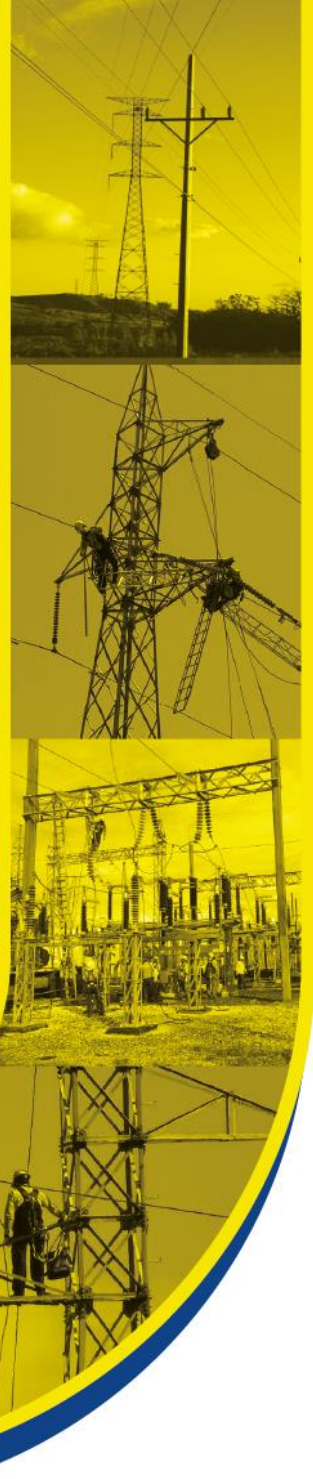




PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

2024-2034

Dirección Planificación y Sostenibilidad
Proceso Planificación de Sistemas
Planificación de Transmisión

Julio, 2025
San José, Costa Rica

(esta página intencionalmente en blanco)

ELABORACIÓN

El presente documento fue elaborado por el Área Planificación de la Transmisión, Proceso Planificación de Sistemas, Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad, Instituto Costarricense de Electricidad.

Ing. Alejandro Alvarado Rivera
Ing. Aroon Sanabria Torres
Ing. Carolina Miranda Pacheco
Ing. Cristian Monge Figueroa
Ing. Isaco Felipe Nuñez Chaves
Ing. Juan Carlos Jiménez Valverde
Ing. Marco L. Arauz Centeno
Ing. Eduardo Alfaro Alfaro

Coordinador del Área de Planificación de Transmisión

Teléfono: (506) 2000-2019

Correo electrónico: ealfaro@ice.go.cr

APROBACIÓN

Ing. Rebeca Sánchez Moraga
Coordinadora Proceso Planificación de Sistemas
Dirección Planificación y Sostenibilidad
Gerencia de Electricidad
Teléfono (506) 2001-5984
Correo electrónico: rsanchezm@ice.go.cr

Ing. Kenneth Lobo Méndez
Director
Dirección Planificación y Sostenibilidad
Gerencia de Electricidad
Teléfono: (506) 2000-8307
Correo electrónico: klobom@ice.go.cr

REPRODUCCIÓN

Se autoriza la reproducción total o parcial de este documento, con la condición de que se acredite la fuente.



(esta página intencionalmente en blanco)

Índice de Contenido

1.	Resumen Ejecutivo	10
2.	Introducción.....	11
3.	Consideraciones Generales	12
3.1	Alcance	12
3.2	Insumos	13
3.3	Metodología	14
3.4	Herramientas computacionales.....	14
3.6	Criterios.....	15
4.	Descripción del Sistema de Transmisión de Costa Rica, IV TRIMESTRE, 2024. ..	17
4.1	Evolución de las líneas de transmisión 230 y 138 kV.	20
4.2	Evolución de la capacidad de transformación de potencia.	22
5.	Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2024 - 2034.	24
5.1	Crecimiento Periodo 2024-2034.....	41
5.2	Variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión.	59
6.	Proyectos de expansión del sistema de transmisión.....	60
6.1	Incremento de la capacidad de transporte de energía de líneas de 138 kV y 230 kV.....	61
6.2	Proyecto de Transmisión Anillo de Miravalles (S.T Fortuna).	62
6.3	Proyecto de Infraestructura de Transmisión Enlace Norte-Centro.....	64
6.4	Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí.	67
6.5	Proyecto de infraestructura de transmisión Península Integral.	70
6.6	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte.	74
6.7	Proyecto de infraestructura asociado al incremento de demanda.	78
6.8	Obras Nuevas.	80
6.9	Obras finalizadas y en operación.....	95
6.10	Obras reprogramadas.	101
6.11	Obras retiradas.	106
6.12	Obras en estudio.....	108
6.12.1	Refuerzos infraestructura de transmisión zona atlántico	108

6.12.2 Proyecto de infraestructura de transmisión Occidente.....	108
6.13 Resumen de las variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión.	111
6.14 Obras de transmisión prioritarias.	112
6.15 Conexiones al Sistema de transmisión.	112
7. Análisis de Costos del Plan de Expansión de Transmisión.....	116
7.1 Costos del Plan de Expansión de Transmisión.....	116
7.1.1 Costos de inversión del sistema de transmisión.	116
7.1.2 Costos operativos del sistema de transmisión.	120
7.1.3 Costos totales del sistema de transmisión	122
7.2 Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión (CPILPT)	125
7.2.1 Modelo de cálculo	125
7.2.2 Actualización de los CPILPT	126
8. Referencias	129
9. Anexos	131
10. Responsables	141
11. Vigencia.....	141

Índice de tablas

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034.	25
Tabla 2. Incrementos en extensión de líneas de transmisión y capacidad de trasiego de energía eléctrica (MVA) del sistema de transmisión para el periodo 2024 – 2034.....	42
Tabla 3. Incremento en la capacidad de transformación del sistema de transmisión para el periodo 2024-2034.	51
Tabla 4. Crecimiento planificado para la capacidad de transformación del sistema de transmisión - PET 2024 – 2034.	58
Tabla 5. Crecimiento planificado para la extensión de líneas de transmisión - PET 2024 – 2034.	59
Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034.....	81
Tabla 7. Obras finalizadas entre el PET 2021-2031 y el PET 2024 – 2034.	96
Tabla 8. Obras reprogramadas entre el PET 2021-2031 y el PET 2024 – 2034.	102
Tabla 9. Obras retiradas entre el PET 2021-2031 y el PET 2024 – 2034.	107
Tabla 10. Obras en estudio en el PET 2024 – 2034.....	109
Tabla 11. Costos de inversión del Plan de Expansión de Transmisión, periodo 2024 – 2034.	117
Tabla 12. Costos de administración, operación y mantenimiento del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024-2034.....	120
Tabla 13. Costos totales del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024-2034.	122
Tabla 14. Cálculo de los Costos Promedio Incrementales de Largo Plazo de Transmisión para el periodo 2024-2034.	127
Tabla 15. Comparación CPILPT entre los Planes de Expansión de la Transmisión 2021-2024.	128
Tabla 16. Tarifa vigente publicada.	128

Índice de figuras

Figura 1. Red de transmisión año 2024.	18
Figura 2. Mapa del área de influencia del proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Miravalles (S.T Fortuna).	63
Figura 3. Diagrama de conexión del proyecto de transmisión Anillo de Miravalles (S.T Fortuna) al Sistema Eléctrico Nacional.	64
Figura 4. Mapa del área de influencia del proyecto de infraestructura de transmisión Enlace Norte - Centro.	65
Figura 5. Diagrama de conexión del proyecto de infraestructura de Enlace Zona Norte - Centro al Sistema Eléctrico Nacional.	66
Figura 6. Mapa del área de influencia del proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí.	67
Figura 7. Diagrama de conexión del proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí al Sistema Eléctrico Nacional.	68
Figura 8. Mapa del área de influencia del proyecto de Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya y Proyecto de infraestructura de transmisión Península de Nicoya Integral.	71
Figura 9. Diagrama de conexión del proyecto de infraestructura de transmisión Península Integral al Sistema Eléctrico Nacional.	73
Figura 10. Mapa del área de influencia del proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte.	74
Figura 11. Diagrama de conexión del proyecto de infraestructura de Zona Norte al Sistema Eléctrico Nacional.	75
Figura 12. Mapa del área de influencia del proyecto infraestructura asociado incremento de demanda JASEC.	79
Figura 13. Mapa de solicitudes de conexión asociadas a elegibilidades y estudios de conexión al Sistema de Transmisión.	115

Índice de gráficas

Gráfica 1. Extensión de las líneas de transmisión en Costa Rica a diciembre 2024 en los niveles de tensión de 230kV y 138 kV.....	19
Gráfica 2. Capacidad de transformación en MVA en Costa Rica, diciembre 2024.....	20
Gráfica 3. Evolución anual de la extensión de las líneas de transmisión de Costa Rica, periodo 2006 – diciembre 2024.....	21
Gráfica 4. Evolución de la capacidad de transformación del sistema de transmisión de Costa Rica, periodo 2006 – diciembre 2024.....	23
Gráfica 5. Distribución de obras de transmisión en función de la fecha de entrada en operación.....	111
Gráfica 6. Cantidad de solicitudes de acceso al sistema de transmisión de Costa Rica.	113
Gráfica 7. Clasificación de los estudios según el proceso de conexión.	114
Gráfica 8. Comportamiento de los costos de inversión proyectados en el sistema de transmisión, periodo 2024 – 2034.	119
Gráfica 9. Comportamiento de los costos operativos proyectados del sistema de transmisión, periodo 2024 – 2034.	121
Gráfica 10. Comportamiento de costos totales anuales proyectados del sistema de transmisión, periodo 2024 – 2034.	123
Gráfica 11. Comportamiento de costos totales acumulados proyectados del sistema de transmisión, periodo 2024 – 2034.	124

1. Resumen Ejecutivo

El presente documento consiste en la actualización del Plan de Expansión de la Transmisión (PET) para el periodo 2024 – 2034, con fechas oficiales a diciembre 2024, donde se cuenta con un cronograma actualizado de la entrada en operación de las obras de transmisión en el periodo comprendido entre mayo de 2021 a diciembre 2024.

Este Plan de Plan de Expansión 2024 – 2034 se desarrolló a partir de los estudios técnicos elaborados durante el periodo 2023 y 2024, en donde se identifican que los proyectos de transmisión prioritarios para asegurar una capacidad de transporte de energía suficiente en el horizonte de estudios son los siguientes:

- i. Incremento de la capacidad de transporte de líneas de 138 kV y 230 kV, (2024, 2034).
- ii. Modernización ST Moín, Ampliación #13, (2025).
- iii. Proyecto de Transmisión Anillo de Miravalles, (2029).
- iv. Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya, (2029).
- v. Incremento de demanda, (2030).
- vi. Proyecto de infraestructura de Transmisión Enlace Norte – Centro, (2031).
- vii. Proyecto de infraestructura de Transmisión Anillo de Orosí, (2032).
- viii. Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral, (2031).
- ix. Proyecto de infraestructura de Transmisión Zona Norte, (2034).

En todos los proyectos mencionados anteriormente, es esencial cumplir con las fechas establecidas en el Plan y siempre que sea factible se debe propiciar la entrada en operación adelantada.

2. Introducción

El Instituto Costarricense de Electricidad por medio de la Dirección Planificación y Sostenibilidad en su Proceso de Planificación de Sistemas, tiene la responsabilidad de ejecutar la planificación de la infraestructura de los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución de manera integral.

El presente documento muestra los proyectos que forman el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de Electricidad de Costa Rica en el periodo comprendido entre 2024 - 2034, en el cual se enmarca el proceso de planificación de la infraestructura de transporte de energía, que permite y garantiza el suministro de energía eléctrica a todos los usuarios del país en el mediano y largo plazo, incorporando los nuevos proyectos de generación, la conexión de nuevos clientes en alta tensión y atendiendo los requerimientos del sistema de distribución nacional al SEN en los diferentes puntos del país; mediante una infraestructura robusta y confiable que permita el fortalecimiento de la economía de Costa Rica, cumpliendo con la normativa regional, nacional y las políticas y normas del ICE.

En Costa Rica las inversiones en obras de transmisión tienen el propósito de satisfacer las necesidades de sus clientes actuales y futuros, garantizando el cumplimiento de la regulación vigente en cuanto a los criterios técnicos, económicos, financieros y ambientales.

Lo anterior implica que el dimensionamiento de la red de transmisión sea en términos de capacidad (MW), pero la valoración del beneficio económico se realice a partir de valores de energía eléctrica (MWh).

Un aspecto importante en el desarrollo y planificación de la infraestructura eléctrica es la visión global bajo un enfoque centralizado, lo que permite que las obras que se realicen en torno a las expansiones de la red de transmisión maximicen el beneficio social.

3. Consideraciones Generales

3.1 Alcance

Los proyectos considerados dentro del Plan de Expansión de la Transmisión son los siguientes:

- a. Proyectos que representen un aumento en el trasiego de potencia aparente (MVA) en el sistema de transmisión, pertenecientes a los participantes/agentes del SEN, que requieran o no adiciones/mejoras en la infraestructura del sistema de transmisión perteneciente al ICE, y que cuenten con estudios de prefactibilidad o la asignación de un punto de conexión definitivo al SEN.
- b. Proyectos de generación amparados a la Ley 7200 y la Ley 7508 que resulten adjudicados a través del proceso licitatorio correspondiente.
- c. Proyectos de generación amparados a la Ley 8345 que cuenten con estudios de prefactibilidad o la asignación de un punto de conexión definitivo al SEN.
- d. Proyectos de generación ICE incluidos dentro del Plan de Expansión de la Generación vigente, que cuenten con estudios de prefactibilidad o la asignación de un punto de conexión definitivo al SEN.
- e. Conexiones al sistema de transmisión perteneciente al ICE, de los participantes/agentes del SEN, que cuenten con estudios de prefactibilidad o la asignación de un punto de conexión definitivo al SEN.
- f. Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición y años de vida útil.
- g. Traslado de módulos, transformadores, reactores y bancos de capacitores.
- h. Reconstrucciones de líneas.

Se excluyen aquellos proyectos desarrollados por los participantes/agentes del SEN para extracción o inyección de energía que cuenten únicamente con punto de conexión preliminar al sistema de transmisión del ICE.

3.2 Insumos

La información base utilizada corresponde al Plan de inversiones 2024-2037 a julio de 2024, el Plan de Expansión de Transmisión 2021- 2031 y el Plan de Expansión de la Generación 2022 – 2040.

Para la elaboración del Plan de Expansión de Transmisión se consideró la actualización de las fechas de entrada en operación de las obras de transmisión que se encuentran en desarrollo, a partir de la información recopilada del seguimiento de los proyectos; así como aquellos proyectos que estaban definidos en periodo los cuales ajustaron sus fechas por cambio en las variables del entorno.

Los avances en la integración de la planificación relacionados con el tema de crecimiento de la demanda, magnitud y espacialidad se incorporan paulatinamente en las actualizaciones de los estudios técnico-económicos de los proyectos existentes, en etapas de pre-factibilidad, factibilidad y análisis de nuevos proyectos.

Los proyectos incluidos en el PET corresponden a una recopilación de obras en las etapas de pre-inversión e inversión, por iniciativa del ICE y otros agentes del mercado eléctrico nacional (MEN); sin embargo, no supone un compromiso entre las partes. El uso de su contenido deberá ser exclusivamente de carácter informativo y orientativo, sin establecer, o modificar condiciones contractuales particulares de cada obra entre el ICE y terceros. Por lo tanto, el uso de esta información con otros fines o sin la autorización de la Dirección Planificación y Sostenibilidad de la Gerencia de Electricidad del ICE, son de exclusiva responsabilidad de quien lo realiza.

Las obras de conexión incluidas en el presente documento están alineadas a las fechas asociadas a los proyectos comprendidos en el Plan de Expansión de Generación 2022 – 2040 y a los requerimientos de todas las empresas distribuidoras, incluidos en los Anexo 3 y Anexo 4 respectivamente.

3.3 Metodología

La metodología empleada analiza de manera integral el sistema de transmisión de Costa Rica, tomando en consideración escenarios de demanda máxima, media y mínima en época seca y lluviosa incluyendo el Sistema Eléctrico Regional (SER) de América Central y el equivalente del sistema de México con escenarios sin y con transferencias regionales en sentido Norte – Sur y Sur - Norte. El valor utilizado para las transferencias corresponde a lo dispuesto por la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE) en la Resolución No. CRIE-P-20-2014, donde fija la capacidad operativa de intercambio internacional mínima (COIIM) en 300 MW.

El desarrollo planteado en el PET busca generar propuestas de expansión de la red de transmisión en todo el país, tomando en consideración la infraestructura requerida en los planes de expansión descritos, además de los proyectos de consumo determinados por Empresas Distribuidoras, los Usuarios de Alta Tensión y proyectos de transmisión en etapa de prefactibilidad.

3.4 Herramientas computacionales

Para llevar a cabo el PET 2024 - 2034 se utilizaron las siguientes herramientas computacionales de simulación para sistemas de potencia:

- PSS®E de Siemens, versión 34.9: Programa informático especializado para simulación de sistemas de potencia.
- (PSS®E-lab): Programa informático desarrollado para automatizar el procesamiento de información, creado y actualizado por el ICE.
- SDDP de PSR: Modelo de despacho hidrotérmico estocástico para sistemas de potencia con representación de la red de transmisión.

3.6 Criterios

En Costa Rica las inversiones en el sistema de transmisión tienen el propósito de satisfacer las necesidades de sus clientes actuales y futuros, garantizando el cumplimiento de los criterios técnicos, económicos, financieros y ambientales vigentes.

Lo anterior implica que el dimensionamiento de la red de transmisión sea en términos de capacidad (MW), pero la valoración de beneficios económicos se realice a partir de valores de energía (MWh).

Otro aspecto importante en el desarrollo y planificación de las redes de transmisión, tomando en consideración que la planificación se realiza de manera integrada, es que las expansiones de la red van a maximizar el beneficio social.

Los criterios utilizados para llevar a cabo la actualización del Plan de Expansión de la Transmisión 2024 -2034 consideran:

- La normativa emitida por la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos; específicamente, con lo indicado en la Norma Técnica para la Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN).
- Los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) definidos en el capítulo 16 del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).
- El cumplimiento de la Resolución No. CRIE-P-20-2014 de la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), donde resuelve fijar la capacidad operativa de intercambio internacional mínima (COIIM) entre cualquier par de Países Miembros del Mercado Eléctrico Regional, se debe mantener en todo momento, en 300 MW, en ambos sentidos.
- Los criterios financieros emitidos por el Instituto Costarricense de Electricidad y demás que sean de acatamiento.
- El cumplimiento de los criterios ambientales establecidos por la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) de Costa Rica.

- El cumplimiento del Procedimiento 9. Procedimiento para establecer las conexiones al SEN.

Por su parte, la clasificación de las obras de los proyectos se realiza de la siguiente forma:

- **Obras nuevas:** Se refieren a las obras de transmisión que son incluidas por primera vez en el Plan de Expansión de la Transmisión las cuales cuentan con los estudios de pre-factibilidad y factibilidad.
- **Obras finalizadas:** Son las obras de transmisión que fueron incluidas en el plan de expansión anterior y ya entraron en operación.
- **Obras reprogramadas:** Se considerará que una obra ha sido reprogramada, cuando esta se encuentre en la etapa de pre-inversión o cuando se encuentre en la etapa constructiva y presente algún cambio de fecha aprobado por la División Transmisión de la Gerencia de Electricidad.
- **Obras retiradas:** Se refieren a las obras de transmisión que fueron incluidas en el plan de expansión anterior y al actualizarlo, reflejen que deben ser retiradas por cambios en el PEG vigente o porque el sistema de transmisión no lo requiere.
- **Obras en estudio:** Se refieren a las obras de transmisión que cuentan con estudios eléctricos avanzados pero que no cuentan con una factibilidad finalizada.

Es importante mencionar que esta tarea la realiza el Instituto Costarricense de Electricidad, por medio de la Dirección Planificación y Sostenibilidad en su Proceso de Planificación de Sistemas, quien tiene la responsabilidad de ejecutar un planeamiento de la infraestructura de Generación, Transmisión y Distribución de manera integral.

