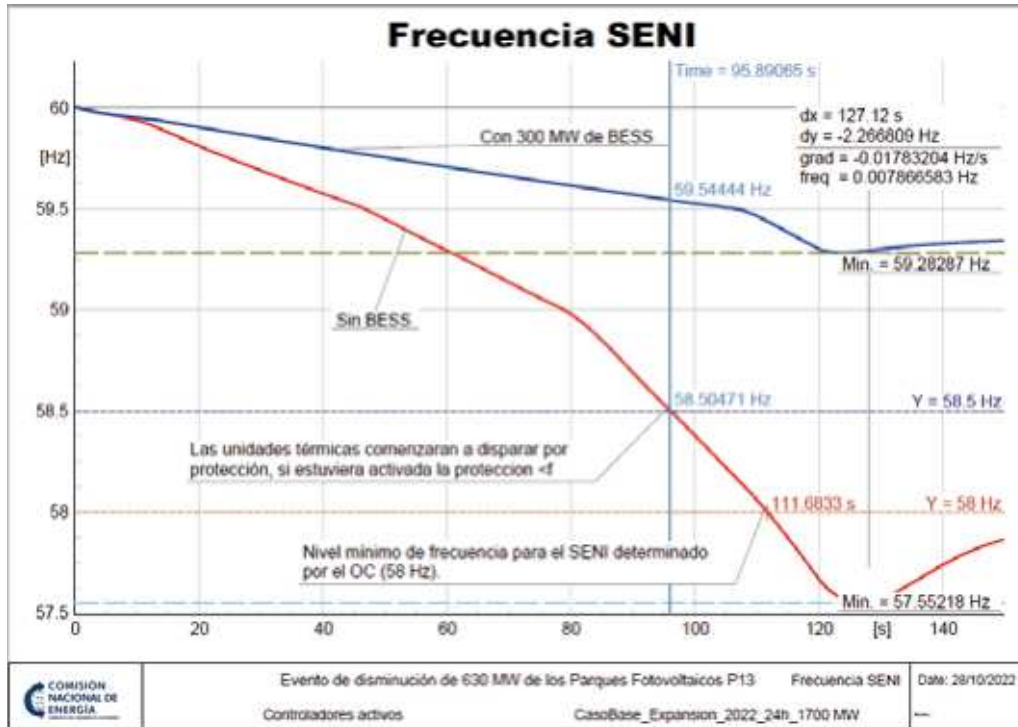


Gráfico 31.
Comportamiento de la frecuencia del SENI ante un evento, escenario 2025.

Fuente propia

Puede notarse que con tal nivel de inserción de renovables y un evento de la magnitud simulada, sin instalación de BESS, la capacidad de regulación del sistema no sería capaz de limitar el descenso de la frecuencia a niveles seguros de operación, lo que eventualmente, conllevarían al colapso del sistema provocando un corte general del suministro. Lo anterior es evidente a partir del sistema alcanzar los 58.5 Hz, punto a partir del cual, los generadores podrían empezar a salir de línea por actuación de protecciones. Con la finalidad de determinar el punto mínimo que alcanzaría la frecuencia en esta simulación se procedió a deshabilitar la protección de baja frecuencia de los generadores, de allí el comportamiento observado en la curva roja.

El tamaño resultante del BESS fue de 300 MW, valor con el cual el sistema es capaz de sostener el desbalance que genera el evento simulado, alcanzando una frecuencia mínima cercana a los 59.30 Hz, permitiendo la paulatina recuperación de la frecuencia a partir de este punto, comportamiento representado por la curva azul.

Resalta el efecto de la incorporación del sistema BESS al evaluar los gradientes de frecuencia observados con respecto al punto mínimo de cada curva. Para el caso en que el sistema no cuenta con el BESS se tiene un gradiente de menos 0.019 Hz/s mientras que, al incluir el sistema de almacenamiento, este gradiente desciende hasta menos 0.005 Hz/s, reflejando el impacto de la respuesta que muestran las baterías.

El accionamiento del BESS para responder a eventos de este tipo será en aquellas situaciones en que el margen de regulación de frecuencia se haya agotado, sirviendo como una salvaguarda ante eventos.

En la gráfica siguiente se muestra la respuesta del sistema BESS, segregado en 10 instalaciones de 30 MW, demostrando su capacidad de alcanzar su máxima inyección en un período cercano a los 100 segundos.