4. Descripción del Sistema de Transmisión de Costa Rica, IV TRIMESTRE, 2024.

La red de transporte de electricidad de Costa Rica permite movilizar bloques de energía desde las centrales de generación, que constituyen puntos de inyección ubicados principalmente en la zona norte del país, hasta los centros de carga donde se consume (punto de retiro). Este proceso se realiza sin comprometer la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico; cumpliendo con los criterios técnicos, económicos, financieros y ambientales establecidos dentro del marco de las políticas nacionales e institucionales en materia energética. Además, garantiza el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales establecidos en el RMER.

Esta red opera en alta tensión con dos niveles de voltaje: 138 kV y 230 kV. La red de 230 kV es crucial para satisfacer la demanda de energía eléctrica nacional, ya que permite el transporte de bloques de energía desde la zona norte hasta los centros de consumo en la Gran Zona Metropolitana y conecta eléctricamente al país con sus vecinos. La red a nivel de tensión de 138 kV se ubica principalmente en la zona central del país y la Península de Nicoya.

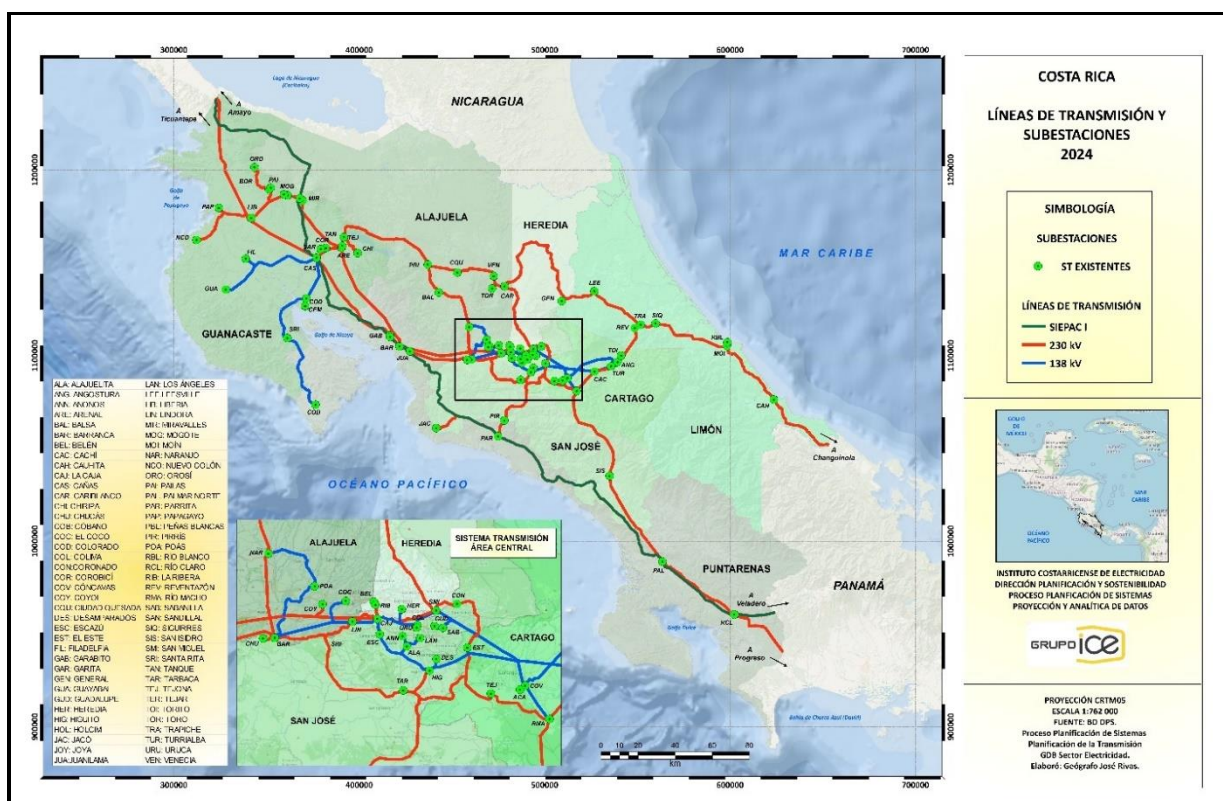
En la actualidad, el transporte de la energía desde el principal foco de generación de electricidad, ubicado en la zona norte del país, se realiza mediante cuatro corredores de líneas de 230 kV, incluyendo la línea de transmisión del Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC). Estas líneas de transmisión llevan la energía eléctrica hacia el centro de carga en la zona central, donde se transforma a un nivel de tensión en 138 kV para alimentar las principales subestaciones que abastecen a los clientes finales.

La red de transmisión nacional se encuentra conformada por un total de 70 subestaciones del ICE y 6 subestaciones pertenecientes a agentes del MEN, permitiendo al país contar con un total de 76 subestaciones. Estas instalaciones se interconectan con los países vecinos mediante cinco líneas de interconexiones: dos con Nicaragua y tres con Panamá. Además, la red permite establecer nuevas conexiones para proyectos de generación, clientes de alta tensión y atender el suministro eléctrico de las empresas de

distribución, las cuales operan con tensiones nominales de 69 kV, 34.5 kV, 24.9 kV y 13.8 kV.

Territorialmente se extiende desde Peñas Blancas al Norte (Frontera con Nicaragua) hasta el sur en Paso Canoas (Frontera con Panamá), y desde Puerto Limón en el Caribe hasta Cóbano, en el extremo de la Península de Nicoya, en el Pacífico, cubriendo las siete provincias del país, con infraestructura desde el nivel del mar hasta los 3500 metros de elevación. En la Figura 1 se muestra el mapa de la red de transmisión del año 2024.

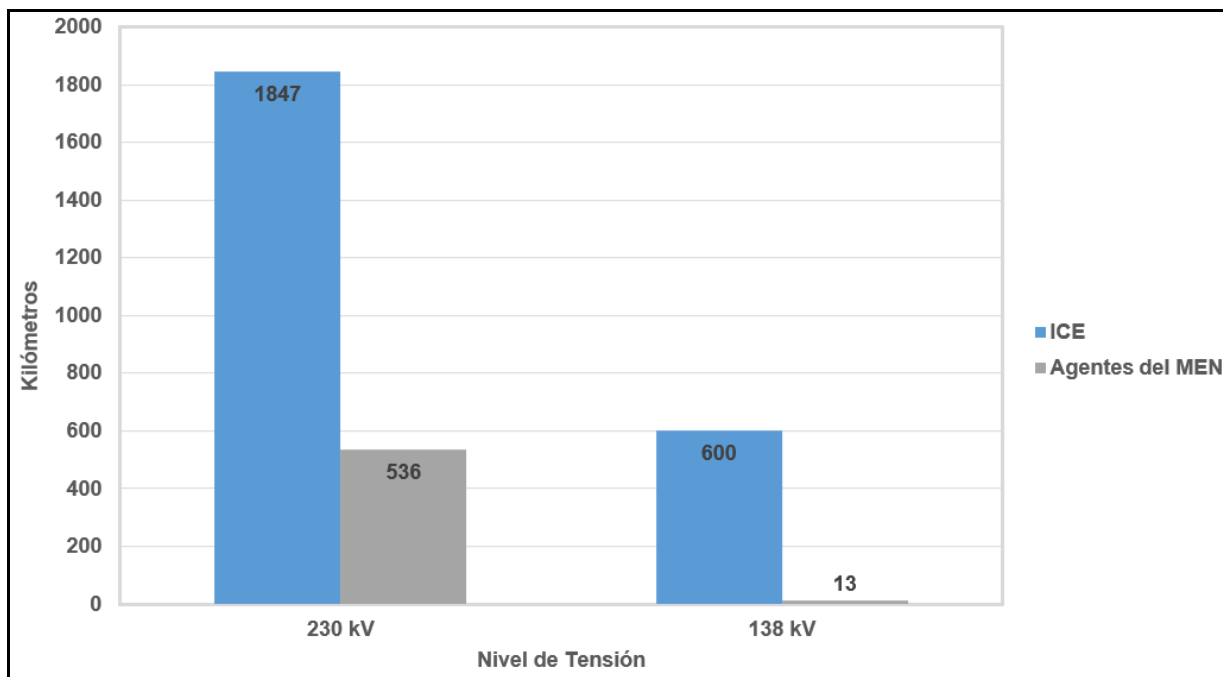
Figura 1. Red de transmisión año 2024.



Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad en colaboración con la División Transmisión, Gerencia de Electricidad del ICE, 2025.

Desde el punto de vista de la extensión de las líneas de transmisión, estas abarcan 2996 km, distribuidos en niveles de tensión de 230 y 138 kV, de los cuales un 18% corresponde a líneas de transmisión en propiedad de agentes del MEN y un 82% corresponde a infraestructura del ICE, véase Gráfica 1.

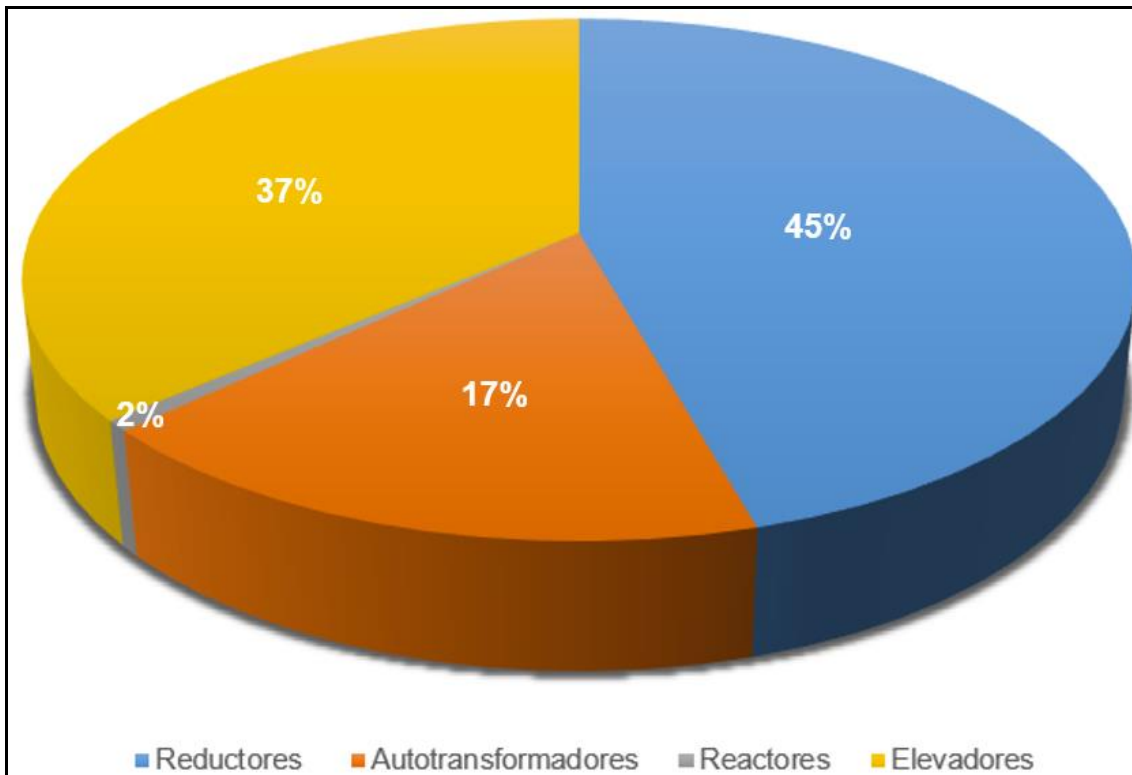
Gráfica 1. Extensión de las líneas de transmisión en Costa Rica a diciembre 2024 en los niveles de tensión de 230kV y 138 kV.



Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE, 2025.

En cuanto a la capacidad de transformación de potencia en MVA instalados, el sistema costarricense cuenta actualmente con un total de 12 552 MVA repartidos en todo el territorio nacional, de los cuales el 45% corresponde a transformadores reductores, 37% a transformadores elevadores, 17% a Autotransformadores y 1% a reactores, ver Gráfica 2.

Gráfica 2. Capacidad de transformación en MVA en Costa Rica, diciembre 2024.



Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE, 2025.

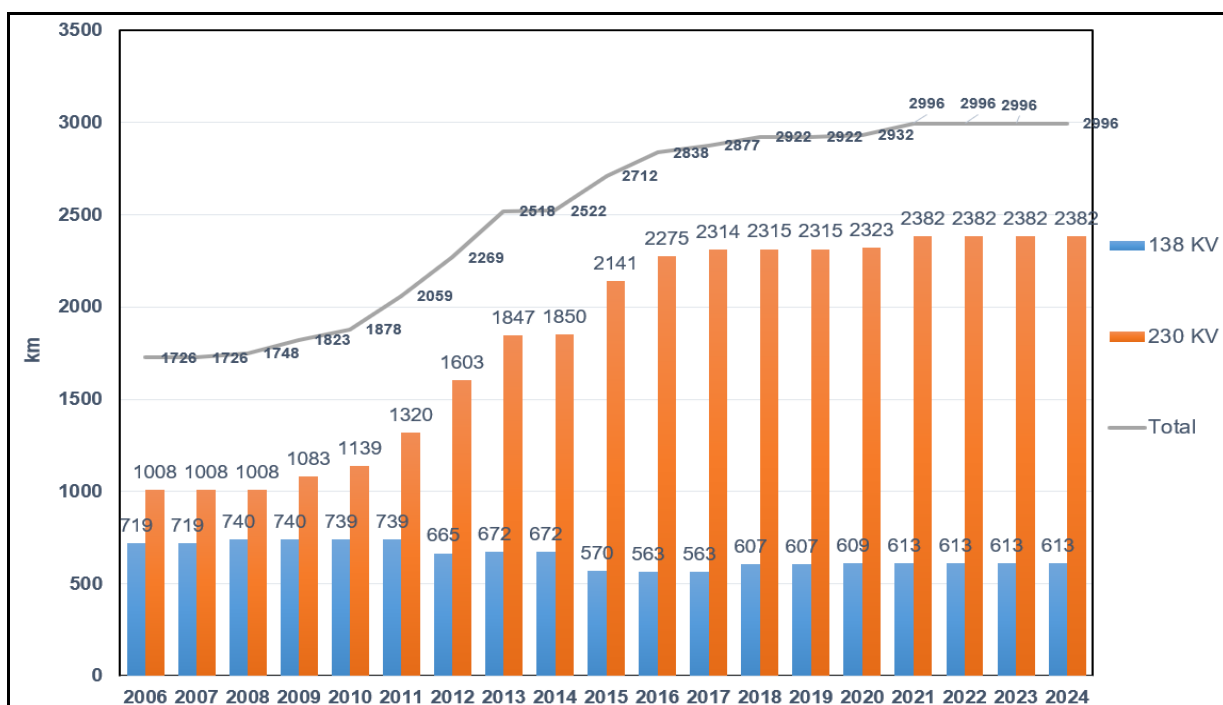
4.1 Evolución de las líneas de transmisión 230 y 138 kV.

Desde 2006 a mayo 2020, el sistema de transmisión de Costa Rica ha evolucionado tanto en la extensión de sus líneas de transmisión como en el aumento de la capacidad de potencia instalada (MVA). En los últimos cuatro años, este crecimiento se ha mantenido estable.

Este crecimiento ha permitido al país, cumplir con lo establecido en el marco regulatorio nacional y regional, dotándolo a través de los años de un sistema de transmisión inteligente, robusto, confiable y eficiente.

En la Gráfica 3 se detalla la evolución presentada por el sistema de transmisión en cuanto a la extensión de líneas.

Gráfica 3. Evolución anual de la extensión de las líneas de transmisión de Costa Rica, periodo 2006 – diciembre 2024.



Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE, abril 2025.

Donde se puede observar cómo a diciembre del 2024 la red de Transmisión cuenta con un total de 2 995.7 km de líneas de transmisión, distribuidos en 2 382.5 km de enlaces en 230 kV y 613.2 km en 138 kV, según la información extraída de las bases de datos en formato PSS®E nacionales, así como por la información emitida por la División Transmisión del ICE.

Es importante mencionar que a pesar de que el desarrollo de nuevas líneas de transmisión en 138 kV, se ha mantenido estable en los últimos años, se ha identificado en los ciclos de planificación de la transmisión la necesidad de desarrollar nueva infraestructura de transmisión a nivel de 138 kV, específicamente en la zona de la Península de Nicoya, la cual permita garantizar el crecimiento de este sector del país mediante un servicio más confiable y de calidad en los próximos años.

Adicional a lo mencionado, los trabajos realizados durante estos últimos años, en el nivel de tensión en 230 kV, se deben principalmente a aumentos en la capacidad de transporte de enlaces de transmisión existentes en las líneas de transmisión San Isidro – Palmar, así como Río Macho – San Isidro, y a los trabajos asociados a ampliaciones de subestaciones existentes para garantizar el abastecimiento de la demanda nacional cumpliendo los criterios de calidad, seguridad y desempeño regionales y los criterios de seguridad operativa de la normativa nacional, las cuales corresponden a obras desarrolladas por el ICE.

Con el repunte en las proyecciones de demanda de energía eléctrica del país y al trabajo efectuado en los ciclos de planificación de la transmisión, se ha identificado la necesidad de continuar con el desarrollo de nueva infraestructura de transmisión en 230 kV.

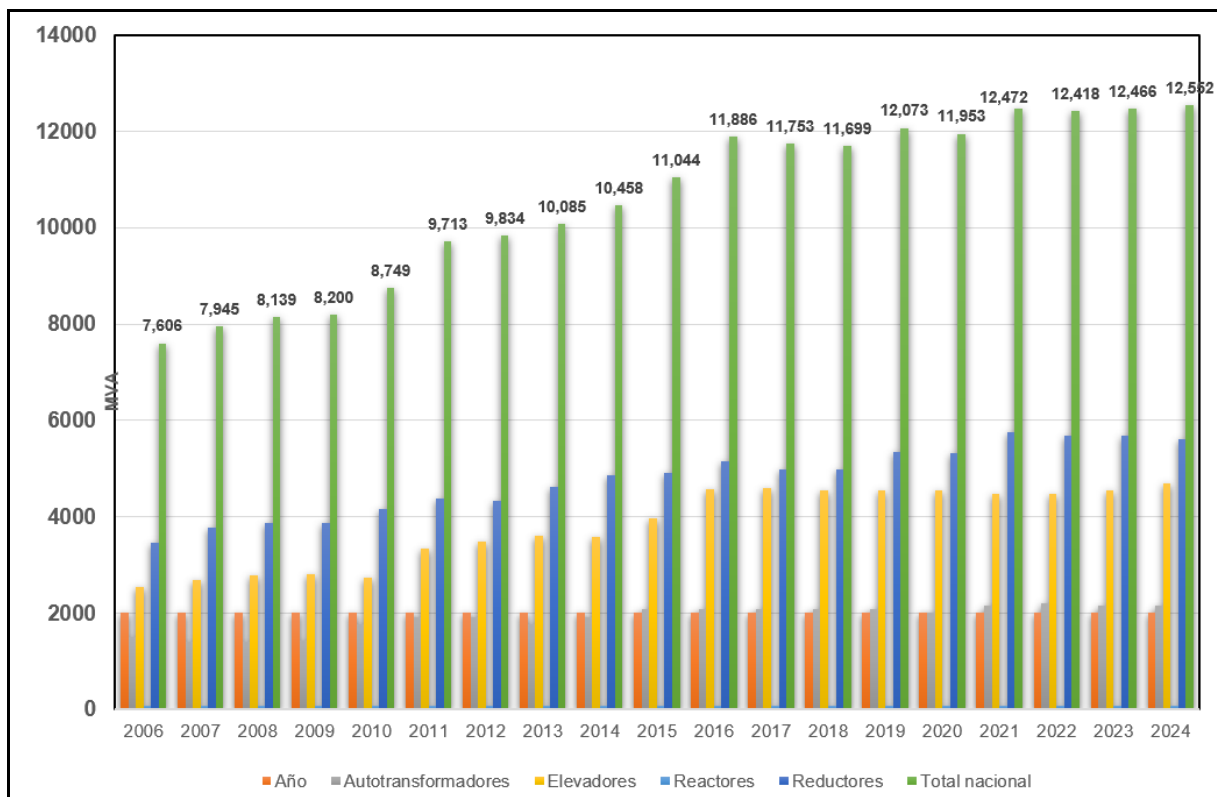
4.2 Evolución de la capacidad de transformación de potencia.

La capacidad de transformación de potencia instalada en MVA a nivel nacional, ha permitido al país atender de manera oportuna las necesidades de suministro de electricidad requerido en los últimos años.

La evolución presentada en el sistema de transmisión en cuanto a capacidad de transformación se detalla en la Gráfica 4.