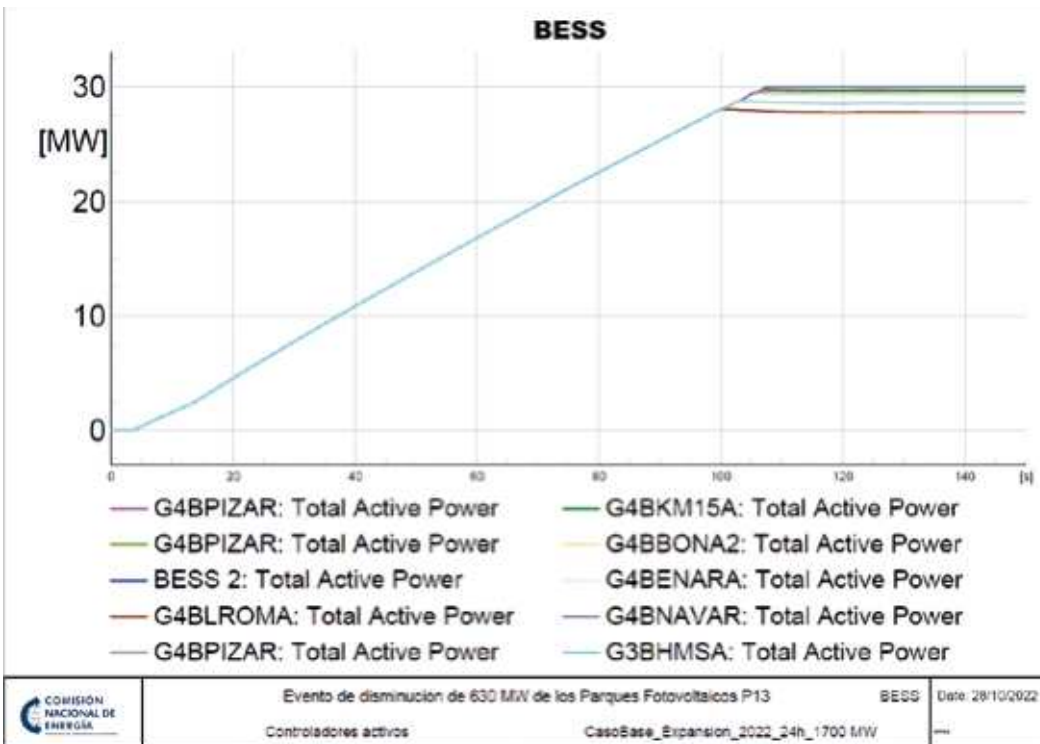


Gráfico 32.
Comportamiento
del sistema BESS
ante un evento.

Fuente propia.

Por temas de practicidad, en este ejercicio el tamaño definido del BESS supone poseer la capacidad para realizar el proceso de arbitraje de energía, y que el mismo pueda adicionalmente responder ante los ocasionales eventos de disminución de producción de las centrales.

La viabilidad de esta propuesta radica en que el sistema de control de las baterías se configure de tal forma que, su función principal sea el arbitraje de energía y que, la función de respuesta ante evento solo se active cuando la magnitud de dicho evento y la reserva rodante del sistema así lo requieran.

Considerando los precios emitidos por la National Renewable Energy Lab (NREL) en su Annual Technology Baseline (ATB), se procedió a realizar un análisis de flujo descontado de efectivo para determinar la viabilidad de invertir en la instalación de 300 MW de baterías, en partidas de 50, 100 y 150 MW, en los años 2023, 2024 y 2025, respectivamente.

La Tabla 4 muestra los valores extraídos del ATB¹⁵ para baterías con capacidad de almacenamiento de 4 horas.

¹⁵ Emitido a mediados de julio del 2022.

Tabla 4. Supuestos considerados para el sistema BESS

SUPUESTOS DE ENTRADA			
	2023	2024	2025
CAPEX BESS -USD/kW	1,255.00	1,166.00	1,103.00
FIXED O&M - USD/kW-year 3	1	29 2	8
BESS SENI - MW	50.00	10000	150.00
Efficiency 8	6%	86% 8	6%

Se observa una tendencia a la baja en los precios, tanto de costos de desarrollo como de operación y mantenimiento, lo cual es una buena señal. Los costos de O & M, contemplan la sustitución del 20% de la capacidad nominal del sistema de baterías cada 10 años, por tanto, del monto asignado a O & M se va creando un fondo para realizar estas sustituciones.

Se asume además que el BESS, como activo, ha de pertenecer a la ETED, por tanto, recuperaría dicha inversión mediante el peaje de transmisión. La tasa de costo de capital de ETED debe ser definida por el Banco Central, de acuerdo con lo establecido en el artículo 123 de la ley 125-01. Esta debe ser la tasa de costo de oportunidad real del capital que enfrenta en mercados internacionales la inversión en el sector eléctrico dominicano¹⁶.

Estas inversiones incrementarían en cerca de 345 millones de dólares los activos de transmisión, lo que se traduciría en un incremento en el peaje de transmisión, que la demanda terminaría costeando prácticamente en su totalidad. En términos prácticos, la demanda del SENI la componen en un 85% las distribuidoras y el resto los UNR, por tanto, la mayor partida de este incremento recaería sobre las distribuidoras, pero, a su vez, serían las más beneficiadas de estos sistemas de almacenamiento.

Al incorporar dentro del análisis financiero los beneficios que reeditarían para las distribuidoras en términos de sobreactuaciones del EDAC evitadas, disminución del costo marginal por un mayor nivel de inserción de renovables y el proceso de arbitraje de energía, se evidencia que la disminución de costos compensa el incremento que se proyecta tendría el peaje de transmisión. Por el lado de los UNR, tendrían acceso a precios de mercado Spot más competitivos adicionalmente a un mayor número de potenciales proveedores, estos factores deberían incentivar a una competencia más activa que podrían capturar con mejores precios en sus contratos de suministro de electricidad.

Para estimar el impacto de la disminución del costo marginal se realizaron dos escenarios de inversión en renovables, uno que contempla el incremento adicional de solo 150 MW fotovoltaicos adicionales a los existentes y otro donde se cumple el hito del abastecimiento del 25% al 2025 con fuentes renovables (1700 MWp + 300 MW eólicos, adicionales), esto último solo viable en términos técnicos si se incorpora un sistema BESS con las características ya detalladas.

¹⁶ Para fines del presente ejercicio, se utilizó una tasa del 10%. En la consultoría elaborada por la firma SIGLA en 2016, la tasa fue de 9.02%.

SUPUESTOS DE ENTRADA	
Participación Spot EDES	20%
Deuda ¹⁷	70%
Costo Deuda	8%
Fondos Propios	30%
Costo Fondos Propios 1	0%
Plazo Préstamo	10
Pago Préstamo BESS 2023, MM USD	(6.55)
Pago Préstamo BESS 2024, MM USD	(12.16)
Pago Préstamo BESS 2025, MM USD	(17.26)
WACC	8.60%
Incremental Anual Seguro	1%
Incremental Anual O & M	2.50%
Vida útil	20
Impuesto	27%

Tabla 5.
Supuestos
de entrada
del Modelo
Financiero

El umbral de los 150 MWp adicionales sin las baterías surge de realizar un análisis dinámico de eventos y verificar que, si no se toman medidas adicionales, aún con una respuesta adecuada de las centrales que están llamadas a regular frecuencia, un 6% (RPF + RSF) de reserva resultaría insuficiente para responder ante los eventos identificados y evitar la actuación del EDAC, tal como se detalló en la sección 6.4.