En la actualidad el sistema de transmisión nacional cuenta con una capacidad de transformación total de 12 551,8 MVA, de los cuales 5 619,4 MVA corresponden a transformadores reductores, 4 697,9 MVA a elevadores, 2 154,5 MVA a autotransformadores y 80 MVA a reactores para control de tensión, según la información extraída de las bases de datos en formato PSS®E nacionales y de la información suministrada por la División Transmisión del ICE.

Gráfica 4. Evolución de la capacidad de transformación del sistema de transmisión de Costa Rica, periodo 2006 – diciembre 2024.



Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad en colaboración con la División Transmisión, Gerencia de Electricidad del ICE, 2025.

Durante el periodo comprendido entre los años 2016 y 2024; se han realizado reemplazos de unidades de transformación por alguna falla y cambio de unidades que están prontas a alcanzar su vida útil, lo anterior sin aumentar la capacidad de transformación del sistema.

Esta actualización toma en cuenta los dispositivos de transformación que han sido instalados por Empresas de Distribución y Usuarios de Alta Tensión, produciendo un aumento en el valor reportado entre los años 2023 y 2024.

5. Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2024 - 2034.

El Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034 se presenta en la Tabla 1, las fechas mostradas corresponden a la entrada en servicio de las obras de transmisión estimadas a enero de 2025.

Para las líneas existentes que tienen planificado un aumento de capacidad de transporte, se incluye el cálculo de capacidades tanto en estado estable como en estado de emergencia, diferenciando entre condiciones de operación diurnas y nocturnas. Los valores se expresan en MVA.

En el caso de líneas futuras, donde aún no se cuenta con el diseño y la selección definitiva del conductor necesario para este modelado, no se incluye esta información. En su lugar, se proporciona únicamente la capacidad mínima y máxima en estado estable con la que se formuló el proyecto y se dimensionó la obra.

En la sección 4 se encuentra el mapa de la red de transmisión nacional para el año 2024, y en el Anexo 1 se muestra el mapa correspondiente al año 2034.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
1	2024	2	Modernización Subestación Moín	ICE	ST	Moín Ampliación #12	230	Instalación de tres barras, 17 celdas en media tensión encapsuladas GIS - (Shelter).
2								Instalación de un nuevo Transformador de potencia, Transformador #5, 230/34.5/13.8, de capacidad 30/45 MVA.
3								Desmantelamiento del transformador 03-62 de 30 MVA, con su módulo de alta tensión y de dos circuitos de distribución.
4		4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Tejona Peñas Blancas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 350 MVA a 510 MVA. Capacidad estado estable día 510 MVA, noche 641 MVA. Capacidad emergencia día 616 MVA, noche 785 MVA.
5						Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300 MVA, noche 386 MVA. Capacidad emergencia día 386 MVA, noche 521 MVA.
6			Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Cañas - Ampliación #11	230	Sustitución del autotransformador 21-83 trifásico 230/138 kV, 110 MVA, por el 06-03 EFACEC 110 MVA.
7			DLR	ICE	LT	Miravalles - Arenal 230 kV	230	Instalación de equipos DLR (Dinamic Line Rating) en la línea de transmisión.
8						Pailas - Liberia 230 kV	230	Instalación de equipos DLR (Dinamic Line Rating) en la línea de transmisión.
9						Liberia - Cañas 230 kV	230	Instalación de equipos DLR (Dinamic Line Rating) en la línea de transmisión.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 – 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
10	2025	1	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal - Ampliación #3	24.9	Instalación de un segundo módulo para la conexión de 1 banco de capacitores de 6 MVAR en la barra A de 24.9 kV.
11		4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Caja - Coco	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 190 MVA. Capacidad emergencia día 190 MVA, noche 190 MVA.
12			Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Caja - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 190 MVA. Capacidad emergencia día 190 MVA, noche 190 MVA.
13					LT	Coco - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 190 MVA. Capacidad emergencia día 190 MVA, noche 190 MVA.
14			Modernización Subestación Moín	ICE	ST	Moín - Ampliación #13 ¹	230	Instalación de un segundo transformador de potencia reductor con un nivel de tensión de 230/34.5/13.8 kV de capacidad de 45 MVA, denominado como transformador #6 que alimentará la sección E a 34.5 kV del "Shelter" de potencia de ST Moín desde la barra B de 230 kV de ST Moín.
15								Traslado de la carga de los circuitos de distribución industriales restantes (LD Industrial (AMP Terminals), LD Moín – Muelle Alemán).
16			PE El Quijote	ESPH	ST	Mogote	230	Ampliación de la subestación Mogote en 1/3 parte del diámetro 3. Lugar definido para la conexión 6A7.
17								Instalación de un transformador de potencia elevador de capacidad de 30/40 MVA.
18								Construcción de una barra colectora, fuera de las instalaciones de la subestación Mogote.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
19	2026	2	UAT - VICESA	VICESA	ST	Cónccavas	138	Instalación de un módulo de alta tensión en 138 kV para conectar el transformador de potencia.
20								Instalación de un nuevo transformador de potencia reductor de capacidad por definir.
21							34.5	Instalación de un módulo de media tensión en 34.5 kV.
22								Instalación del Shether propiedad de VICESA.
23		4	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Coyol	230	Sustitución del transformador de potencia reductor (14-11) de capacidad 30/45 MVA.
24					ST	Belén	230	Sustitución del transformador de potencia reductor (04-98) de capacidad 30/45 MVA.
25	2027	1	PSFV Numu ³	Privado	ST	Liberia	34.5	Instalación del módulo de media tensión en 34.5 kV, espacio asignado 4A6.
26			PSFV Tecaless ³		ST	Santa Rita	34.5	Ampliación de la barra de 34.5 kV.
27								Instalación de un módulo de media tensión en 34.5 kV.
28					PSFV Las Cañas ³	ST	Cañas	34.5

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
29	2027	1	PSFV Colorado ³	Privado	ST	Colorado	138	Instalación de los módulos de alta y media tensión.
30								Instalación de un transformador de potencia de capacidad de 20/25 MVA.
31								Construcción de todo lo requerido para la Instalación del transformador de potencia.
32			PSFV San Antonio	ICE	ST	La Caja	34.5	Instalación del módulo de media tensión en 34.5 kV, espacio asignado LD4.
33			Repotenciación Planta Eólica Tejona	ICE	ST	Tejona	34.5	Repotenciación de Montecristo 1 a 12.6 MW, Barra A (50214) del Shelther, celda H03 34.5 kV.
34								Repotenciación de Montecristo 2 a 29.4 MW, Barra B (50216) del Shelther, celda H10 34.5 kV.
35			Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Poás	230	Sustitución del transformador de potencia reductor (07-91) de capacidad 30/45 MVA.
36			Subestación 69/34.5/24.9 kV Florencia de Coopelesca RL	COOPELESCA	ST	Ciudad Quesada	230	Instalación de los módulos de alta y media tensión.
37							69	Instalación de un transformador de potencia de capacidad de 50 MVA.
38							69	Construcción de todo lo requerido para la Instalación del transformador de potencia.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
39	2027	2	Ampliación de Subestación Guadalupe por reubicación del transformador de potencia	CNFL	ST	Guadalupe	138	Traslado del transformador de potencia (06-11) desde la ST Colima a la ST Guadalupe de capacidad 30/45 MVA.
40								Ampliación de la barra de 138 kV para la conexión del transformador.
41								Instalación de un módulo de alta tensión en 138 kV.
42								Instalación de un módulo de media tensión en 34.5 kV.
43								Construcción de una barra de media tensión en 34.5 kV.
44		3	PSFV Las Delicias	ICE	ST	Garabito	230	Construcción de 2/3 partes de un nuevo diámetro en la subestación ST Garabito 230 kV.
45								Instalación de un nuevo transformador (elevador) monofásico con una capacidad 3X25MVA.
46								Construcción de todo lo requerido para la Instalación del transformador de potencia.
47			PSFV Abangares	ICE	ST	Colorado	138	Modernización de la subestación Colorado pasando de una barra sencilla a un esquema de barra partida con interruptor de enlace y barra auxiliar en 138 kV.
48								Instalación de dos transformadores de potencia (elevador) de capacidad 40/45 MVA cada uno.
49								Instalación de los módulos de alta y media tensión.
50								Construcción de todo lo requerido para la Instalación de los transformadores de potencia.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
51	2027	4	Incremento de demanda	JASEC	ST	Cónccavas - Ampliación #1	138	Obra civil y electromecánica para instalación de un Shelter que incluye el módulo del transformador y 2 salidas de línea en 34.5 kV.
52								Obra civil y electromecánica para la conexión del Shelter al transformador (módulo de media tensión).
53	2028	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	Corobicí - Arenal	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 9.9 km.
54					LT	Mogote - Fortuna	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 6 km.
55					LT	Arenal-Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 35.6 km.
56					ST	ST Arenal 230 kV	230	Traslado del módulo de la LT Arenal-Garabito 230 kV de la barra A a la barra B en la subestación Arenal.
57					ST	Compensación reactiva ²	34.5	Instalación de compensación (bancos de capacitores) 36 MVar.
58			PE Las Pavas ⁴	Privado	ST	Tejona	34.5	Conexión del proyecto al módulo de media tensión en 34.5 kV, espacio asignado 4B2.
59			PE La Montosa ⁴		ST	Mogote	230	Construcción de un diámetro nuevo en la barra de 230 kV, que permita la construcción de la sección compartida y la sección requerida para la conexión del proyecto.
60								Instalación de un nuevo transformador de potencia elevador de capacidad de 15/20 MVA por parte del interesado en la conexión.
61								Construcción de una barra colectora, fuera de las instalaciones de la subestación Mogote.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
62	2028	1	PE San Jorge ⁴	Privado	ST	Mogote	230	Construcción de un diámetro nuevo en la barra de 230 kV, que permita la construcción de la sección compartida y la sección requerida para la conexión del proyecto.
63								Instalación de un nuevo transformador de potencia elevador de capacidad de 15/20 MVA por parte del interesado en la conexión.
64								Construcción de una barra colectora, fuera de las instalaciones de la subestación Mogote.
65			PE Movasa 2 ⁴		ST	Corobicí	34.5	Instalación del módulo de media tensión en 34.5 kV, espacio asignado 4A4.
66			Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Santa Rita - Guayabal	138	Línea de transmisión nueva en 138 kV en configuración de circuito sencillo desde S.T Guayabal hasta la S.T Santa Rita. Capacidad mínima de 355 MVA en 138 kV. Longitud aproximada de 50 km aprox.
67					S.T	Guayabal - Ampliación #5	138	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea de 138 kV.
68					S.T	Santa Rita - Ampliación #4	138	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea de 138 kV.
69					L.T	Cañas-Colorado	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 123 MVA estado estable diurna. Capacidad estado estable día 590 A, noche 662 A. Capacidad emergencia día 136 MVA, noche 158 MVA.
70					L.T	Colorado - San Rita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 123 MVA estado estable diurna. Capacidad estado estable día 590 A, noche 662 A. Capacidad emergencia día 136 MVA, noche 158 MVA.
71		2	Incremento de demanda	JASEC	ST	Tejar-Ampliación #2	230	Sustitución de la totalidad de las celdas Metal Clad de 34.5 kV por celdas GIS SF6 para la conexión de los nuevos transformadores de potencia.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
72	2028	2	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Fortuna	230	Nueva subestación Fortuna 230 kV, esquema interruptor y medio, con 3 diámetros desarrollados inicialmente con prevista para 3 diámetros adicionales, dejando la terraza con la capacitada total.
73				ICE	ST	Fortuna	230	Construcción de la sección para el reactor que sustituye el ubicado en la S.T Cañas.
74					LT	Miravalles - Fortuna	230	Derivación de la línea de trasmisión en la ST Fortuna. Capacidad mínima requerida de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable. Longitud (0.620 km).
75					LT	Fortuna - Mogote	230	Derivación de la línea de trasmisión en la ST Fortuna. Capacidad mínima requerida de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable. Longitud (0.920 km).
76					LT	Cañas - Fortuna	230	Derivación de la LT SIEPAC en la ST Fortuna. Capacidad estado estable día 371 MVA. Capacidad emergencia día 401 MVA. Longitud 2.5 km.
77					LT	Fortuna - La Virgen	230	Derivación de la LT SIEPAC en la ST Fortuna. Capacidad estado estable día 371 MVA. Capacidad emergencia día 401 MVA. Longitud 2.5 km.
78		3	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Santa Rita	138	Sustitución del transformador de potencia (reductor 05-77) de capacidad 20/30 MVA por otro de mayor capacidad 30/45 MVA.
79			Proyecto de infraestructura de transmisión enlace Norte-Centro	ICE	LT	ST Garabito, ampliación 1	230	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea.
80			Proyecto de infraestructura de transmisión enlace Norte-Centro	ICE	LT	Entronque ST San Rafael (Lindora - Tarbaca 1 y 2)	230	Derivación de la línea de transmisión en la ST San Rafael 230 kV. Capacidad estado estable día 343 MVA. Longitud aproximada de 0.100 km en doble circuito.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
81	2029	1	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	S.T Lindora	230	Sustitución del transformador de potencia (reductor 21-97).
82			Planta Térmica Moín IV	ICE	ST	S.T Moín	230	Subestación en configuración en interruptor y medio, con 3 módulos para conexón de líneas de transmisión, 2 módulos para salidas de cargas de distribución de la zona, 1 módulo para bloque de potencia para las unidades 9 y 10, 1 módulo para bloque de potencia para las unidades 5 y 6, 1 módulo para el bloque de potencia para la unidad 7, 3 módulos de reserva para refuerzos futuros.
83		2	Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí	ICE	S.T	Mayorga	230	Nueva subestación en configuración en interruptor y medio, con 2 diámetros desarrollados inicialmente con prevista para 4 diámetros adicionales, dejando la terraza con la capacitada total.
84								Derivación de la línea de interconexión Liberia - Amayo 230 kV. ⁴
85			Proyecto de infraestructura de transmisión enlace Norte-Centro	ICE	ST	San Rafael	230	Nueva subestación en configuración interruptor y medio, 4 diámetros completos, 5 sección de línea, 1 sección prevista.
86			Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Cañas - Guayabal - Ampliación #2 (Circuito Cañas - Filadelfia)	230	Reconstrucción e Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA en 138 kV con aislamiento para operar a 230 kV. Longitud 36,7 km.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
87	2029	2	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Cañas - Guayabal - Ampliación #2 (Circuito Filadelfia - Guayabal)	138	Reconstrucción e Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA en 138 kV con aislamiento para operar a 230 kV. Longitud 21,6 km.
88			Respaldo de Transformadores	ICE	ST	La Caja	230	Sustitución de un transformador de potencia (reductor 04-98).
89					ST	Pailas	230	Sustitución de un transformador de potencia (reductor 02-10).
90					ST	Arenal	230	Sustitución de un transformador de potencia (reductor 06-92).
91					ST	Arenal	230	Instalación de un transformador de potencia (reductor) de capacidad 30/45 MVA.
92			Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	ST	Nuevo Colón	230	Ampliación de la subestación en 2/3 parte de diámetro para conectar la línea de transmisión Nuevo Colón - Filadelfia 230 kV.
93			Incremento de demanda	ICE	ST	Tejar- Ampliación #2	230	Reemplazo del transformador (04-10) de capacidad de 30/45MVA por un banco de transformadores monofásicos de capacidad 3X33MVA y su conexión a las barras de alta y media tensión.
94		3	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Fortuna	230	Instalación de un nuevo Reactor en la subestación de Fortuna de capacidad de 20 MVAR.
95					ST	Cañas	230	Retiro del Reactor en la subestación de Cañas de capacidad de 20 MVAR.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
96	2029	3	Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	ST	Cañas	230	Ampliación de la subestación para recibir una sección de línea adicional en 230 kV, en el espacio 6A5 o en el espacio 6B6.
97					LT	Nuevo Colón - Filadelfia	230	Línea de transmisión nueva, nivel de tensión 230 kV, configuración de doble circuito y tensando el enlace de transmisión desde S.T Nuevo Colón hasta la S.T Filadelfia quedando el segundo circuito previsto. Con un valor mínimo de 300 MVA y máximo de 500 MVA. Longitud aproximada es de 35 km.
98			Proyecto refuerzo transmisión y distribución La Cruz- Guanacaste	ICE	LT	Liberia - Amayo	230	Derivación de la línea de transmisión Liberia - Amayo en la ST La Cruz 230 kV ⁵ .
99					ST	La Cruz		Nueva subestación La Cruz, configuración interruptor y medio, 2 salidas de línea, 1 salida de transformación, 5 salidas de línea de distribución en 34.5 kV.
100								Instalación de un transformador de potencia (reductor) de capacidad 20/30 MVA.
101			Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Cachi	230	Sustitución de un transformador de potencia reductor (09-73).
102						Colima	230	Sustitución de un transformador de potencia reductor (02-81).
103						Coyol	230	Sustitución del transformador de potencia trifásico reductor (14-11) de capacidad de 30/45 por un banco de transformación monofásico de capacidad de 3x33.3 MVA.
104		4	Borinquen I	ICE	ST	Borinquen	230	Nueva subestación Borinquen, configuración interruptor y medio,2 diámetros completos, 2 salidas de línea, 2 para la conexión de la planta.
105								Instalación de un transformador de potencia (elevador) de capacidad 55/65 MVA.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
106	2030	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	ST	Compensación reactiva ²	34.5	Instalación de compensación (bancos de capacitores) 84 MVar.
107					LT	Cañas - Garabito	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 60 km.
108					LT	Mogote - Pailas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 18.4 km.
109					LT	Liberia - Cañas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 42 km.
110			Proyecto de infraestructura de distribución Zona Norte	ICE	ST	Tejona	230	Construcción de 2/3 parte de diámetro en la subestación ST Tejona 230 kV.
111								Instalación de un transformador de potencia (reductor) con un nivel de tensión 230/69/13.8 kV, de capacidad 20/30 MVA.
112								Instalación de una sección de línea a 69 kV.
113								Construcción de una barra a 69 kV.
114								Instalación de una sección de reserva a 69 kV.
115			Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	ST	Filadelfia	230	Ampliación de la subestación Filadelfia para albergar los niveles de tensión 230 kV y 138 kV.
116							230	Instalación de un banco de autotransformación monofásico de capacidad 110 MVA.
117		2	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Alajuelita	230	Sustitución del transformador de potencia (reductor 11-81).
118			Incremento de demanda	ICE	ST	Tejar- Ampliación #2	230	Reemplazo del transformador (03-10) de capacidad de 30/45MVA por un banco de transformadores monofásicos de capacidad 3X33MVA y su conexión a las barras de alta y media tensión.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
119	2030	2	Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí	ICE	S.T	Orosi	230	Ampliación de la subestación para recibir una sección de línea adicional en 230 kV.
120		3	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Palmar Norte	230	Sustitución del Reactor (18-93) de capacidad 20 MVAR.
121		4	Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí	ICE	S.T	Papagayo	230	Ampliación de la subestación en 2/3 partes de un diámetro para recibir una sección de línea adicional en 230 kV.
122								Revisión de la capacidad de los equipos terminales del enlace de transmisión que viene desde S.T Liberia, dado que está limitada 173 MVA, siendo la capacidad certificada de 250 MVA.
123						La Cruz	230	Instalación de un reactor de capacidad 20 MVAR que sustituye el ubicado en la S.T Liberia.
124			Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Rio Claro	230	Sustitución del Reactor (08-92) de capacidad 20 MVAR.
125	2031	1	Proyecto de infraestructura de transmisión enlace Norte-Centro	ICE	LT	Garabito - San Rafael	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Garabito hasta la S.T San Rafael. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada de 70 km.
126		2	Proyecto de infraestructura de distribución Zona Norte	ICE	ST	Fortuna	230	Construcción de 2/3 parte de diámetro en la subestación ST Fortuna 230 kV.
127								Instalación de un transformador de potencia (reductor) con un nivel de tensión 230/69/13.8 kV, de capacidad 20/30 MVA.
128								Instalación de una sección de línea a 69 kV.
129								Construcción de una barra a 69 kV.
130								Instalación de una sección de reserva a 69 kV.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
131	2031	4	Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	LT	Cañas - Colorado	138	Reconstrucción de la Línea de transmisión Cañas - Colorado en configuración de circuito sencillo desde S.T Cañas hasta la S.T Colorado en 138 kV con prevista a futuro para operar a 230 kV. Capacidad mínima de 355 MVA y máximo de 400 MVA. Longitud aproximada de 23.8 km. Nota: (Las estructuras deben de quedar previstas a doble circuito y tendiendo solo uno de ellos).
132			Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	LT	Colorado - San Rita	138	Reconstrucción de la Línea de transmisión Colorado - Santa Rita en configuración de circuito sencillo desde S.T Colorado hasta la S.T Santa Rita en 138 kV con prevista a futuro para operar a 230 kV. Capacidad mínima de 355 MVA y máximo de 400 MVA. Longitud aproximada de 23.8 km. Nota: (Las estructuras deben de quedar previstas a doble circuito y tendiendo solo uno de ellos).
133	2032	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	Miravalles - Fortuna	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 2 km.
134			Borinquen II	ICE	ST	Borinquen	230	Instalación de un transformador de potencia (elevador) de capacidad 55/65 MVA.
135		3	Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí	ICE	LT	Orosi - Mayorga	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Mayorga hasta la S.T Orosi. Capacidad mínima de 390 MVA hasta 600 MVA. Longitud aproximada de 17 km.
136					LT	Papagayo - Mayorga	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Mayorga hasta la S.T Papagayo. Capacidad mínima de 390 MVA hasta 600 MVA. Longitud aproximada de 24 km.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
137	2033	4	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	LT Garabito-Quebrada Grande	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Quebrada Grande hasta la S.T Garabito. Con un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA. Longitud aproximada de 51 km. Nota: (Las estructuras deben quedar previstas a doble circuito y tendiendo solo uno de ellos).
138					ST	Ampliación Subestación Garabito	230	Construcción de 2/3 parte de diámetro en la subestación ST Garabito.
139					LT	LT Chiripa-Quebrada Grande	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Quebrada Grande hasta la S.T Chiripa. Con un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA. Longitud aproximada de 3,5 km aproximadamente. Nota: (Las estructuras previstas a doble circuito se utilizarán para interconectar a Chiripa desde la subestación Quebrada Grande).
140					ST	ST Quebrada Grande	230	Nueva subestación ST Quebrada Grande, con un esquema de barras en interruptor y medio. Constituido inicialmente con 2 diámetros con prevista para 4 diámetros adicionales, dejando la terraza para la capacidad total.
141	2034	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	Arenal-Tejona	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 6 km.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024 - 2034_Continuación.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
142	2034	1	PH Fourth Cliff	ICE	L.T	Trapiche - Leesville	230	Derivación de la línea de transmisión en la ST Fourth Cliff 230 kV. Capacidad estado estable día 343 MVA. Longitud aproximada de 1km en doble circuito, (Cambio de la torre T4 por una torre de remate en 230 kV, Instalación de una torre de suspensión para la derivación en 230 kV, Tendido de dos circuitos entre la ST Fourth Cliff 230 kV y la nueva T4, Tendido de un tramo completo de OPGW entre la ST Fourth Cliff 230 kV y la nueva T4).
143					ST	ST Fourth Cliff	230	ST Fourth Cliff (barra principal con una barra auxiliar, 1 sección de reserva, 1 sección de transformación para conectar un transformador de potencia capacidad de 50/60 MVA, 1 barra colectora en un nivel de tensión de 13.8 kV.