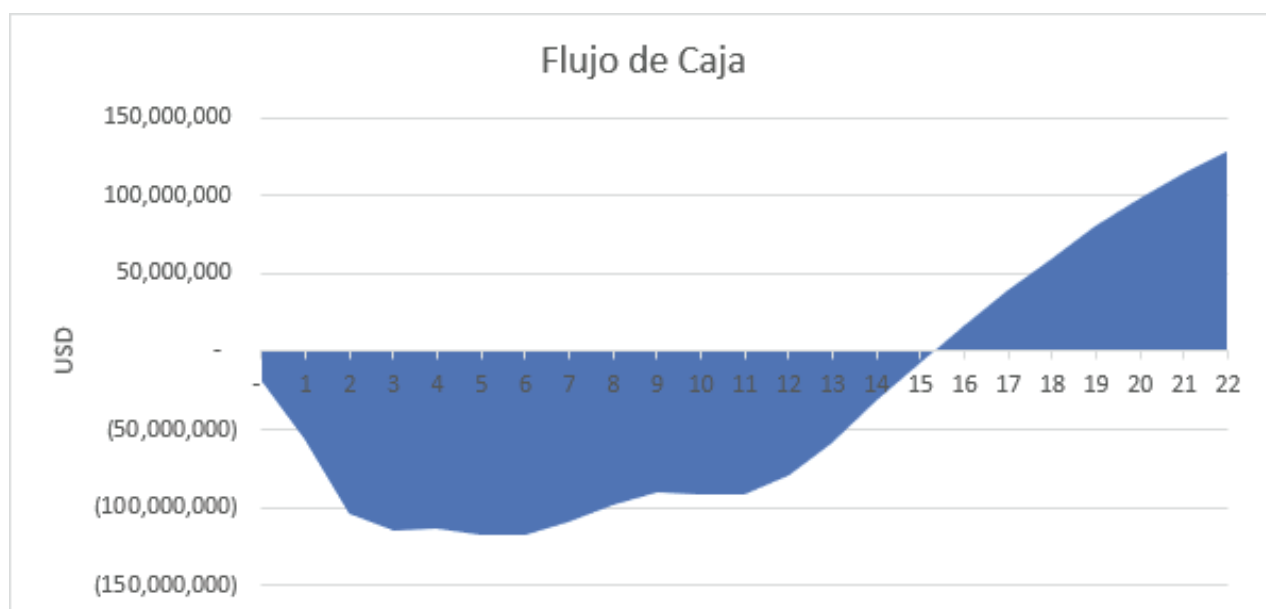
La diferencia en costos marginales entre un escenario y otro, en términos de promedio simple de un período de 15 años, es de una reducción de 8.35 USD/MWh en los precios del Spot. Esta reducción podría ser aprovechada, en menor o mayor proporción por las distribuidoras, atendiendo a su nivel de participación en el Spot. Por tanto, ante un escenario de sobrecontratación de las EDES, en términos de energía, la implementación del BESS no se justificaría, en términos económicos.

Los supuestos de entrada para el análisis de flujo descontado del proyecto son presentados en la Tabla 5

Otorgando los siguientes resultados para un análisis a 20 años:

Período de Recuperación (años)	16
TIR	14.85%
VPN (MM USD)	135.76

Tabla 5. Supuestos de entrada del Modelo Financiero



A raíz de los supuestos contemplados, los resultados indican que la inversión es viable en términos financieros, otorgando una TIR superior al promedio ponderado del costo de capital (WACC, por sus siglas en inglés). Es necesario destacar que, en esta evaluación se consideraron beneficios económicos que no ha de percibir, de manera directa la ETED, como es la reducción en los costos marginales, pero que el Estado, mediante la participación de las diferentes entidades, si pudiera configurar una estrategia de desarrollo que le permita atraer más inversión privada y que esto se transmita en reducción de costos que pueda ser percibido por la sociedad.

¹⁷ En la relación Deuda/Capital propio es típico el 70%/30%.

Tomando como base el peaje de transmisión de la ETED para el 2021, sustentado en la resolución SIE-082-2020, se analizó el impacto incremental de agregar la inversión en BESS necesaria para lograr incorporar 300 MW al 2025, obteniendo el resultado mostrado en la Tabla 6.

Descripción	Valor	Unidad
Peaje 2021	129.12	M M USD
Peaje a ser pagado por EDEs	109.75	MM USD
Demanda EDEs 2021	16,078.00	GWh
Peaje de transmisión Monómico EDEs	6.83	USD/MWh
Inversión BESS al 2025 (CAPEX)	(344.80)	MM USD
Tasa ETED	10%	
Plazo Recuperación	30	Años
Pago Inversión BESS	36.58	MM USD
Peaje 2025 con BESS	165.70	MM USD
Peaje 2025 a ser pagado por EDEs	140.84	M M USD
Demanda EDEs 2025	19,324.00	GWh
Peaje Monómico EDEs 2025	7.29	U SD/MWh
Incremental Peaje EDEs	0.46	U SD/MWh
Impacto Reducción Costo Suministro EDEs	(1.90)	USD/MWh
Impacto Reducción Costo Suministro EDEs Spot	(9.49)	U SD/MWh
Ingresos Adicionales Arbitraje Energía	185.70	MM USD
Ingreso Adicional Unitario por Arbitraje Energía	0.82	U SD/MWh
Impacto Neto Unitario por Implementación BESS	2.25	USD/MWh
Impacto Estimado Implementación BESS	511.77	M M USD

Tabla 6. Impacto Implementación BESS en el costo de suministro de las EDEs. Fuente propia

Atendiendo a los supuestos detallados, se obtiene que el incremento que percibirían las distribuidoras sería de alrededor de 0.46 USD/MWh. Al comparar esto con la reducción promedio en los costos marginales (1.90 USD/MWh) y los ingresos adicionales vinculados al arbitraje (0.82 USD/MWh), se tendría una reducción neta de alrededor de 2.25 USD/MWh en términos de costos de suministro de las EDES, resultando en un impacto económico estimado, a favor de las distribuidoras, de aproximadamente 511 MM USD, para el período de evaluación detallado.

Esta inversión adicional, que asumirían en gran medida las EDES, permitiría una masiva incorporación de centrales renovables, reduciendo los costos de suministro en el largo plazo e incrementando la independencia energética del país.

Con la finalidad de presentar un panorama más amplio en cuanto al peso de las diferentes variables en esta evaluación, a continuación, se presentan tablas de sensibilidad que muestran el impacto sobre la TIR de diferentes escenarios que pueden considerar las variables costo de la deuda, costo de desarrollo y plazo de financiamiento frente a diferentes opciones del porcentaje de compras de las EDEs en el mercado Spot.

Tabla 7. Análisis de Sensibilidad TIR: Plazo Financiamiento y Nivel Compra en el Spot

		Sensibilidad TIR			
		Compras Spot EDES			
		5%	10%	15%	20%
Plazo Financiamiento (años)	10	2.32%	6.98%	11.09%	14.85%
	15	1.43%	7.04%	11.97%	16.43%
	20	0.05%	7.20%	12.85%	17.80%

Tabla 8.. Análisis de Sensibilidad TIR: Costo de Deuda y Nivel de Compra en el Spot

		Sensibilidad TIR			
		Compras Spot EDES			
		5%	10%	15%	20%
Costo Deuda	6%	3.06%	7.80%	11.95%	15.79%
	8%	2.32%	6.98%	11.09%	14.85%
	10%	1.60%	6.18%	10.19%	13.93%

Tabla 9. Análisis de Sensibilidad TIR: Costo de Desarrollo y Nivel de Compra en el Spot

		Sensibilidad TIR			
		Compras Spot EDES			
		5%	10%	15%	20%
Costo Desarrollo (USD/kW)	1312	1.48%	5.97%	9.91%	13.54%
	1112	2.28%	6.93%	11.03%	14.79%
	912	3.18%	8.00%	12.26%	16.20%

Se resalta que ante escenarios donde la compra en el mercado Spot por parte de las EDEs sea inferior al 10%, la evaluación no arroja resultados factibles, independientemente de considerar costos de desarrollo o de deuda inferiores a los del caso base, por tanto, la variable de mayor impacto en la evaluación es el volumen de electricidad que adquirirían las EDEs a través del mercado Spot.

6.10 Evaluación Económica para Instalación de un “Proyecto Tipo de generación solar” con BESS incluido

La presente evaluación económica se basa en el modelado financiero de prefactibilidad de un escenario que proyecta los flujos de caja durante un período de contratación de 15 años para un proyecto tipo de tecnología solar fotovoltaica con almacenamiento, considerando el costo de inversión, costo de operación y mantenimiento, plazo de financiamiento, factor de producción, así como otros indicadores financieros que afectan su rentabilidad.

Se resalta que la tecnología de almacenamiento considerada corresponde a servicio de arbitraje de energía, supeditada exclusivamente a un porcentaje de la energía producida en el Parque Solar, sin posibilidad de carga con energía de la red. En consonancia con lo anterior, a continuación, se presentan los insumos de índole técnico - económico utilizados en este análisis.

Tabla 10. Supuestos técnicos del proyecto

Criterios Técnicos	
Tecnología	Batería de Iones de Litio
Capacidad Neta Parque Solar Fotovoltaico (MW _{DC})	100
Tiempo de Operación (días)	350
Tiempo de Mantenimiento Anual del Sistema de Almacenamiento (días)	15
Potencia Sistema BESS (MWn)	60
Capacidad de Almacenamiento de Energía del Sistema (MWh)	240
Duración BESS (horas)	4
Descarga Sistema BESS	75%
Round Trip Losses (Grid-Battery-Grid)	8%

Fuente: Feldman, David, Ramasamy Vignesh, and Fu Ran. 2021. U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-77324.

Tabla 11. Supuestos económicos del proyecto.

Criterios Económicos	
Deuda	70%
Capital Propio	30%
Costo Capital	12%
Costo Deuda	7.5%
Gastos de Cierre	2%
WACC	8.85%
EMBI	4.5%
Tasa Impositiva	27%
Contribución 1% Ley Núm. 57-07	1%
Vida útil (años)	20
Tasa de Depreciación	5%
CPI EE. UU.	2.8%
Tasa de retorno de los bonos del tesoro	3.8%
Seguro	0.5%

Los criterios operativos considerados para la evaluación del ejercicio son presentados a continuación.