Notas: Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE 2024. La información proporcionada es de carácter informativo. El ICE se exime de cualquier responsabilidad por el uso de esta tabla con otros fines o sin la debida autorización.

1- Moín - Ampliación #13. Contempla la instalación de un transformador # 4 138/34.5/13.8 kV de 5 MVA para alimentar el circuito de distribución "RECOPE" desde las barras de 138 kV de la ST Moín. Actualmente, el proyecto está en pausa debido a cambios en la demanda y necesidades de respaldo térmico para el SEN. Se estudian iniciativas como el proyecto *LT Japdeva-Moín*, que aprovecharía el módulo previsto para esta ampliación, en coordinación con el desarrollo de la nueva ST Moín vinculada al PT *Moín IV*.

2- Se realizarán estudios adicionales para definir con mayor precisión la cantidad y tecnología de compensación reactiva que requerirá el sistema en los próximos años.

3- Los proyectos de generación corresponden a la convocatoria N°04-2023 (Selección de proyectos para generación de electricidad al amparo del Capítulo I de la Ley N°7200).

4- Los proyectos de generación corresponden a la convocatoria N°05-2023 (Selección de proyectos para generación de electricidad al amparo del Capítulo I de la Ley N° 7200).

5- Derivación de la línea de interconexión Liberia - Amayo 230 kV: La ST Mayorga del Proyecto de Infraestructura de Transmisión Anillo de Orosi detallado en la fila 84, se conectaría a la L.T Liberia – La Cruz cuando esta última entre a operar.

5.1 Crecimiento Periodo 2024-2034.

En la sección anterior se presentaron las obras para el sistema de transmisión planificadas para la próxima década. En la *Tabla 2* y la *Tabla 3* se concentran las obras que aumentarán la capacidad de potencia que puede transportar la red (MVA), mediante la extensión de líneas de transmisión (km), el incremento de capacidad de los enlaces de transmisión existentes, así como la inclusión de nuevos elementos de transformación.

Estas mejoras permitirán dinamizar la incorporación de nuevas fuentes de energía renovable a lo largo y ancho de país y responder eficazmente a la demanda eléctrica.

En la *Tabla 2* se observa el incremento en MVA y km de líneas de transmisión para el periodo 2024-2034.

Tabla 2. Incrementos en extensión de líneas de transmisión y capacidad de trasiego de energía eléctrica (MVA) del sistema de transmisión para el periodo 2024 – 2034.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos totales por año	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	MVA	km
2024	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Tejona - Peñas Blancas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 350 MVA a 510 MVA. Capacidad estado estable día 510 MVA, noche 641 MVA. Capacidad emergencia día 616 MVA, noche 785 MVA.	260	-
					Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300 MVA, noche 386 MVA. Capacidad emergencia día 386 MVA, noche 521 MVA.		
2025	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Caja - Coco	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 190 MVA. Capacidad emergencia día 190 MVA, noche 190 MVA.	240	-
				LT	Caja - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 190 MVA. Capacidad emergencia día 190 MVA, noche 190 MVA.		
				LT	Coco - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 190 MVA. Capacidad emergencia día 190 MVA, noche 190 MVA.		

Tabla 2. Incrementos en extensión de líneas de transmisión y capacidad de trasiego de energía eléctrica (MVA) del sistema de transmisión para el periodo 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos totales por año	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	MVA	km
2028	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	Corobicí - Arenal	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 9.9 km.	1346	50
				LT	Mogote - Fortuna	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 6 km.		
				LT	Arenal- Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 35.6 km.		
		Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Santa Rita - Guayabal	138	Línea de transmisión nueva en 138 kV en configuración de circuito sencillo desde S.T Guayabal hasta la S.T Santa Rita. Capacidad mínima de 355 MVA en 138 kV. Longitud aproximada de 50 km aprox.		
				L.T	Cañas- Colorado	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 123 MVA estado estable diurna. Capacidad estado estable día 590 A, noche 662 A. Capacidad emergencia día 136 MVA, noche 158 MVA.		
				L.T	Colorado - San Rita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 123 MVA estado estable diurna. Capacidad estado estable día 590 A, noche 662 A. Capacidad emergencia día 136 MVA, noche 158 MVA.		

Tabla 2. Incrementos en extensión de líneas de transmisión y capacidad de trasiego de energía eléctrica (MVA) del sistema de transmisión para el periodo 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos totales por año	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	MVA	km
2028	2	Anillo de Miravalles	ICE	LT	Miravalles - Fortuna	230	Derivación de la línea de transmisión en la ST Fortuna. Capacidad mínima requerida de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable. Longitud (0.620 km) .	620	6.62
				LT	Fortuna - Mogote	230	Derivación de la línea de transmisión en la ST Fortuna. Capacidad mínima requerida de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable. Longitud (0.920 km).		
				LT	Cañas - Fortuna	230	Derivación de la LT SIEPAC en la ST Fortuna. Capacidad estado estable día 371 MVA. Capacidad emergencia día 401 MVA. Longitud 2.5 km.		
				LT	Fortuna - La Virgen	230	Derivación de la LT SIEPAC en la ST Fortuna. Capacidad estado estable día 371 MVA. Capacidad emergencia día 401 MVA. Longitud 2.5 km.		
	3	Proyecto de infraestructura de transmisión enlace Norte-Centro	ICE	LT	Entronque ST San Rafael (Lindora - Tarbaca 1 y 2)	230	Derivación de la línea de transmisión en la ST San Rafael 230 kV. Capacidad estado estable día 343 MVA. Longitud aproximada de 0.100 km en doble circuito.		

Tabla 2. Incrementos en extensión de líneas de transmisión y capacidad de trasiego de energía eléctrica (MVA) del sistema de transmisión para el periodo 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos totales por año	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	MVA	km
2029	2	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Cañas - Guayabal - Ampliación #2 (Circuito Cañas - Filadelfia)	230	Reconstrucción e Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA en 138 kV con aislamiento para operar a 230 kV. Longitud 36,7 km.	770	35
				LT	Cañas - Guayabal - Ampliación #2 (Circuito Filadelfia - Guayabal)	138	Reconstrucción e Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA en 138 kV con aislamiento para operar a 230 kV. Longitud 21,6 km.		
	3	Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	LT	Nuevo Colón - Filadelfia	230	Línea de transmisión nueva, nivel de tensión 230 kV, configuración de doble circuito y tensando el enlace de transmisión desde S.T Nuevo Colón hasta la S.T Filadelfia quedando el segundo circuito previsto. Con un valor mínimo de 300 MVA y máximo de 500 MVA. Longitud aproximada es de 35 km.		

Tabla 2. Incrementos en extensión de líneas de transmisión y capacidad de trasiego de energía eléctrica (MVA) del sistema de transmisión para el periodo 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos totales por año	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	MVA	km
2030	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	Cañas - Garabito	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 60 km.	977	-
				LT	Mogote - Pailas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 18.4 km.		
				LT	Liberia - Cañas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 42 km.		
	4	Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí	ICE	ST	Papagayo	230	Revisión de la capacidad de los equipos terminales del enlace de transmisión que viene desde S.T Liberia, dado que está limitada 173 MVA, siendo la capacidad certificada de 250 MVA.		

Tabla 2. Incrementos en extensión de líneas de transmisión y capacidad de trasiego de energía eléctrica (MVA) del sistema de transmisión para el periodo 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos totales por año	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	MVA	km
2031	1	Proyecto de infraestructura de transmisión enlace Norte-Centro	ICE	LT	Garabito - San Rafael	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Garabito hasta la S.T San Rafael. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada de 70 km.	1160	70
	4	Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	LT	Cañas - Colorado	138	Reconstrucción de la Línea de transmisión Cañas - Colorado en configuración de circuito sencillo desde S.T Cañas hasta la S.T Colorado en 138 kV con prevista a futuro para operar a 230 kV. Capacidad mínima de 355 MVA y máximo de 400 MVA. Longitud aproximada de 23.8 km. Nota: (Las estructuras deben de quedar previstas a doble circuito y tendiendo solo uno de ellos).		
		Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	LT	Colorado - San Rita	138	Reconstrucción de la Línea de transmisión Colorado - Santa Rita en configuración de circuito sencillo desde S.T Colorado hasta la S.T Santa Rita en 138 kV con prevista a futuro para operar a 230 kV. Capacidad mínima de 355 MVA y máximo de 400 MVA. Longitud aproximada de 23.8 km. Nota: (Las estructuras deben de quedar previstas a doble circuito y tendiendo solo uno de ellos).		

Tabla 2. Incrementos en extensión de líneas de transmisión y capacidad de trasiego de energía eléctrica (MVA) del sistema de transmisión para el periodo 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos totales por año	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	MVA	km
2032	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	Miravalles - Fortuna	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 2 km.	1080	41
	3	Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí	ICE	LT	Orosi - Mayorga	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Mayorga hasta la S.T Orosi. Capacidad mínima de 390 MVA hasta 600 MVA. Longitud aproximada de 17 km.		
				LT	Papagayo - Mayorga	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Mayorga hasta la S.T Papagayo. Capacidad mínima de 390 MVA hasta 600 MVA. Longitud aproximada de 24 km.		

Tabla 2. Incrementos en extensión de líneas de transmisión y capacidad de trasiego de energía eléctrica (MVA) del sistema de transmisión para el periodo 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos totales por año	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	MVA	km
2033	4	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	LT Garabito-Quebrada Grande	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Quebrada Grande hasta la S.T Garabito. Con un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA. Longitud aproximada de 51 km. Nota: (Las estructuras deben quedar previstas a doble circuito y tendiendo solo uno de ellos).	1400	54.5
				LT	LT Chiripa-Quebrada Grande	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Quebrada Grande hasta la S.T Chiripa. Con un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA. Longitud aproximada de 3,5 km aproximadamente. Nota: (Las estructuras previstas a doble circuito se utilizarán para interconectar a Chiripa desde la subestación Quebrada Grande).		

Tabla 2. Incrementos en extensión de líneas de transmisión y capacidad de trasiego de energía eléctrica (MVA) del sistema de transmisión para el periodo 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos totales por año	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	MVA	km
2034	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	Arenal-Tejona	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 6 km.	300	7
		PH Fourth Cliff	ICE	L.T	Trapiche - Leesville	230	Derivación de la línea de transmisión en la ST Fourth Cliff 230 kV. Capacidad estado estable día 343 MVA. Longitud aproximada de 1km en doble circuito, (Cambio de la torre T4 por una torre de remate en 230 kV, Instalación de una torre de suspensión para la derivación en 230 kV, Tendido de dos circuitos entre la ST Fourth Cliff 230 kV y la nueva T4, Tendido de un tramo completo de OPGW entre la ST Fourth Cliff 230 kV y la nueva T4).		

Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE 2024.

Tabla 3. Incremento en la capacidad de transformación del sistema de transmisión para el periodo 2024-2034.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Incrementos (MVA)	Incrementos (MVar)
2024	2	Modernización Subestación Moín	ICE	ST	Moín - Ampliación #12	230	Instalación de un nuevo Transformador de potencia, Transformador #5, 230/34.5/13.8, de capacidad 30/45 MVA.	45	0
	4	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Cañas - Ampliación #11	230	Sustitución del autotransformador 21-83 trifásico 230/138 kV, 110 MVA, por el 06-03 EFACEC 110 MVA.		
2025	1	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal - Ampliación #3	24.9	Instalación de un segundo módulo para la conexión de 1 banco de capacitores de 6 MVar en la barra A de 24.9 kV.	85	6
	4	Modernización Subestación Moín	ICE	ST	Moín - Ampliación #13 ¹	230	Instalación de un segundo transformador de potencia reductor con un nivel de tensión de 230/34.5/13.8 kV de capacidad de 45 MVA, denominado como transformador #6 que alimentará la sección E a 34.5 kV del "Shelter" de potencia de ST Moín desde la barra B de 230 kV de ST Moín.		
		PE El Quijote	ESPH	ST	Mogote	230	Instalación de un transformador de potencia elevador de capacidad de 30/40 MVA.		

Tabla 3. Incremento en la capacidad de transformación del sistema de transmisión para el periodo 2024-2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Incrementos (MVA)	Incrementos (MVar)
2026	4	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Coyol	230	Sustitución del transformador de potencia reductor (14-11) de capacidad 30/45 MVA.	0	0
				ST	Belén	230	Sustitución del transformador de potencia reductor (04-98) de capacidad 30/45 MVA.		
2027	1	PSFV Colorado ³	Privado	ST	Colorado	138	Instalación de un transformador de potencia de capacidad de 20/25 MVA.	240	0
		Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Poás	230	Sustitución del transformador de potencia reductor (07-91) de capacidad 30/45 MVA.		
		Subestación 69/34.5/24.9 kV Florencia de Coopelesca RL	COOPELESCA	ST	Ciudad Quesada	69	Instalación de un transformador de potencia de capacidad de 50 MVA.		
	2	Ampliación de Subestación Guadalupe por reubicación del transformador de potencia	CNFL	ST	Guadalupe	138	Traslado del transformador de potencia (06-11) desde la ST Colima a la ST Guadalupe de capacidad 30/45 MVA.		

Tabla 3. Incremento en la capacidad de transformación del sistema de transmisión para el periodo 2024-2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Incrementos (MVA)	Incrementos (MVar)
2027	3	PSFV Las Delicias	ICE	ST	Garabito	230	Instalación de un nuevo transformación (elevador) monofásico con una capacidad 3X25MVA.	165	0
		PSFV Abangares	ICE	ST	Colorado	138	Instalación de dos transformadores de potencia (elevador) de capacidad 40/45 MVA cada uno.		
2028	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	ST	Compensación reactiva ²	34.5	Instalación de compensación (bancos de capacitores) 36 MVar.	65	36
		PE La Montosa ⁴	Privado	ST	Mogote	230	Instalación de un nuevo transformador de potencia elevador de capacidad de 15/20 MVA por parte del interesado en la conexión.		
		PE San Jorge ⁴	Privado	ST	Mogote	230	Instalación de un nuevo transformador de potencia elevador de capacidad de 15/20 MVA por parte del interesado en la conexión.		
		Anillo de Miravalles	ICE	ST	Fortuna	230	Construcción de la sección para el reactor que sustituye el ubicado en la S.T Cañas.		
	3	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Santa Rita	138	Sustitución del transformador de potencia (reductor 05-77) de capacidad 20/30 MVA por otro de mayor capacidad 30/45 MVA.		

Tabla 3. Incremento en la capacidad de transformación del sistema de transmisión para el periodo 2024-2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Incrementos (MVA)	Incrementos (MVA _r)
2029	1	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	S.T Lindora	230	Sustitución del transformador de potencia (reductor 21-97).	410	0
		Planta Térmica Moín IV	ICE	ST	S.T Moín	230	Subestación en configuración en interruptor y medio, con 3 módulos para conexión de líneas de transmisión, 2 módulos para salidas de cargas de distribución de la zona, 1 módulo para bloque de potencia para las unidades 9 y 10, 1 módulo para bloque de potencia para las unidades 5 y 6, 1 módulo para el bloque de potencia para la unidad 7, 3 módulos de reserva para refuerzos futuros.		
	2	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	La Caja	230	Sustitución de un transformador de potencia (reductor 04-98).		
				ST	Pailas	230	Sustitución de un transformador de potencia (reductor 02-10).		
				ST	Arenal	230	Sustitución de un transformador de potencia (reductor 06-92).		
				ST	Arenal	230	Instalación de un transformador de potencia (reductor) de capacidad 30/45 MVA.		
		Incremento de demanda	ICE	ST	Tejar-Ampliación #2	230	Reemplazo del transformador (04-10) de capacidad de 30/45 MVA por un banco de transformadores monofásicos de capacidad 3X33 MVA y su conexión a las barras de alta y media tensión.		

Tabla 3. Incremento en la capacidad de transformación del sistema de transmisión para el periodo 2024-2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Incrementos (MVA)	Incrementos (MVar)
2029	3	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Fortuna	230	Instalación de un nuevo Reactor en la subestación de Fortuna de capacidad de 20 MVar.	195	0
				ST	Cañas	230	Retiro del Reactor en la subestación de Cañas de capacidad de 20 MVar.		
		Proyecto refuerzo transmisión y distribución La Cruz-Guanacaste	ICE	ST	La Cruz	230	Instalación de un transformador de potencia (reductor) de capacidad 20/30 MVA.		
		Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Cachi	230	Sustitución de un transformador de potencia reductor (09-73).		
					Colima	230	Sustitución de un transformador de potencia reductor (02-81).		
					Coyol	230	Sustitución del transformador de potencia trifásico reductor (14-11) de capacidad de 30/45 por un banco de transformación monofásico de capacidad de 3x33.3 MVA.		
	4	Borinquen I	ICE	ST	Borinquen	230	Instalación de un transformador de potencia (elevador) de capacidad 55/65 MVA.		

Tabla 3. Incremento en la capacidad de transformación del sistema de transmisión para el periodo 2024-2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Incrementos (MVA)	Incrementos (MVar)
2030	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	ST	Compensación reactiva ²	34.5	Instalación de compensación (bancos de capacitores) 84 MVar.	195	72
		Proyecto de infraestructura de distribución Zona Norte	ICE	ST	Tejona	230	Instalación de un transformador de potencia (reductor) con un nivel de tensión 230/69/13.8 kV, de capacidad 20/30 MVA.		
		Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	ST	Filadelfia	230	Instalación de un banco de autotransformación monofásico de capacidad 110 MVA.		
	2	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Alajuelita	230	Sustitución del transformador de potencia (reductor 11-81).		
		Incremento de demanda	ICE	ST	Tejar-Ampliación #2	230	Reemplazo del transformador (03-10) de capacidad de 30/45MVA por un banco de transformadores monofásicos de capacidad 3X33MVA y su conexión a las barras de alta y media tensión.		

Tabla 3. Incremento en la capacidad de transformación del sistema de transmisión para el periodo 2024-2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Incrementos (MVA)	Incrementos (MVar)
2030	3	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Palmar Norte	230	Sustitución del Reactor (18-93) de capacidad 20 MVar.	0	0
	4	Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí	ICE	S.T	La Cruz	230	Instalación de un reactor de capacidad 20 MVar que sustituye el ubicado en la S.T Liberia.		
		Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Rio Claro	230	Sustitución del Reactor (08-92) de capacidad 20 MVar.		
2031	2	Proyecto de infraestructura de distribución Zona Norte	ICE	ST	Fortuna	230	Instalación de un transformador de potencia (reductor) con un nivel de tensión 230/69/13.8 kV, de capacidad 20/30 MVA.	30	0
2032	1	Borinquen II	ICE	ST	Borinquen	230	Instalación de un transformador de potencia (elevador) de capacidad 55/65 MVA.	65	0
2034	1	PH Fourth Cliff	ICE	ST	ST Fourth Cliff	230	ST Fourth Cliff (barra principal con una barra auxiliar, 1 sección de reserva, 1 sección de transformación para conectar un transformador de potencia capacidad de 50/60 MVA, 1 barra colectora en un nivel de tensión de 13.8 kV.	60	0

Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE 2024.

En la Tabla 4 se puede observar a nivel comparativo como el país aumentará la capacidad de trasiego de energía (MVA) instalados en un 11%; pasando de 12 552 MVA a 13 942 MVA entre diciembre de 2024 y diciembre de 2034, producto de la inclusión de nuevos proyectos de generación que requieren de elementos de transformación y también a la necesidad de generar cambios en la capacidad de transformación por incrementos de demanda en algunas subestaciones del país.

Tabla 4. Crecimiento planificado para la capacidad de transformación del sistema de transmisión - PET 2024 – 2034.

Capacidad de Transformación	MVA		% incrementado
	Instalado 2024	Crecimiento 2034	
Autotransformación	2155	-60	-3%
Elevadores	4698	825	18%
Reductores	80	0	0%
Reactores	5619	625	11%
Total	12552	1390	11%

Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE 2024.

En el caso de las líneas de transmisión, se estima un aumento en la extensión del 9% para la próxima década, considerando solo la infraestructura a nivel de tensión de 138 kV y 230 kV, como se puede observar en la Tabla 5.

Tabla 5. Crecimiento planificado para la extensión de líneas de transmisión - PET 2024 – 2034.

Líneas de Transmisión	km		%
	Instalado 2024	Crecimiento 2034	
Nivel 230 kV	2382.5	214.12	9%
Nivel 138 kV	613.2	50	8%
Total	2995.7	264.12	9%

Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE 2024.

5.2 Variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión.

Las principales variaciones identificadas entre el Plan de Expansión de la Transmisión 2021 - 2031 y el 2024 - 2034 se deben principalmente al crecimiento de la demanda de energía eléctrica nacional experimentado entre 2021 y 2024. Este aumento significativo en las proyecciones de demanda se puede observar en el Anexo 3, donde se reflejan mayores necesidades energéticas. Estas variaciones impulsaron la incorporación en el SEN de nuevos proyectos y promovieron los proyectos en desarrollo, para asegurar una pronta entrada en operación, permitiendo al país disfrutar de energía de calidad y garantizar el abastecimiento de la demanda eléctrica en los próximos años.

Las principales variaciones identificadas en el Plan de Expansión de la Transmisión se presentan a continuación:

- El desplazamiento en tiempo de las obras asociadas al Refuerzo de transmisión de Península de Nicoya.
- El desplazamiento en tiempo de las obras asociadas al Proyecto de Transmisión Anillo de Miravalles.
- Desplazamiento de la entrada en operación del proyecto Borinquen I.
- Incremento de la capacidad de transporte de la L.T Garita – Lindora 230 kV.
- Incremento de la capacidad de transporte de la L.T Lindora - La Caja #2 230 kV.

- f. Incremento de la capacidad de transporte de la L.T Liberia – Frontera 230 kV.
- g. Incremento de la capacidad de transporte de la L.T San Isidro – Palmar 230 kV.
- h. Incremento de la capacidad de transporte de la L.T Tejona - Peñas Blancas 230 kV.
- i. Interconexión de la red de 69 kV de Coopeguanacaste desde la subestación Guayabal en 138 kV y la subestación de Nuevo Colón 230 kV.
- j. Incorporación del Refuerzo de transmisión Moín – Ampliación #12.
- k. Incorporación del Refuerzo de transmisión Anillo Sur.
- l. Incorporación de la subestación La Ribera.
- m. Incorporación del proyecto Borinquen II.
- n. Aprobación por parte del Consejo Directivo del ICE, para el desarrollo del Proyecto de infraestructura de transmisión enlace Norte-Centro.
- o. Estudio técnico-económico y Estudio financiero del Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí.
- p. Estudio técnico-económico del Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte.
- q. Estudio técnico-económico del Proyecto de infraestructura de transmisión Península de Nicoya Integral.
- r. Incremento en la capacidad de transformación de subestaciones con carga industrial.
- s. Aumento en el consumo nacional de energía eléctrica, reflejado en las proyecciones de la demanda.

6. Proyectos de expansión del sistema de transmisión

Los estudios realizados para este ciclo de planificación tienen el propósito de satisfacer las necesidades actuales y futuras identificadas en la red de transmisión. Para esto se llevan a cabo análisis técnicos que permiten identificar las condiciones de la red actual y dimensionarla de forma tal que permita los cambios en el entorno que el país requiere para su desarrollo; garantizando el transporte de la energía por medio de una red de

transmisión inteligente desde los centros de generación hasta los puntos de consumo, considerando los cambios tecnológicos, la optimización de la infraestructura, así como la sostenibilidad de la red transmisión de Costa Rica que permitan al país cumplir con el marco normativo nacional y regional vigente y promoviendo una red de transmisión robusta para los próximos años.

A partir de los estudios técnicos elaborados durante el periodo 2023 y 2024 se determinaron los proyectos de transmisión que resultan prioritarios para asegurar la suficiente capacidad de transporte de energía, los proyectos en cuestión se presentan a continuación:

6.1 Incremento de la capacidad de transporte de energía de líneas de 138 kV y 230 kV.

Durante el 2024 se instalaron los dispositivos DLR (Dinamic Line Rating) en tres líneas de transmisión: Cañas – Liberia (2 unidades), Miravalles – Arenal (3 unidades) y Pailas – Liberia (2 unidades), ubicadas en la parte norte del país con el fin de aumentar la capacidad temporal de trasiego de energía por estos enlaces de transmisión considerando las condiciones climáticas, sin comprometer la seguridad operativa del SEN.

A partir de dicha instalación y considerando que es una tecnología nueva a nivel mundial, la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE) inicia con la etapa de recopilación de datos operativos que son registrados por los sensores, para hacer uso de los beneficios de información proporcionada por los dispositivos y a la vez incrementar la capacidad operativa de transporte de energía en estas tres líneas de transmisión.

En los estudios eléctricos efectuados se identificó que, en los próximos años, el sistema de transmisión costarricense necesitará aumentar la capacidad de transporte de algunos enlaces de transmisión debido al incremento en el consumo de electricidad, así como el retraso en la implementación de refuerzos de transmisión planteados en planes de expansión previos. Entre las líneas de transmisión identificadas se encuentran:

- L.T. Caja – Coco 138 kV de 110MVA a 190MVA, (IV Trimestre 2025).
- L.T. Caja – Garita 138 kV de 110MVA a 190MVA, (IV Trimestre 2025).
- L.T. Garita – Coco 138 kV de 110MVA a 190MVA, (IV Trimestre 2025).
- L.T. Cañas – Colorado 138 kV de 65 MVA a 123 MVA, (I Trimestre 2028).
- L.T. Colorado – Santa Rita 138 kV de 65 MVA a 123 MVA, (I Trimestre 2028).
- L.T. Corobicí – Arenal 230 kV de 400 MVA a 700 MVA, (I Trimestre 2028).
- L.T. Mogote – Fortuna 230 kV de 400 MVA a 700 MVA, (I Trimestre 2028).
- L.T. Arenal – Miravalles 230 kV de 400 MVA a 700 MVA, (I Trimestre 2028).
- L.T. Cañas – Garabito 230 kV de 400 MVA a 700 MVA, (I Trimestre 2030).
- L.T. Mogote – Pailas 230 kV de 400 MVA a 700 MVA, (I Trimestre 2030).
- L.T. Liberia – Cañas 230 kV de 400 MVA a 700 MVA, (I Trimestre 2030).
- L.T. Miravalles – Fortuna 230 kV de 400 MVA a 700 MVA, (I Trimestre 2032).
- L.T. Arenal – Tejona 230 kV de 400 MVA a 700 MVA, (I Trimestre 2034).

6.2 Proyecto de Transmisión Anillo de Miravalles (S.T Fortuna).

Este proyecto es un refuerzo de transmisión en 230kV identificado en la parte norte del país, en la sección comprendida entre la zona comprendida como Anillo Miravalles. En la actualidad cuenta con estudios de prefactibilidad y factibilidad, así como la aprobación de conexión a nivel nacional y regional.

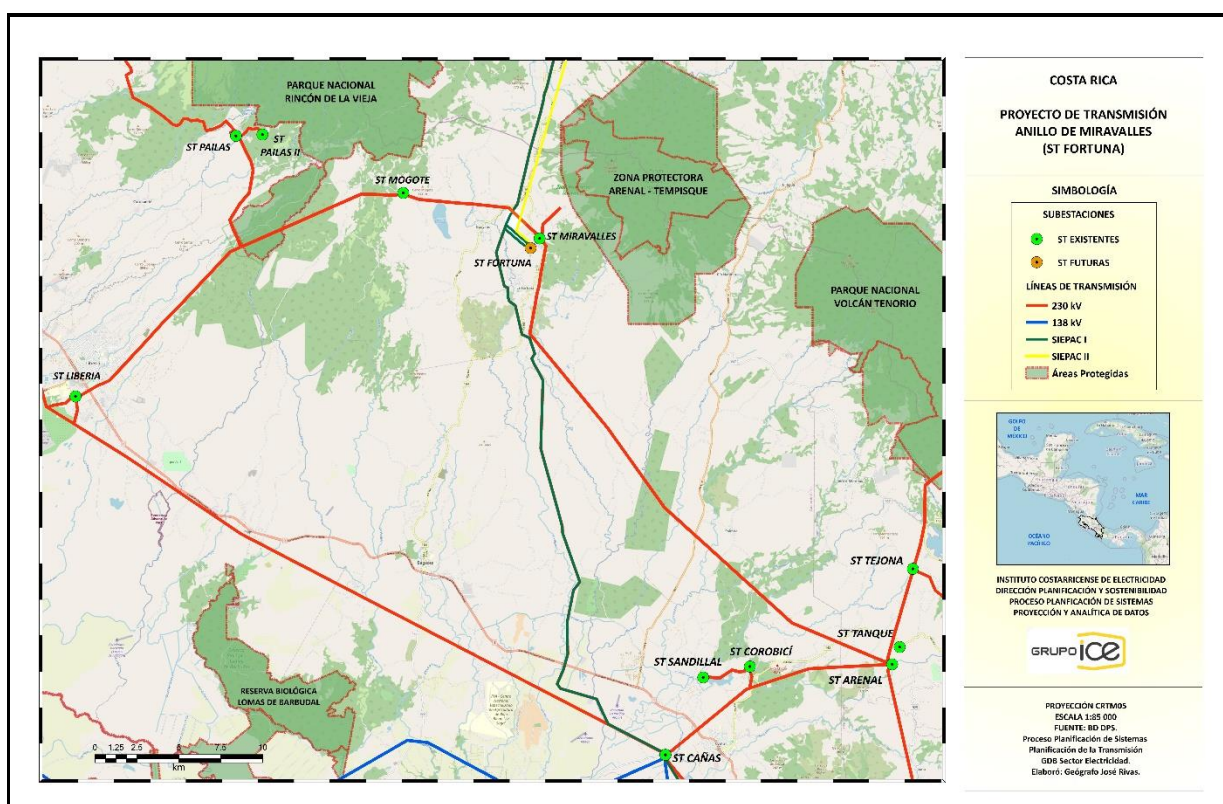
El objetivo del proyecto es resolver problemas de sobrecargas en la red y aumentar la capacidad de transmisión en la zona norte del país, facilitando la incorporación de nuevas centrales de generación. La reducción de las restricciones de transmisión en el área de influencia permitirá optimizar el despacho económico de los generadores instalados, lo que contribuirá a un uso más eficiente de los recursos de generación a nivel nacional y ayudará a mitigar la congestión para los flujos de potencia regionales.

En el análisis realizado y en acatamiento de la normativa nacional y regional vigente se estableció construir una nueva subestación denominada Fortuna con una configuración

de barras en Interruptor y medio con tecnología convencional, donde la misma inicialmente va a contar con 4 módulos de línea de transmisión, 2 módulos compartidos y un módulo de reactor todo en un nivel de tensión a 230 kV.

En la Figura 2 se puede identificar espacialmente el proyecto dentro del sistema de transmisión de Costa Rica.

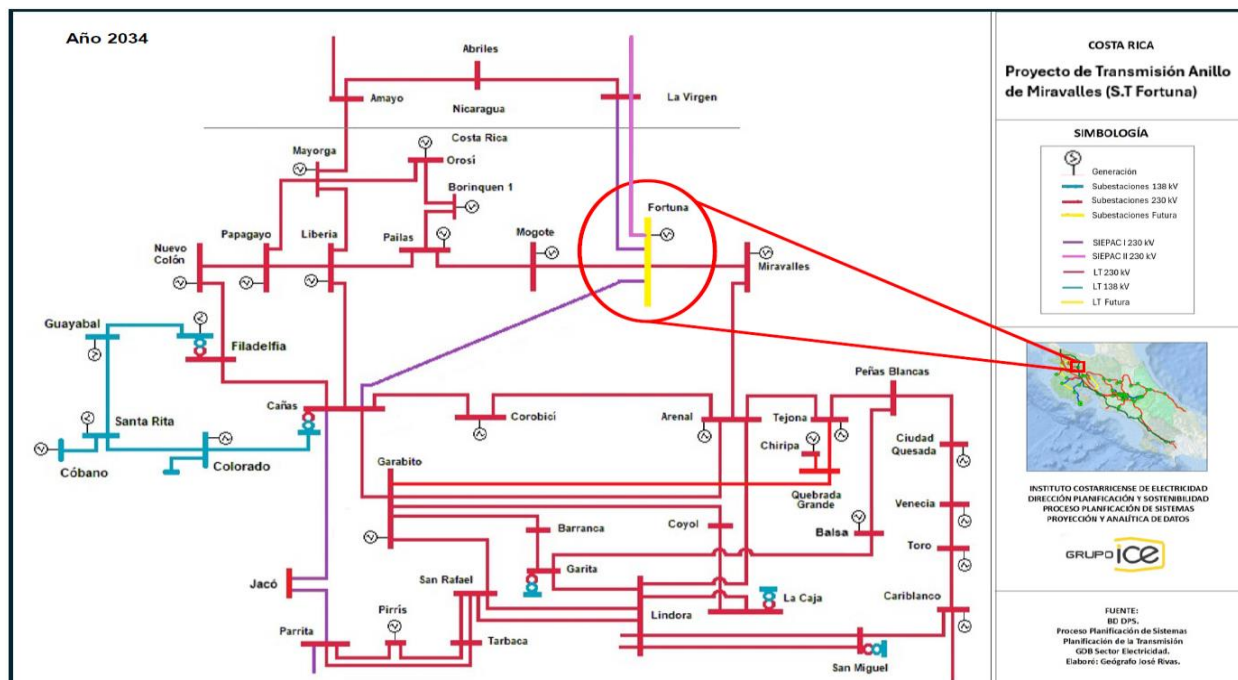
Figura 2. Mapa del área de influencia del proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Miravalles (S.T Fortuna).



Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE

La subestación se conecta al SEN mediante la derivación de las líneas de transmisión Ticuantepe-Cañas (SIEPAC) y Arenal-Miravalles, tal y como se observa en la Figura 3.

Figura 3. Diagrama de conexión del proyecto de transmisión Anillo de Miravalles (S.T Fortuna) al Sistema Eléctrico Nacional.



Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE

A nivel constructivo este proyecto debe de estar finalizado para su entrada de operación para el tercer trimestre del año 2029.

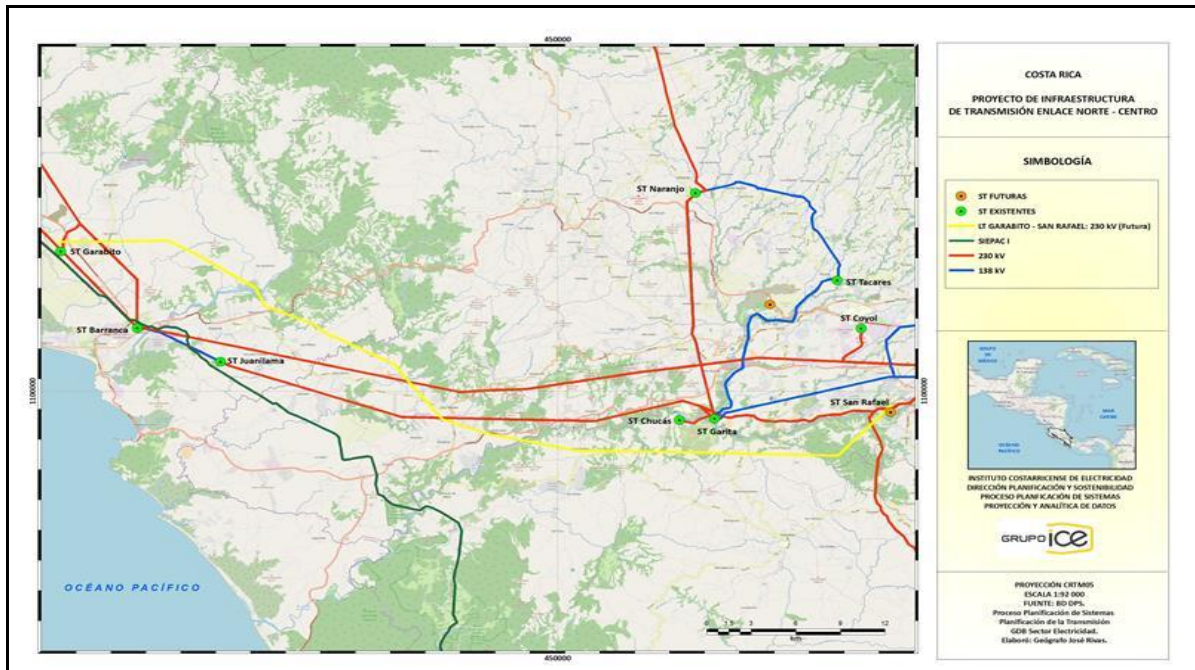
6.3 Proyecto de Infraestructura de Transmisión Enlace Norte-Centro.

Este proyecto de infraestructura de transmisión identificado en la parte norte - centro del país, en la zona comprendida entre la subestación de Garabito y el centro de carga principal del país, actualmente cuenta con estudios de prefactibilidad y factibilidad, busca solventar problemas de sobrecargas y colapsos de voltaje ante contingencias identificadas producto de premisas de expansión de los sistemas de generación, el

crecimiento de la demanda y los compromisos regionales con el MER. Sin el proyecto la capacidad de la transmisión norte-centro será insuficiente para cumplir los criterios de seguridad operativa de la normativa nacional y el flujo norte-centro deberá limitarse a valores más restrictivos que el vigente, imposibilitando la operación óptima del sistema de generación y una eventual la satisfacción de la demanda.

En la Figura 4. se muestra un mapa en donde se observan las obras propuestas en el proyecto.

Figura 5. Mapa del área de influencia del proyecto de infraestructura de transmisión Enlace Norte - Centro.