Tabla 12. Criterios operativos del proyecto.

Criterios Operativos BESS	
Costos de Inversión (USD/KW)	1,380.00
Costos de O&M (USD/KW - año)	26
Consumos Propios	0.30%
Degradación	0.50%

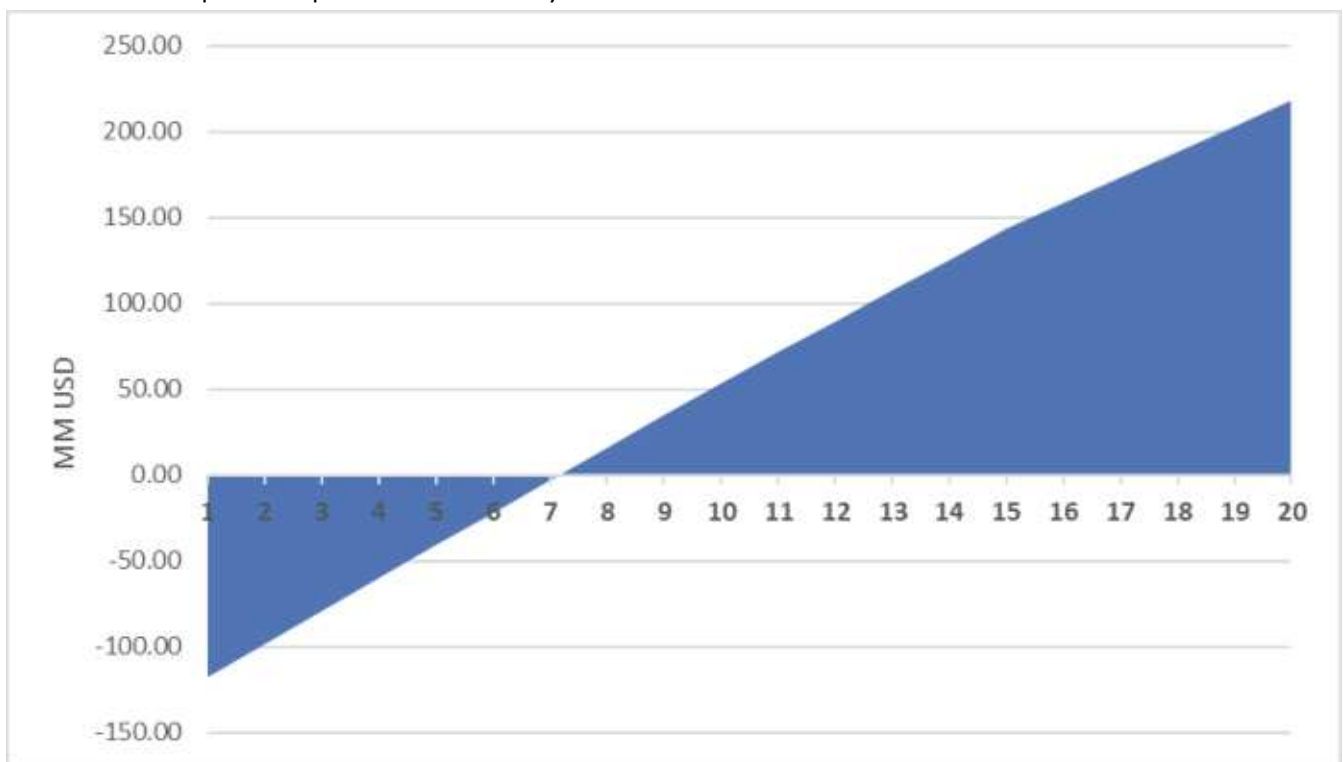
Fuente: Feldman, David, Ramasamy Vignesh, and Fu Ran. 2021. U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-77324

El objetivo del análisis de rentabilidad es evaluar la factibilidad económica de los proyectos, considerando los flujos de caja de una instalación de referencia por tecnología y plazo de duración del contrato. A partir de lo anterior, se diseñó un escenario de referencia donde se realizó una estimación de la energía producida por el proyecto en cuestión, que se valorizó a fin de plasmar el flujo de caja y obtener así el valor presente neto, la tasa interna de retorno y el período de recuperación de la inversión.

Tabla 13. Resultados Evaluación Económica

Resultados	
Período de Recuperación (años)	7
TIR	12.18%
VPN (MM USD)	30.01

Gráfico 34. Flujo de Caja Acumulado. Proyecto Solar Fotovoltaico con Almacenamiento.



Atendiendo a los resultados de la evaluación económica, se evidencia que el Valor Presente Neto (VPN) es positivo, arrojando un valor de USD 30,013,132.45. Este valor indica que el proyecto es rentable, confirmando así que la inversión inicial a realizar para la instalación de un proyecto con estas características será maximizada durante la vida útil.

Adicionalmente, la Tasa Interna de Retorno (TIR) arroja un resultado de 12.18%, siendo esta mayor al coste de los recursos financieros utilizados para ejecutar dicha inversión (8.85%). Se evidencia que el período de recuperación de la inversión asciende a 7 años, todo lo anterior considerando un precio de venta de energía de 145 USD/MWh.

7

CONCLUSIONES

- 1.** Para cumplir los compromisos asumidos en materia energética y ambiental, el ingreso masivo de ERNC es impostergable.
- 2.** Sobre la base de las concesiones otorgadas por CNE, se visualiza una tendencia más promisoría en la explotación a gran escala de la tecnología solar fotovoltaica.
- 3.** El ingreso masivo de ERV debe ser acompañado de almacenamiento y cambios en la regulación que permitan incentivar esta tecnología. En este momento la solución técnico-económica de almacenamiento más viable son los BESS.
- 4.** Los principales beneficios del BESS, entre otros, son los siguientes: (1) Desplazamiento de volúmenes de energía, (2) Mitigación de las fluctuaciones en el sistema, (3) Permite mayor ingreso de ERV, (4) Para ciertas situaciones, representan una solución más económica al ingreso de ERV, (5) Posterga la necesidad de entrada de nuevas líneas de transmisión, (6) Descongestiona las redes de transmisión en horario diurno, (7) Versatilidad: puede desarrollarse una estrategia en el largo plazo, y utilizar las baterías que alcancen cierto nivel de degradación para una aplicación diferente a las que fueron concebidas inicialmente. Los BESS utilizados para arbitraje, respuesta a eventos o regulación primaria de frecuencia difieren en la programación y accionamiento de los mismos, pero la batería como tal, en esencia, es exactamente la misma.
- 5.** Desde el punto de vista económico-financiero, la instalación de los BESS puede ser considerada desde dos ángulos distintos: (1) Asumida directamente por los desarrolladores: es rentable bajo los supuestos contemplados; (2) Asumida por la ETED y las EDEs: la evaluación ofrece un resultado económico viable de acuerdo con los supuestos contemplados.
- 6.** El ingreso masivo de ERNC sin el debido margen de reserva del sistema puede significar un costo de operación adicional de 41.4 MM USD/año. Este costo se mitiga con la incorporación de BESS de corta duración.
- 7.** El esquema de arbitraje de los BESS reduce el porcentaje de potencia despachada de las ERNC por convertidores en períodos de máxima irradiación solar, evitando las adversidades que estas provocan en la estabilidad de frecuencia.
- 8.** La implementación del BESS es autosostenible, generando una reducción neta en los costos de suministro de las EDEs.

8

RECOMENDACIONES

- 1.** Se debe promover el uso de los BESS como condición sine qua non para que el SENI pueda soportar el ingreso masivo de ERV.
- 2.** Ante una situación de riesgo manifiesto descrito en el presente documento y dadas las facultades otorgadas a la CNE en el artículo 12 de la Ley 125-01, disponga las medidas necesarias destinadas a emitir una declaratoria con la finalidad de establecer requisitos de almacenamiento de energía con baterías (BESS) para el servicio de arbitraje a los proyectos de generación de energías renovables variables a interconectarse al SENI en los próximos años, con capacidad superior a los 50 MW. Se debe dar cumplimiento al artículo 117 del reglamento para la aplicación de la Ley 57-07, relativo a realizar estudios para analizar el comportamiento dinámico del sistema ante la inminente entrada de los futuros proyectos solar fotovoltaica que se proyectan entrar en operación en los años contemplados, que incidirán con mayor contundencia en la operación actual del SENI conformado mayormente por centrales térmicas que regulan frecuencia y aportan inercia.