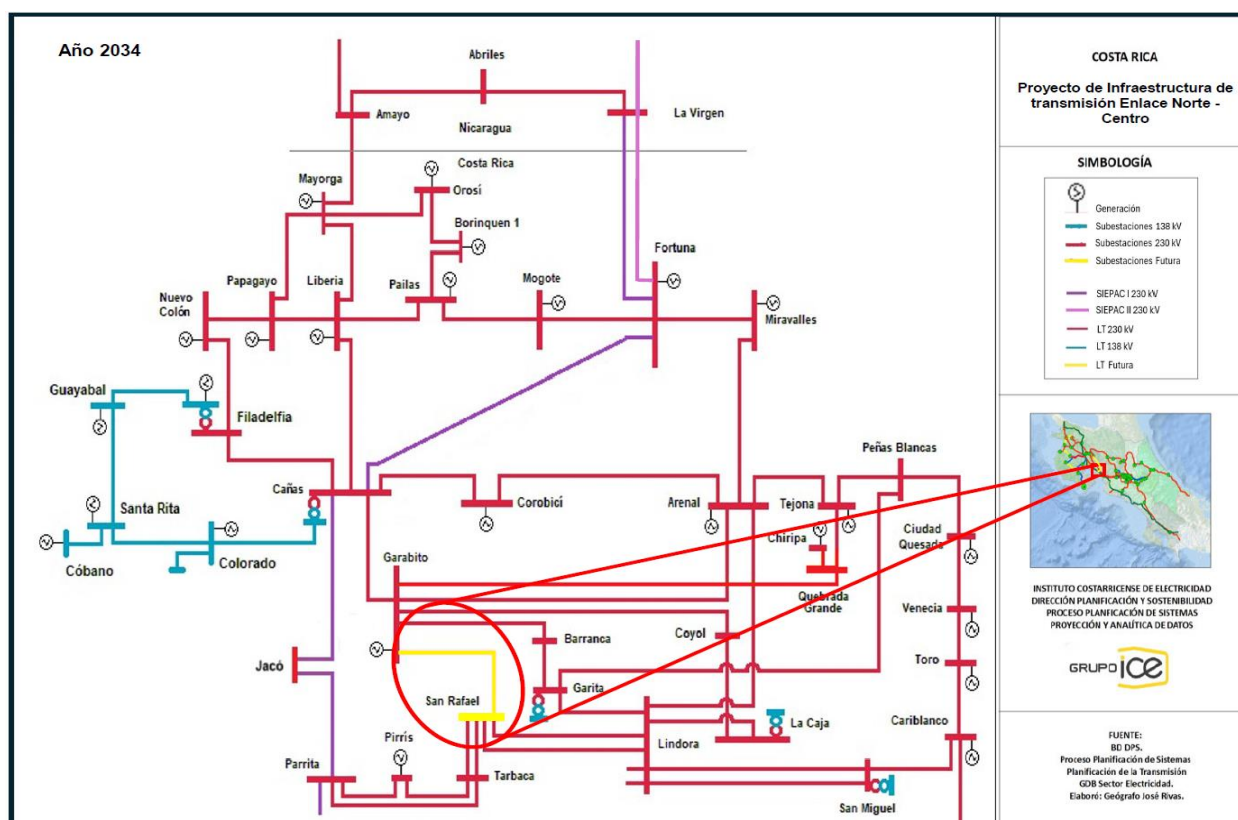
Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

Este proyecto consiste en la incorporación de una nueva subestación con nivel de tensión de 230kV con una configuración de interruptor y medio con 3 diámetros, en el distrito de San Rafael de Alajuela, conectada al SEN a través de enlaces de transmisión con las actuales subestaciones de Lindora (LIN), Tarbaca (TAR) y Garabito (GAB). La conexión con las dos primeras subestaciones se realizará derivando las actuales líneas de transmisión LIN-TAR #1 y LIN-TAR #2, y la conexión con la subestación de Garabito a través de la construcción de una nueva línea de transmisión de 64.6 km de longitud y de

600 MVA de capacidad para la transmisión de potencia y prevista para un futuro segundo circuito.

La conexión de este proyecto al SEN se observa en la *Figura 6*. En donde se resalta el nuevo enlace de transmisión desde la subestación Garabito hasta la futura subestación San Rafael.

Figura 6. Diagrama de conexión del proyecto de infraestructura de Enlace Zona Norte - Centro al Sistema Eléctrico Nacional.



Nota: Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

A nivel de planificación este proyecto debe de estar finalizado para su entrada de operación para el primer trimestre del año 2031.

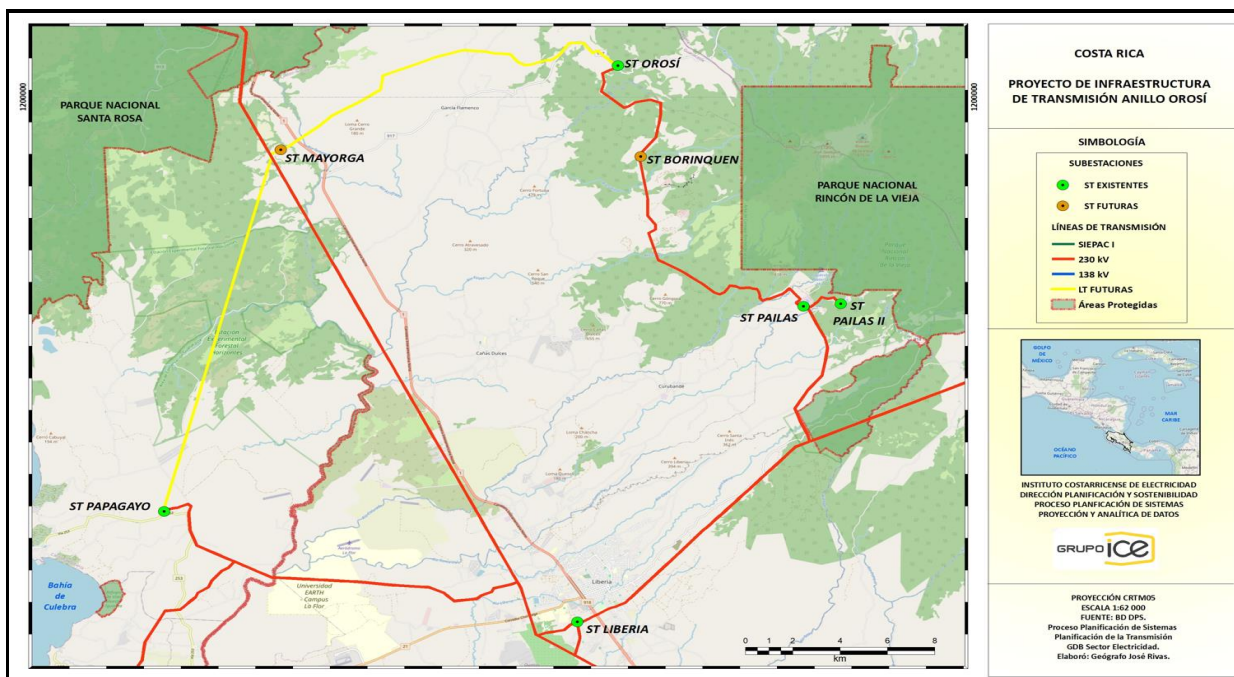
Según las valoraciones técnicas y económicas efectuadas este proyecto tiene un costo de inversión total de 99.78 MUSD. Con estas inversiones se logra evitar restricciones de

generación y transacciones del MER en la Zona Norte, alcanzando una TIR social de 14.9%.

6.4 Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí.

Este proyecto es un refuerzo de transmisión en 230 kV identificado en la parte norte del país, en la sección comprendida entre las subestaciones de Pailas y Orosí, que busca eliminar la radialidad en esta parte del sistema eléctrico de Costa Rica, dotándolo de nuevos enlaces de transmisión, así como una nueva subestación, tal como se puede ver en la en la Figura 7.

Figura 7. Mapa del área de influencia del proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí.



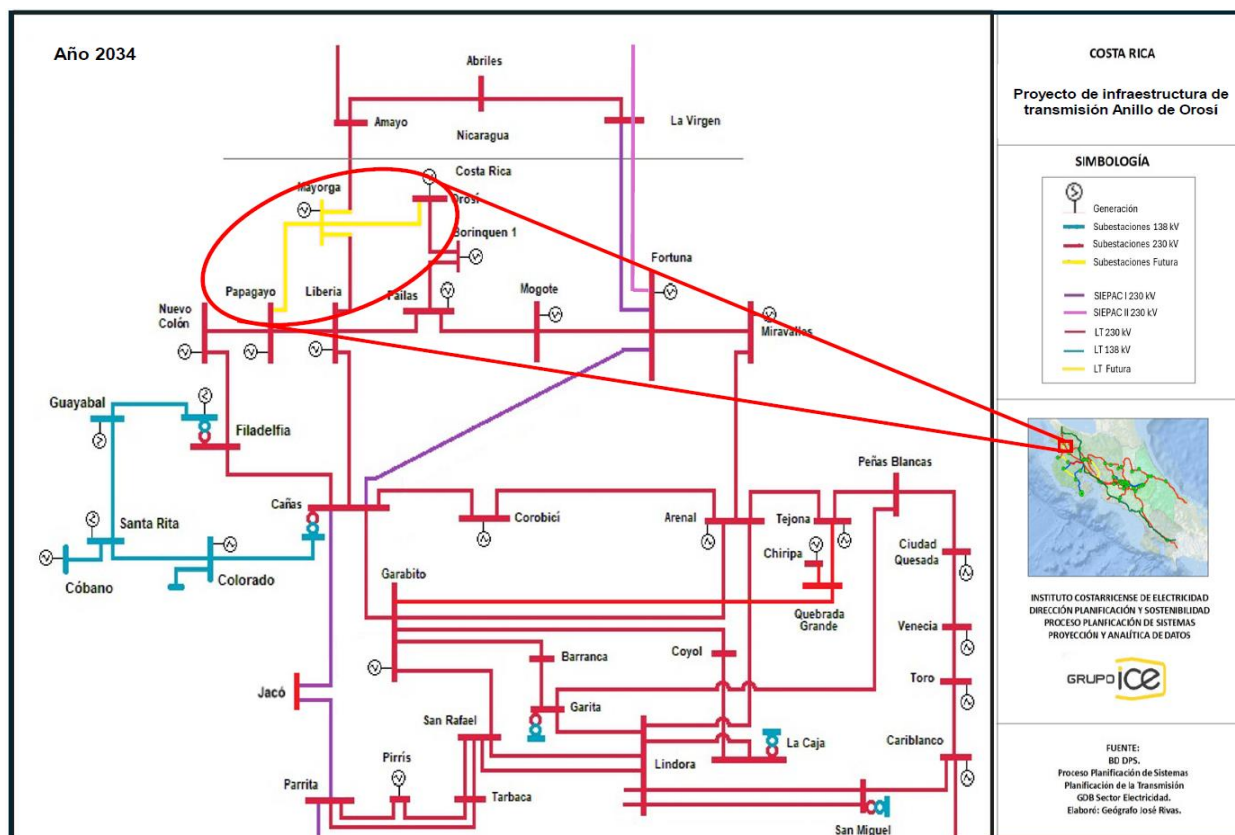
Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE

Para su desarrollo se requiere la construcción de una nueva subestación nombrada Mayorga en un nivel de tensión en 230 kV, que se conectará al SEN a través de la

derivación de la línea de transmisión Liberia – Amayo 230 kV, tal y como se puede observar en la Figura 8.

Además, se requiere la construcción de dos nuevos enlaces de transmisión que se conectarán a la nueva subestación Mayorga; el primero de ellos desde la subestación de Orosí la cual debe de ser ampliada para conectar este nuevo enlace de transmisión; y el segundo desde la subestación Papagayo, ambas líneas de transmisión estarán a un nivel de tensión en 230 kV.

Figura 8. Diagrama de conexión del proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí al Sistema Eléctrico Nacional.



Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE

Las obras asociadas para llevar adelante el desarrollo del presente proyecto se resumen de la siguiente manera:

- a. Subestación en configuración en interruptor y medio, con 2 diámetros desarrollados inicialmente con prevista para 4 diámetros adicionales, dejando la terraza para la capacidad total.
- b. Derivación de la línea de interconexión Liberia - Amayo 230 kV.
- c. Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Mayorga hasta la S.T Orosi. Capacidad mínima de 390 MVA hasta 600 MVA. Longitud aproximada de 17 km.
- d. Ampliación de la subestación Orosí para recibir una sección de línea adicional en 230 kV.
- e. Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Mayorga hasta la S.T Papagayo. Capacidad mínima de 390 MVA hasta 600 MVA. Longitud aproximada de 24 km.
- f. Ampliación de la subestación Papagayo en 2/3 partes de un diámetro para recibir una sección de línea adicional en 230 kV.
- g. Revisión de la capacidad de los equipos terminales del enlace de transmisión que viene desde S.T Liberia, dado que está limitada a 173 MVA, siendo la capacidad certificada de 250 MVA.
- h. Instalación de un reactor de capacidad 20 MVAR en la S.T La Cruz que sustituye el ubicado en la S.T Liberia.

Con el desarrollo de esta infraestructura eléctrica se estaría eliminado la radialidad en esta parte del país logrando con esto generar nuevos anillos a nivel de transmisión y mejorando la estabilidad y redundancia del sistema eléctrico y a la vez permitiendo el desarrollo de un nuevo punto de inyección de energía renovable al ser una zona con gran potencial eólico y solar.

A nivel de planificación este proyecto debe de estar finalizado para su entrada de operación para el tercer trimestre del año 2032; permitiendo así, la incorporación de nuevos proyectos de generación como son los proyectos Borinquen II y otros proyectos en la zona que actualmente están en etapas de factibilidad.

Según las valoraciones técnicas y económicas efectuadas el proyecto Infraestructura de transmisión asociada a este proyecto tiene un costo de inversión total de 67.46 MUSD con un VAN de 117.83 MUSD y la Tasa Interna de Retorno de 28%.

6.5 Proyecto de infraestructura de transmisión Península Integral.

Este proyecto forma parte de un plan de obras que ha sido ejecutado progresivamente durante los últimos años con el fin de fortalecer la infraestructura de transmisión de la Península de Nicoya, ubicada en el noroeste de Costa Rica. Su objetivo es eliminar la radialidad en esta parte del SEN, dotándola de nuevos enlaces de transmisión y modernizando las subestaciones existentes para adaptarlas a las nuevas exigencias de la zona.

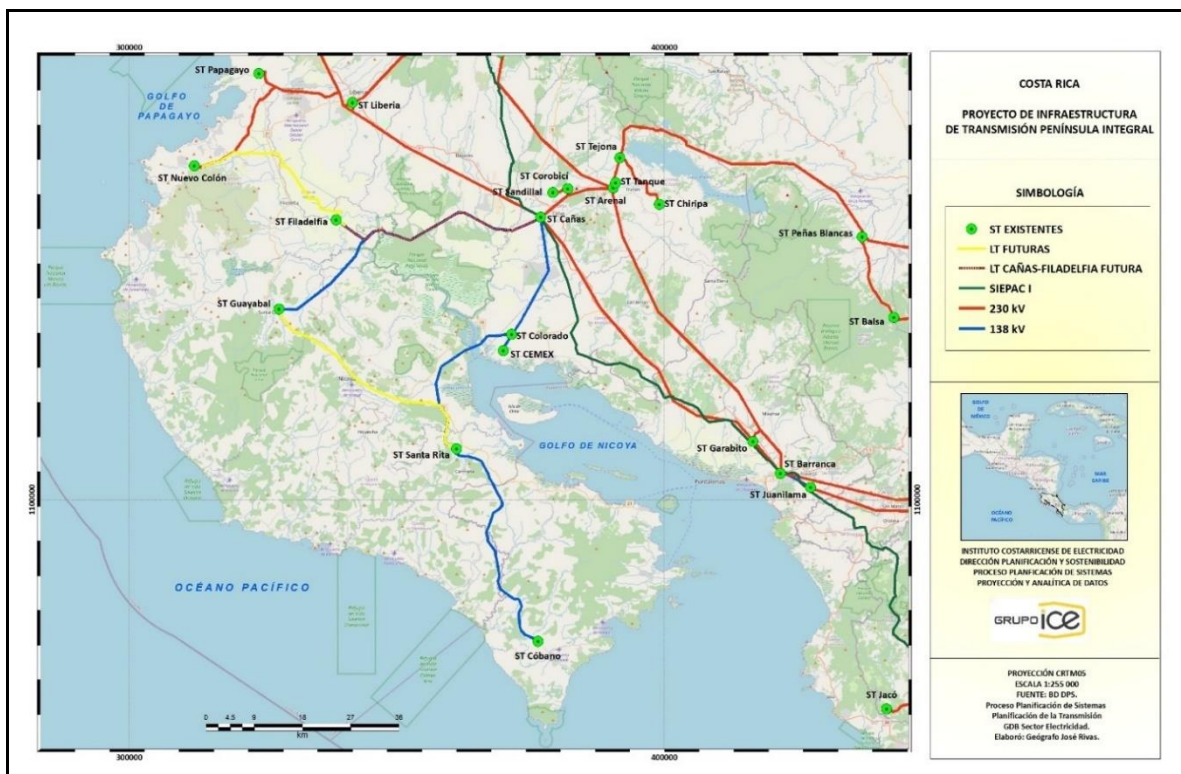
Durante 2021 y 2023, como parte del proyecto Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya descrito en el PET 2021-2031, se realizaron ampliaciones en las subestaciones de Guayabal y Nuevo Colón para generar nuevos enlaces a nivel de subtransmisión y para preparar el aumento de capacidad de la línea de transmisión Cañas – Filadelfia – Guayabal en 138 kV.

Además, se incorporó el desarrollando un nuevo enlace de transmisión desde la subestación de Guayabal hasta subestación Santa Rita, así como las mejoras en los esquemas de barras existentes para que puedan acoplarse a los cambios que esta zona requiere para los próximos años.

Con este nuevo refuerzo de transmisión, se determinaron nuevas obras de transmisión para la atención de la demanda eléctrica, así como para propiciar la incorporación de generación renovable en esta zona del país, con las cuales se puedan atender las necesidades energéticas de todo el país

En la *Figura 9* se muestra un mapa en donde se observan las obras de transmisión propuestas para la zona de la Península de Nicoya.

Figura 9. Mapa del área de influencia del proyecto de Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya y Proyecto de infraestructura de transmisión Península de Nicoya Integral.



Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE

Las obras identificadas para propiciar un desarrollo sostenible en esta zona del país se pueden mencionar:

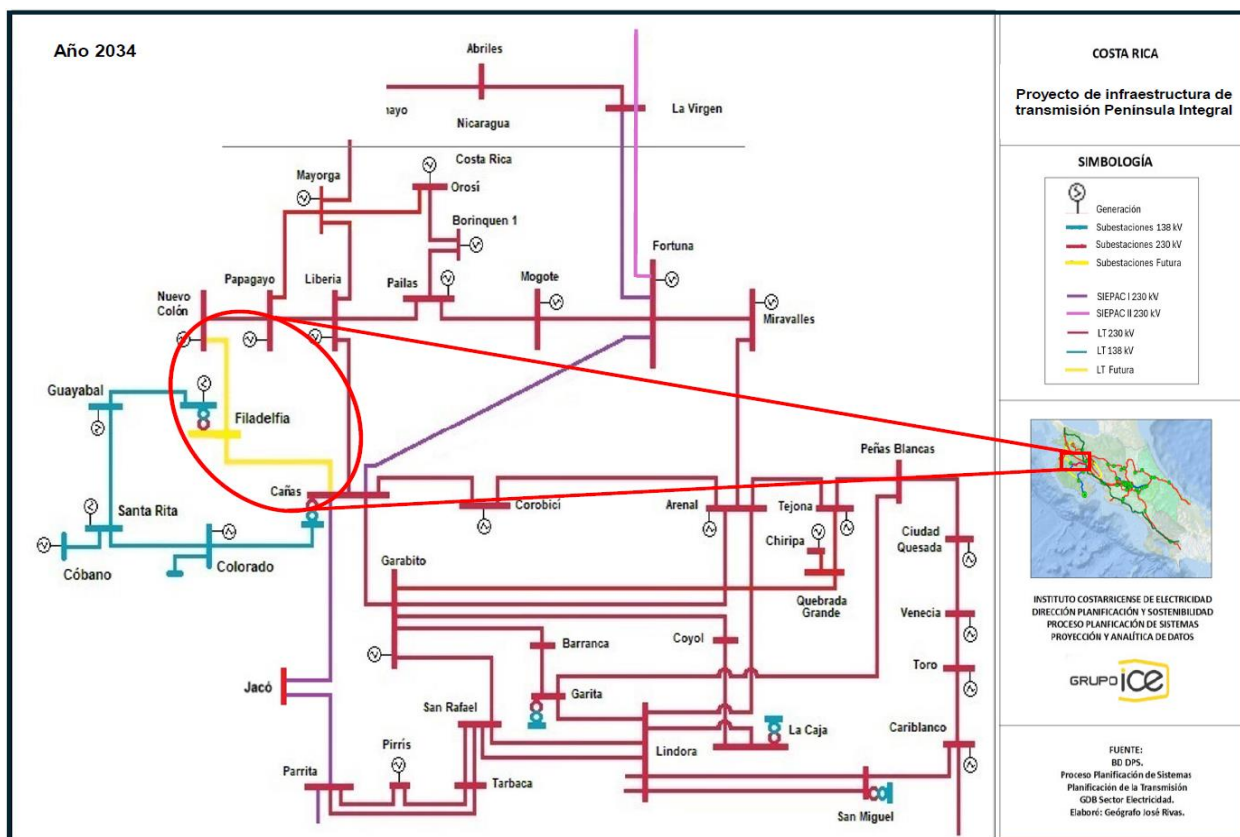
- Construcción de una nueva línea de transmisión, nivel de tensión 230 kV, configuración de doble circuito y tensando el enlace de transmisión desde S.T Nuevo Colón hasta la S.T Filadelfia quedando el segundo circuito previsto. Con un valor mínimo de 300 MVA y máximo de 500 MVA. Longitud aproximada es de 35 km.
- Ampliación de la subestación Nuevo Colón en 2/3 parte de diámetro para conectar la línea de transmisión Nuevo Colón - Filadelfia 230 kV.
- Ampliación de la subestación Filadelfia para albergar los niveles de tensión 230 kV y 138 kV.