9

REFERENCIAS

- Informe Anual de Operaciones y Transacciones Económicas del año 2021. Organismo Coordinador del SENI (2022).
- Plan Energético Nacional 2022 – 2036. Comisión Nacional de Energía (2022).
- Annual Technology Baseline. National Renewable Laboratory (updated:07/21/2022)
- Informe Mensual Eventos del EDAC agosto 2022. Organismo Coordinador del SENI.
- Informe Mensual Eventos del EDAC febrero 2022. Organismo Coordinador del SENI.
- Informe Programa Definitivo de La Operación De Largo Plazo Enero 2023 – Diciembre 2026. Organismo Coordinador del SENI.
- Informe final estudio “Esquemas tarifarios que incentiven el desarrollo de sistemas de almacenamiento en distribución”. Ministerio de Energía. Chile (2021).
- Catalina A. Toro N. “Propuestas regulatorias para la incorporación de Sistemas de almacenamiento en el mercado mayorista de Electricidad en Chile”. Universidad de Chile (2020).
- Aybar Mejía, M. E., Jiménez Matos, E. A., Burgo, C. Á., Alcántara, R. A., Blanco Sánchez, M. I., Cabral Soto, R., Quezada Peña, D., & Rodríguez Ramirez, C. (2020). Efecto de aplicar inercia virtual en los parques eólicos: Los Cocos, Larimar I y Larimar II en República Dominicana. *Ciencia, Ingenierías y Aplicaciones*, 3(1), 31–54. <https://doi.org/10.22206/cyap.2020.v3i1.pp31-54>
- Battle, C. (2014). Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos. *Banco Interamericano de Desarrollo*, 60. <http://www.iadb.org>
- Gonzalez-Longatt, F. M. (2015). Activation schemes of synthetic inertia controller on full converter wind turbine (type 4). *IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2015-Sept*(Type 4). <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286430>
- Gonzalez-Longatt, F. M. (2018). Effects of Fast Acting Power Controller of BESS in the System Frequency Response of a Multi-Machine System: Probabilistic Approach. *International Conference on Innovative Smart Grid Technologies, ISGT Asia 2018*, 804–809. <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2018.8467855>
- Li, M., & McCalley, J. D. (2012). Influence of renewable integration on frequency dynamics. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2012.6345182>
- Battle, C. (2014). Análisis del impacto del incremento de la generación de energía renovable no convencional en los sistemas eléctricos latinoamericanos. *Banco Interamericano de Desarrollo*, 60. <http://www.iadb.org>
- (OC), O. C. (2017). Proyecto Desarrollo de Nuevos Requerimientos del MODOM. In *Procedimiento, mejoras herramientas de optimización de SENI* (Vol. 23, Issue 4).
- Comité Consultivo de Seguridad del SENI: Acta de Reunión – Mayo 2021. g) Tema libre: 1- Impacto de la curva de pato en el despacho de generación del SE.

10

ANEXOS

Anexo 1. Resumen de los resultados del análisis de respuesta inercial

Cantidad		Año 2022			Año 2025		
		Los Mina 7 (42 MW)	Itabo 1 (120 MW)	PC 1 (356 MW)	EDM3 (40 MW)	Itabo 1 (120 MW)	PC 1 (356 MW)
Generación (MW)	Total	2373.82			2590.71		
	Gen Sinc.	1766.04			1639.30		
	PV	272.46			729.69		
	Eólica	335.26			221.72		
Generación Estática (%)		25.60%			36.72%		
Control de Frecuencia sin BESS	Inercia (MVAs)	7668.65	7308.30	5995.40	8729.07	8463.55	7150.65
	RPF (%)	1.02%	3.78%	3.56%	0.99%	2.84%	3.68%
	Autorregulación (%)	0.96%	1.47%	11.88%	1.09%	2.22%	11.43%
Efectos en la Frecuencia sin BESS	ROCOF (Hz/s)	-0.05	-0.36	-1.55	-0.08	-0.25	-1.21
	NADIR (Hz)	59.94	58.37	40.92	59.78	58.80	48.88
	RPF (MW)	24.24	89.76	71.60	25.56	73.56	95.44
Control de Frecuencia con BESS	RPF (%)	-	3.00%	3.00%	-	2.84%	3.00%
	BESS (MW)	-	11	278	-	10	270
	Autorregulación (%)	-	0.93%	0.36%	-	1.90%	0.16%
Efectos en la Frecuencia con BESS	ROCOF (Hz/s)	-	-0.35	-0.42	-	-0.22	-0.35
	NADIR (Hz)	-	59.20	59.20	-	59.21	59.21
	RPF (MW)	-	88.84	71.60	-	73.51	77.64