- d. Instalación de un banco de autotransformación monofásico de capacidad 110 MVA en la subestación Filadelfia.
- e. Reconstrucción de la Línea de transmisión Cañas - Colorado en configuración de circuito sencillo desde S.T Cañas hasta la S.T Colorado en 138 kV con prevista a futuro para operar a 230 kV. Capacidad mínima de 355 MVA y máximo de 400 MVA. Longitud aproximada de 23.8 km. Nota: (Las estructuras deben de quedar previstas a doble circuito y tendiendo solo uno de ellos).
- f. Ampliación de la subestación Cañas para recibir una sección de línea adicional en 230 kV.
- g. Reconstrucción de la Línea de transmisión Colorado - Santa Rita en configuración de circuito sencillo desde S.T Colorado hasta la S.T Santa Rita en 138 kV con prevista a futuro para operar a 230 kV. Capacidad mínima de 355 MVA y máximo de 400 MVA. Longitud aproximada de 23.8 km. Nota: (Las estructuras deben de quedar previstas a doble circuito y tendiendo solo uno de ellos).

Estas obras tienen como propósito mejorar la regulación de voltaje, lo cual permite mantener niveles de tensión adecuados en condiciones de alta demanda o generación intermitente, evitando afectaciones en la calidad del suministro. Asimismo, minimizar las sobrecargas en los activos existentes contribuye a extender la vida útil de los equipos y reducir pérdidas técnicas.

En la *Figura 10* se puede observar el diagrama unifilar de las obras de transmisión incluidas en el proyecto de infraestructura de transmisión Península Integral.

Figura 10. Diagrama de conexión del proyecto de infraestructura de transmisión Península Integral al Sistema Eléctrico Nacional.



Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE

A nivel de planificación este proyecto debe de estar finalizado para su entrada de operación para el cuarto trimestre del año 2031.

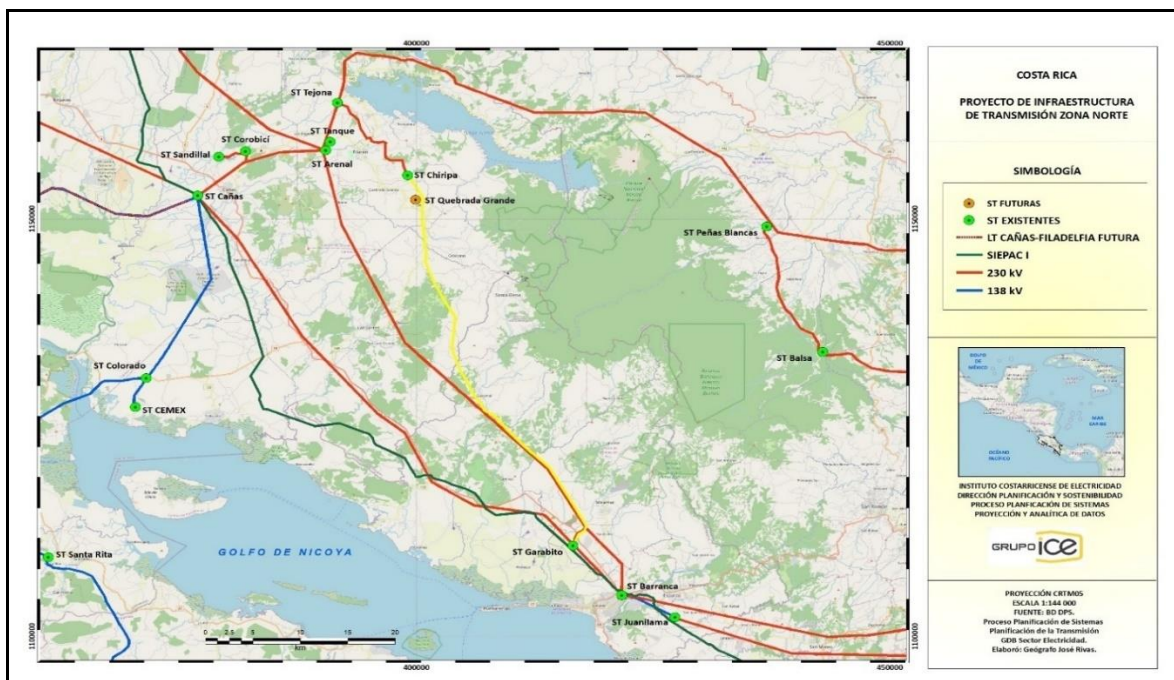
Según las valoraciones técnicas y económicas efectuadas este proyecto tiene un costo de inversión total de 111.31 MUSD, alcanzando una TIR social de 21%.

6.6 Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte.

Este proyecto constituye un refuerzo al sistema de transmisión en la zona norte del país, específicamente en el tramo comprendido entre las subestaciones de Cañas, Tejona y Garabito en nivel de tensión en 230 kV. Su implementación permitirá eliminar problemas de sobrecargas en los enlaces de transmisión existentes en el área de influencia, mejorar la redistribución de flujos de potencia en los enlaces de transmisión adyacentes y aumentar la capacidad de trasiego a futuro. Esto facilitará la incorporación de un mayor número de proyectos de generación renovables en la zona.

El proyecto plantea la construcción de una nueva subestación denominada Quebrada Grande, que tendrá conexión con las subestaciones Chiripa, Tejona y Garabito, como se puede observar en la *Figura 11*.

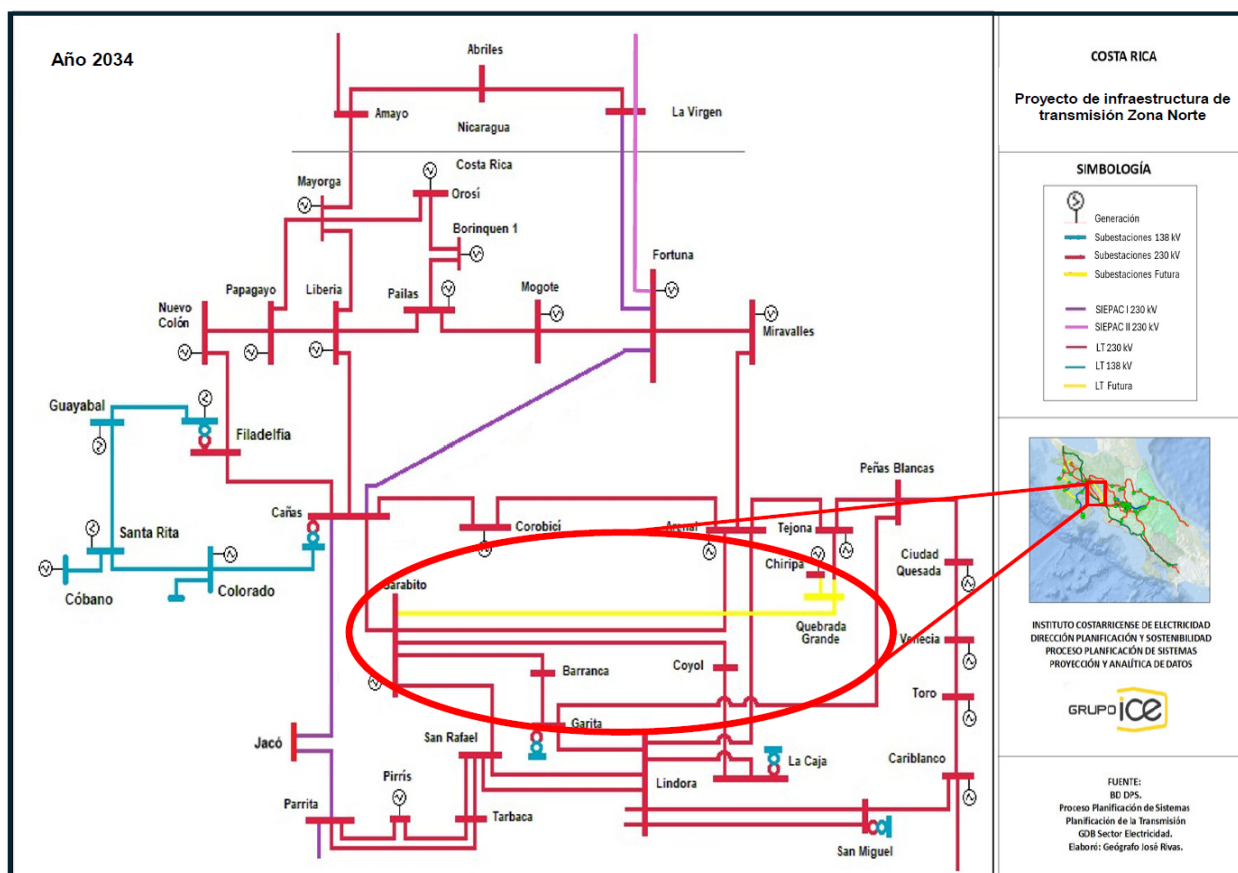
Figura 11. Mapa del área de influencia del proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte.



Nota. Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

El proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte se conectaría al SEN mediante la construcción de un nuevo enlace de transmisión en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T. Quebrada Grande hasta la S.T. Chiripa, uno de los circuitos ingresará a la subestación Chiripa y el otro se conectará al tramo de línea que actualmente llega a S.T. Tejona. Con un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA. Esta nueva línea de transmisión presenta una longitud aproximada de 3,5 km. Además, se construirá una nueva línea de transmisión hasta la subestación Garabito, con una capacidad mínima de operación de 600 MVA, con una longitud aproximada de 51km. En la *Figura 12* se puede ver el diagrama unifilar en donde se visualiza el proyecto.

Figura 12. Diagrama de conexión del proyecto de infraestructura de Zona Norte al Sistema Eléctrico Nacional.



Nota: Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

El Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte, está constituido por las siguientes obras de transmisión:

- a. Construcción de la nueva subestación Quebrada Grande, con un esquema de barras en interruptor y medio. Constituido inicialmente con 2 diámetros con prevista para 4 diámetros adicionales, dejando la terraza para la capacidad total.
- b. Construcción de una nueva línea de transmisión en un nivel de tensión en 230 kV entre las subestaciones Chiripa y Quebrada Grande donde serán tendidos todos los conductores necesarios para formar dos circuitos con una capacidad mínima de 600 MVA y máxima de 700 MVA, distancia de aproximadamente 3,5km.
- c. Construcción de una nueva línea de transmisión a nivel de tensión de 230 kV entre las subestaciones Garabito y Quebrada Grande, que será configurada a doble circuito con una capacidad mínima de operación de 600 MVA en cada uno. Inicialmente en el tramo LT Garabito-Quebrada Grande solo serán instalados los conductores de un circuito y el tendido del segundo circuito se mantendrá pendiente como una prevista para cubrir futuras necesidades del sistema de transmisión. Longitud aproximada de 51 km.
- d. Ampliación de la subestación de la Garabito en 2/3 partes de diámetro.
- e. Incremento de la capacidad de transporte de la L.T Mogote – Fortuna de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 9.9 km.
- f. Incremento de la capacidad de transporte de la L.T Corobicí – Arenal de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 6 km.
- g. Incremento de la capacidad de transporte de la L.T Arenal-Miravalles de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 35.6 km.

- h. Incremento de la capacidad de transporte de la L.T Cañas – Garabito de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 60 km.
- i. Incremento de la capacidad de transporte de la L.T Mogote – Pailas de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 18.4 km.
- j. Incremento de la capacidad de transporte de la L.T Liberia - Cañas de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 42 km.
- k. Incremento de la capacidad de transporte de la L.T Miravalles - Fortuna de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 2 km.
- l. Incremento de la capacidad de transporte de la L.T Miravalles - Fortuna de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 6 km.
- m. Instalación de compensación (bancos de capacitores) 120 MVar. Se realizarán estudios adicionales para definir con mayor precisión la cantidad y tecnología de compensación reactiva a ser requerida por el sistema para los próximos años.

Con el desarrollo de esta infraestructura eléctrica se estaría dotando al Sistema Eléctrico Nacional de una nueva subestación que habilitará nuevos puntos de inyección de generación renovable en los alrededores del Lago de Arenal, zona que cuenta con un gran recurso eólico.

Además, se aumentará la confiabilidad del sistema de transmisión y mejorará la estabilidad de tensión ante contingencia, al evitar colapsos de tensión por la salida del doble circuito Arenal-La Caja y fallas en las barras de las subestaciones Arenal y Cañas, que pueden llevar a una desconexión eléctrica total del SEN.

A nivel de planificación este proyecto debe de estar finalizado para su entrada de operación para el primer trimestre de 2034.

Según las valoraciones técnicas y económicas efectuadas este proyecto tiene un costo de inversión total de \$ 176 millones USD con una TIR social de 12%.

6.7 Proyecto de infraestructura asociado al incremento de demanda.

Este proyecto busca atender la problemática de agotamiento de la infraestructura de transformación existente en las subestaciones Tejar y Cóncavas, para esto se trabajó de forma conjunta con la empresa de distribución JASEC, que tiene la zona de concesión para el servicio eléctrico en la zona de Cartago y sus alrededores, para proponer alternativas de solución ante el crecimiento de la demanda registrado en los últimos años.

Este proyecto consiste en ampliar la capacidad de transformación en las subestaciones de Cóncavas y Tejar con la salvedad que en la subestación de Cóncavas no se debe de instalar un nuevo transformador de potencia sino habilitarlo para que el mismo pueda ser utilizado para el abastecimiento de la demanda eléctrica de JASEC; mientras que en la subestación de Tejar es requerido aumentar su capacidad de transformación para atender el crecimiento de la demanda industrial en esta zona del país.

En la *Figura 13* se muestra un mapa en donde se observan las obras propuestas en el proyecto.

Figura 13. Mapa del área de influencia del proyecto infraestructura asociado incremento de demanda JASEC.



Nota. Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

El proyecto de infraestructura asociado incremento de demanda en la ST Cóncevas y ST Tejar, está constituido por las siguientes obras de transmisión:

- Sustitución de la totalidad de las celdas Metal Clad de 34.5 kV por celdas GIS SF6 para la conexión de los nuevos transformadores de potencia.
- Reemplazo del transformador (04-10) de capacidad de 30/45MVA por un banco de transformadores monofásicos de capacidad 3X33MVA y su conexión a las barras de alta y media tensión.
- Reemplazo del transformador (03-10) de capacidad de 30/45MVA por un banco de transformadores monofásicos de capacidad 3X33MVA y su conexión a las barras de alta y media tensión.

A nivel de planificación este proyecto debe de estar finalizado para su entrada de operación para el segundo trimestre del año 2030.

Según las valoraciones técnicas y económicas efectuadas durante el 2023 este proyecto tiene un costo de inversión total de 10.18 MUSD con una TIR social de 222.9% y corresponde a la instalación de dos transformadores monofásicos de 75 MVA cada uno; sin embargo, al momento de comprar los elementos de transformación se ofertaron dos transformadores monofásicos de 100MVA y a la fecha se está generando una actualización del estudio.

6.8 Obras Nuevas.

En el plan de expansión de la transmisión 2024-2034, se ha identificado e incorporado los proyectos y obras de transmisión detallados en la Tabla 6, los cuales no formaban parte del PET 2021-2031.

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2024	4	DLR	ICE	LT	Miravalles - Arenal 230 kV	230	Instalación de equipos DLR (Dinamic Line Rating) en la línea de transmisión.
					Pailas - Liberia 230 kV	230	Instalación de equipos DLR (Dinamic Line Rating) en la línea de transmisión.
					Liberia - Cañas 230 kV	230	Instalación de equipos DLR (Dinamic Line Rating) en la línea de transmisión.
2025	4	PE El Quijote	ESPH	ST	Mogote	230	Ampliación de la subestación Mogote en 1/3 parte del diámetro 3. Lugar definido para la conexión 6A7.
							Instalación de un transformador de potencia elevador de capacidad de 30/40 MVA.
							Construcción de una barra colectora, fuera de las instalaciones de la subestación Mogote.
2026	2	UAT - VICESA	VICESA	ST	Cóncavas	138	Instalación de un módulo de alta tensión en 138 kV para conectar el transformador de potencia.
						34.5	Instalación de un nuevo transformador de potencia reductor de capacidad por definir.
							Instalación de un módulo de media tensión en 34.5 kV.
	4	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Coyol	230	Sustitución del transformador de potencia reductor (14-11) de capacidad 30/45 MVA.
				ST	Belén	230	Sustitución del transformador de potencia reductor (04-98) de capacidad 30/45 MVA.

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2027	1	PSFV Numu ³	Privado	ST	Liberia	34.5	Instalación del módulo de media tensión en 34.5 kV, espacio asignado 4A6.
		PSFV Tecaless ³		ST	Santa Rita	34.5	Ampliación de la barra de 34.5 kV.
		PSFV Las Cañas ³		ST	Cañas	34.5	Instalación de un módulo de media tensión en 34.5 kV.
		PSFV Colorado ³		ST	Colorado	138	Instalación del módulo de media tensión en 34.5 kV, espacio asignado 4B5.
		PSFV Colorado ³	Privado	ST	Colorado	138	Instalación de los módulos de alta y media tensión.
							Instalación de un transformador de potencia de capacidad de 20/25 MVA.
							Construcción de todo lo requerido para la Instalación del transformador de potencia.
		PSFV San Antonio	ICE	ST	La Caja	34.5	Instalación del módulo de media tensión en 34.5 kV, espacio asignado LD4.
		Repotenciación Planta Eólica Tejona	ICE	ST	Tejona	34.5	Repotenciación de Montecristo 1 a 12.6 MW, Barra A (50214) del Shelther, celda H03 34.5 kV.
							Repotenciación de Montecristo 2 a 29.4 MW, Barra B (50216) del Shelther, celda H10 34.5 kV.

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2027	1	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Poás	230	Sustitución del transformador de potencia reductor (07-91) de capacidad 30/45 MVA.
		Subestación 69/34.5/24.9 kV Florencia	COOPELESCA RL	ST	Ciudad Quesada	230	Instalación de los módulos de alta y media tensión.
						69	Instalación de un transformador de potencia de capacidad de 50 MVA.
						69	Construcción de todo lo requerido para la Instalación del transformador de potencia.
	2	Ampliación de Subestación Guadalupe por reubicación del transformador de potencia	CNFL	ST	Guadalupe	138	Traslado del transformador de potencia (06-11) desde la ST Colima a la ST Guadalupe de capacidad 30/45 MVA.
							Ampliación de la barra de 138 kV para la conexión del transformador.
							Instalación de un módulo de alta tensión en 138 kV.
							Instalación de un módulo de media tensión en 34.5 kV.
	3	PSFV Las Delicias	ICE	ST	Garabito	230	Construcción de 2/3 partes de un nuevo diámetro en la subestación ST Garabito 230 kV.
							Instalación de un nuevo transformador (elevador) monofásico con una capacidad 3X25MVA.
							Construcción de todo lo requerido para la Instalación del transformador de potencia.

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2027	3	PSFV Abangares	ICE	ST	Colorado	138	Modernización de la subestación Colorado pasando de una barra sencilla a un esquema de barra partida con interruptor de enlace y barra auxiliar en 138 kV.
							Instalación de dos transformadores de potencia (elevador) de capacidad 40/45 MVA cada uno.
							Instalación de los módulos de alta y media tensión.
							Construcción de todo lo requerido para la Instalación de los transformadores de potencia.
	4	Incremento de demanda	JASEC	ST	Cónccavas - Ampliación #1	138	Obra civil y electromecánica para instalación de un Shelter que incluye el módulo del transformador y 2 salidas de línea en 34.5 kV.
							Obra civil y electromecánica para la conexión del shelter al transformador (módulo de media tensión).
2028	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	Corobicí - Arenal	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 9.9 km.
				LT	Mogote - Fortuna	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 6 km.
				LT	Arenal- Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 35.6 km.
				ST	ST Arenal 230 kV	230	Traslado del módulo de la LT Arenal-Garabito 230 kV de la barra A a la barra B en la subestación Arenal.

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2028	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	ST	Compensación reactiva ²	34.5	Instalación de compensación (bancos de capacitores) 36 MVar.
		PE Las Pavas ⁴	Privado	ST	Tejona	34.5	Conexión del proyecto al módulo de media tensión en 34.5 kV, espacio asignado 4B2.
		PE La Montosa ⁴		ST	Mogote	230	Construcción de un diámetro nuevo en la barra de 230 kV, que permita la construcción de la sección compartida y la sección requerida para la conexión del proyecto.
							Instalación de un nuevo transformador de potencia elevador de capacidad de 15/20 MVA por parte del interesado en la conexión.
							Construcción de una barra colectora, fuera de las instalaciones de la subestación Mogote.
		PE San Jorge ⁴		ST	Mogote	230	Construcción de un diámetro nuevo en la barra de 230 kV, que permita la construcción de la sección compartida y la sección requerida para la conexión del proyecto.
							Instalación de un nuevo transformador de potencia elevador de capacidad de 15/20 MVA por parte del interesado en la conexión.
							Construcción de una barra colectora, fuera de las instalaciones de la subestación Mogote.
PE Movasa 2 ⁴	ST	Corobicí	34.5	Instalación del módulo de media tensión en 34.5 kV, espacio asignado 4A4.			

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2028	1	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Santa Rita - Guayabal	138	Línea de transmisión nueva en 138 kV en configuración de circuito sencillo desde S.T Guayabal hasta la S.T Santa Rita. Capacidad mínima de 355 MVA en 138 kV. Longitud aproximada de 50 km aprox.
				S.T	Guayabal - Ampliación #5	138	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea de 138 kV.
				S.T	Santa Rita - Ampliación #4	138	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea de 138 kV.
				L.T	Cañas-Colorado	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 123 MVA estado estable diurna. Capacidad estado estable día 590 A, noche 662 A. Capacidad emergencia día 136 MVA, noche 158 MVA.
				L.T	Colorado - San Rita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 123 MVA estado estable diurna. Capacidad estado estable día 590 A, noche 662 A. Capacidad emergencia día 136 MVA, noche 158 MVA.
	2	Incremento de demanda	JASEC	ST	Tejar- Ampliación #2	230	Sustitución de la totalidad de las celdas Metal Clad de 34.5 kV por celdas GIS SF6 para la conexión de los nuevos transformadores de potencia.
		Anillo de Miravalles	ICE	LT	Miravalles - Fortuna	230	Derivación de la línea de trasmisión en la ST Fortuna. Capacidad mínima requerida de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable. Longitud (0.620 km)..
	3	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Santa Rita	138	Sustitución del transformador de potencia (reductor 05-77) de capacidad 20/30 MVA por otro de mayor capacidad 30/45 MVA.

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2029	1	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	S.T Lindora	230	Sustitución del transformador de potencia (reductor 21-97).
		Planta Térmica Moín IV	ICE	ST	S.T Moín	230	Subestación en configuración en interruptor y medio, con 3 módulos para conexón de líneas de transmisión, 2 módulos para salidas de cargas de distribución de la zona, 1 módulo para bloque de potencia para las unidades 9 y 10, 1 módulo para bloque de potencia para las unidades 5 y 6, 1 módulo para el bloque de potencia para la unidad 7, 3 módulos de reserva para refuerzos futuros.
	2	Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí	ICE	S.T	Mayorga	230	Nueva subestación en configuración en interruptor y medio, con 2 diámetros desarrollados inicialmente con prevista para 4 diámetros adicionales, dejando la terraza con la capacitada total.
							Derivación de la línea de interconexión Liberia - Amayo 230 kV. ⁴
		Respaldo de Transformadores	ICE	ST	La Caja	230	Sustitución de un transformador de potencia (reductor 04-98).
				ST	Pailas	230	Sustitución de un transformador de potencia (reductor 02-10).
				ST	Arenal	230	Sustitución de un transformador de potencia (reductor 06-92).
				ST	Arenal	230	Instalación de un transformador de potencia (reductor) de capacidad 30/45 MVA.

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2029	2	Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	ST	Nuevo Colón	230	Ampliación de la subestación en 2/3 parte de diámetro para conectar la línea de transmisión Nuevo Colón - Filadelfia 230 kV.
		Incremento de demanda	ICE	ST	Tejar-Ampliación #2	230	Reemplazo del transformador (04-10) de capacidad de 30/45MVA por un banco de transformadores monofásicos de capacidad 3X33MVA y su conexión a las barras de alta y media tensión.
	3	Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	ST	Cañas	230	Ampliación de la subestación para recibir una sección de línea adicional en 230 kV, en el espacio 6A5 o en el espacio 6B6.
				LT	Nuevo Colón - Filadelfia	230	Línea de transmisión nueva, nivel de tensión 230 kV, configuración de doble circuito y tensando el enlace de transmisión desde S.T Nuevo Colón hasta la S.T Filadelfia quedando el segundo circuito previsto. Con un valor mínimo de 300 MVA y máximo de 500 MVA. Longitud aproximada es de 35 km.
		Proyecto refuerzo transmisión y distribución La Cruz-Guanacaste	ICE	LT	Liberia - Amayo	230	Derivación de la línea de transmisión Liberia - Amayo en la ST La Cruz 230 kV ⁵ .
				ST	La Cruz		Nueva subestación La Cruz, configuración interruptor y medio, 2 salidas de línea, 1 salida de transformación, 5 salidas de línea de distribución en 34.5 kV.

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034_Continuación

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2029	3	Proyecto refuerzo transmisión y distribución La Cruz-Guanacaste	ICE	ST	La Cruz	230	Instalación de un transformador de potencia (reductor) de capacidad 20/30 MVA.
		Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Cachi	230	Sustitución de un transformador de potencia reductor (09-73).
					Colima	230	Sustitución de un transformador de potencia reductor (02-81).
					Coyol	230	Sustitución del transformador de potencia trifásico reductor (14-11) de capacidad de 30/45 por un banco de transformación monofásico de capacidad de 3x33.3 MVA.
2030	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	ST	Compensación reactiva ²	34.5	Instalación de compensación (bancos de capacitores) 84 MVar.
				LT	Cañas - Garabito	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 60 km.
				LT	Mogote - Pailas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 18.4 km.
				LT	Liberia - Cañas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 42 km.

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2030	1	Proyecto de infraestructura de distribución Zona Norte	ICE	ST	Tejona	230	Construcción de 2/3 parte de diámetro en la subestación ST Tejona 230 kV.
							Instalación de un transformador de potencia (reductor) con un nivel de tensión 230/69/13.8 kV, de capacidad 20/30 MVA.
							Instalación de una sección de línea a 69 kV.
							Construcción de una barra a 69 kV.
							Instalación de una sección de reserva a 69 kV.
	2	Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	ST	Filadelfia	230	Ampliación de la subestación Filadelfia para albergar los niveles de tensión 230 kV y 138 kV.
						230	Instalación de un banco de autotransformación monofásico de capacidad 110 MVA.
	2	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Alajuelita	230	Sustitución del transformador de potencia (reductor 11-81).
		Incremento de demanda	ICE	ST	Tejar-Ampliación #2	230	Reemplazo del transformador (03-10) de capacidad de 30/45MVA por un banco de transformadores monofásicos de capacidad 3X33MVA y su conexión a las barras de alta y media tensión.

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2030	3	Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Palmar Norte	230	Sustitución del Reactor (18-93) de capacidad 20 MVar.
	4	Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí	ICE	S.T	Papagayo	230	Ampliación de la subestación en 2/3 partes de un diámetro para recibir una sección de línea adicional en 230 kV.
							Revisión de la capacidad de los equipos terminales del enlace de transmisión que viene desde S.T Liberia, dado que está limitada 173 MVA, siendo la capacidad certificada de 250 MVA.
					La Cruz	230	Instalación de un reactor de capacidad 20 MVar que sustituye el ubicado en la S.T Liberia.
		Respaldo de Transformadores	ICE	ST	Rio Claro	230	Sustitución del Reactor (08-92) de capacidad 20 MVar.
2031	2	Proyecto de infraestructura de distribución Zona Norte	ICE	ST	Fortuna	230	Construcción de 2/3 parte de diámetro en la subestación ST Fortuna 230 kV.
							Instalación de un transformador de potencia (reductor) con un nivel de tensión 230/69/13.8 kV, de capacidad 20/30 MVA.
							Instalación de una sección de línea a 69 kV.
							Construcción de una barra a 69 kV.
							Instalación de una sección de reserva a 69 kV.

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2031	4	Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	LT	Cañas - Colorado	138	Reconstrucción de la Línea de transmisión Cañas - Colorado en configuración de circuito sencillo desde S.T Cañas hasta la S.T Colorado en 138 kV con prevista a futuro para operar a 230 kV. Capacidad mínima de 355 MVA y máximo de 400 MVA. Longitud aproximada de 23.8 km. Nota: (Las estructuras deben de quedar previstas a doble circuito y tendiendo solo uno de ellos).
		Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral	ICE	LT	Colorado - San Rita	138	Reconstrucción de la Línea de transmisión Colorado - Santa Rita en configuración de circuito sencillo desde S.T Colorado hasta la S.T Santa Rita en 138 kV con prevista a futuro para operar a 230 kV. Capacidad mínima de 355 MVA y máximo de 400 MVA. Longitud aproximada de 23.8 km. Nota: (Las estructuras deben de quedar previstas a doble circuito y tendiendo solo uno de ellos).
2032	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	Miravalles - Fortuna	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox 2 km.
		Borinquen II	ICE	ST	Borinquen	230	Instalación de un transformador de potencia (elevador) de capacidad 55/65 MVA.
	3	Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí	ICE	LT	Orosi - Mayorga	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Mayorga hasta la S.T Orosi. Capacidad mínima de 390 MVA hasta 600 MVA. Longitud aproximada de 17 km.
				LT	Papagayo - Mayorga	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Mayorga hasta la S.T Papagayo. Capacidad mínima de 390 MVA hasta 600 MVA. Longitud aproximada de 24 km.

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2033	4	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	LT Garabito-Quebrada Grande	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Quebrada Grande hasta la S.T Garabito. Con un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA. Longitud aproximada de 51 km. Nota: (Las estructuras deben quedar previstas a doble circuito y tendiendo solo uno de ellos).
				ST	Ampliación Subestación Garabito	230	Construcción de 2/3 parte de diámetro en la subestación ST Garabito.
				LT	LT Chiripa-Quebrada Grande	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Quebrada Grande hasta la S.T Chiripa. Con un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA. Longitud aproximada de 3,5 km aproximadamente. Nota: (Las estructuras previstas a doble circuito se utilizarán para interconectar a Chiripa desde la subestación Quebrada Grande).
				ST	ST Quebrada Grande	230	Nueva subestación ST Quebrada Grande, con un esquema de barras en interruptor y medio. Constituido inicialmente con 2 diámetros con prevista para 4 diámetros adicionales, dejando la terraza para la capacidad total.
2034	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	Arenal-Tejona	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a un valor mínimo de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable, distancia aprox. 6 km.

Tabla 6. Obras nuevas incorporadas en el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2034	1	PH Fourth Cliff	ICE	L.T	Trapiche - Leesville	230	Derivación de la línea de transmisión en la ST Fourth Cliff 230 kV. Capacidad estado estable día 343 MVA. Longitud aproximada de 1km en doble circuito, (Cambio de la torre T4 por una torre de remate en 230 kV, Instalación de una torre de suspensión para la derivación en 230 kV, Tendido de dos circuitos entre la ST Fourth Cliff 230 kV y la nueva T4, Tendido de un tramo completo de OPGW entre la ST Fourth Cliff 230 kV y la nueva T4).
				ST	ST Fourth Cliff	230	ST Fourth Cliff (barra principal con una barra auxiliar, 1 sección de reserva, 1 sección de transformación para conectar un transformador de potencia capacidad de 50/60 MVA, 1 barra colectora en un nivel de tensión de 13.8 kV.

Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

Las obras identificadas en la Tabla 6 corresponden en mayor proporción a la incorporación de refuerzos de transmisión asociados a la parte norte del país, no obstante, también se puede apreciar la incorporación de nuevas obras de transmisión para la interconexión de proyectos de generación, de distribución y de clientes en alta tensión, lo que permite promover una planificación integrada, donde el sistema de transmisión se desarrolle y planifique acorde a los requerimientos que el país demanda.

6.9 Obras finalizadas y en operación.

En el marco del presente plan de expansión de la transmisión, se realizó un seguimiento de las obras incluidas en el Plan de Expansión de Transmisión 2021-2031, planificadas para entrar en operación entre 2021 y 2024. En esta revisión se identificó que, durante este periodo, se interconectaron alrededor de 28 obras al sistema de transmisión, lo que permitirá su buen funcionamiento y mejorar la eficiencia del SEN, el detalle se muestra en la Tabla 7.

Tabla 7. Obras finalizadas entre el PET 2021-2031 y el PET 2024 – 2034.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				PET 2021		PET 2024	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Año	Trim	Año	Trim
2021	1	Tejona	ICE	ST	Tejona - Ampliación #3	230	Ampliación de la subestación para conectar el transformador (6-02), (55 MVA), proveniente de ST Arenal.	2021	1	2021	1
		Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Coronado	230	Instalación del Transformador #2-230 / 34.5 / 13.8, 45 MVA. BID CCLIP 2747.	2021	1	2021	1
				LT	Lindora - La Caja #2	230	Incremento de la capacidad de transporte de 380 MVA a 423 MVA. Capacidad estado estable día 423 MVA, estable noche 494 MVA, emergencia día 548 MVA, emergencia noche 651 MVA.	2021	1	2021	1
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Garita - Lindora	230	Incremento de la capacidad de transporte de 470 MVA a 528 MVA. Capacidad estado estable día 528 MVA, estable noche 627 MVA, emergencia día 607 MVA, emergencia noche 728 MVA.	2021	1	2021	1
		UAT Florida Bebidas	Florida Bebidas	ST	Belén- Ampliación #4	230	Módulo para conexión del UAT y transformador 15/20 MVA.	2021	1	2021	1

Tabla 7. Obras finalizadas entre el PET 2021-2031 y el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				PET 2021		PET 2024	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Año	Trim	Año	Trim
2021	2	Interconexión Coope-Guanacaste	Coope-Guanacaste	ST	Guayabal	69	Construcción del módulo de baja tensión del transformador 138 / 69 kV.	2021	2	2021	2
		Interconexión Coope-Guanacaste	ICE	ST	Guayabal	69	Sustitución del transformador 1-97, 138/24,9 kV 30 MVA, por uno nuevo 138/69 kV 45 MVA. BID CCLIP 2747.	2021	2	2021	2
				ST	Nuevo Colón - Ampliación #1	230	Ampliación de la subestación para instalar un transformador 230/69-34,5/13,8 kV, 60 MVA. BID CCLIP 2747.	2021	2	2021	2
						230	Ampliación de la subestación para la construcción del módulo de baja tensión del transformador 230 / 69 kV.	2021	2	2021	2
	2	Anillo Sur	ICE	LT	Higuito - El Este - (Circuito Pirrís - Tejar)	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 345 MVA. Longitud aproximada de 13.8 km. Un circuito.	2021	2	2021	2
				LT	Rio Macho - San Miguel Ampliación#3 (Circuito El Este - Tejar)	230	Reconstrucción de la L.T El Este - Tejar. Línea de transmisión en configuración de doble circuito. Capacidad de 348 MVA. Longitud aproximada 9 km. Un circuito.	2021	2	2021	2

Tabla 7. Obras finalizadas entre el PET 2021-2031 y el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				PET 2021		PET 2024	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Año	Trim	Año	Trim
2021	2	Anillo Sur	ICE	ST	Tejar - Ampliación #1	230	Ampliación de la subestación Tejar en dos secciones, una para salida de línea transmisión y otro para el enlace de barras tecnología GIS.	2021	2	2021	2
		ST		Heredia	138	Sustitución del transformador 6-81, 138/34.5 kV con capacidad de 30 MVA por uno de 45 MVA. BID CCLIP 2747.	2021	2	2021	2	
		ST		Heredia	138	Sustitución del transformador 04-93, 138/34.5 kV con capacidad de 30 MVA por uno de 45 MVA. Trasladado de .ST Guayabal.	2021	2	2021	2	
		ST		Caja	230	Sustitución del Autotransformador 10-77, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por otro monofásico a 110 MVA. BID CCLIP 2747.	2021	2	2021	2	
		ST		Desamparados	138	Sustitución del transformador 03-06, 138/34.5 kV con capacidad de 45 MVA por otro de 75 MVA. BID CCLIP 2747.	2021	2	2021	2	
		Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición									

Tabla 7. Obras finalizadas entre el PET 2021-2031 y el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				PET 2021		PET 2024	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Año	Trim	Año	Trim
2021	3	Reemplazo de transformadores por falla	ICE	ST	Desamparados	138	Sustitución del transformador 7-91, 138/34,5/13,8 kV con capacidad de 45 MVA por otro a 75 MVA. INS.	2021	3	2021	3
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Liberia - Frontera	230	Incremento de la capacidad de transporte de 250 MVA a 390 MVA. Capacidad estado estable día 390MVA, noche 442 MVA. Capacidad emergencia día 485 MVA, noche 566 MVA.	2021	4	2021	3
		Reemplazo de transformadores por falla	ICE	ST	S.T Naranjo	34.5	Cambio de la Movil Efacec de 30 MVA 138/34.5 kV por el transformador 7-91 de 45 MVA.	2021	4	2021	3
2022	1	S.T La Ribera	Bridgestone Costa Rica	ST	La Ribera	230	Subestación nueva en configuración interruptor y medio, 2 módulos de línea, 2 transformadores de 16/20 MVA.	2022	1	2022	1
				LT	Caja - Belén	230	Derivación LT Caja - Belén 230 kV para la conexión de la nueva barra (50 m, 2 circuitos).	2022	1	2022	1

Tabla 7. Obras finalizadas entre el PET 2021-2031 y el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				PET 2021		PET 2024	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Año	Trim	Año	Trim
2023	2	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	San Isidro - Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300 MVA, noche 377 MVA. Capacidad emergencia día 376 MVA, noche 491 MVA.	2022	2	2023	2
	4	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal - Ampliación #3	24.9	Instalación del 1er módulo para la conexión de 1 banco de capacitores de 6 MVar en la barra A de 34.5 kV.	2022	3	2023	4
				ST	Guayabal - Ampliación #4	138	Ampliación de la subestación con dos 2 módulos en alta tensión al aire, barra principal y auxiliar.	2022	4	2023	4
2024	2	Modernización Subestación Moín	ICE	ST	Moín - Ampliación #12	230	Instalación de tres barras, 17 celdas en media tensión encapsuladas GIS - (Shelter).	2023	2	2024	2
							Instalación de un nuevo Transformador de potencia, Transformador #5, 230/34.5/13.8, de capacidad 30/45 MVA.	2023	2	2024	2
	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Tejona - Peñas Blancas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 350 MVA a 510 MVA. Capacidad estado estable día 510 MVA, noche 641 MVA. Capacidad emergencia día 616 MVA, noche 785 MVA.	2024	4	2024	4
		Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Cañas - Ampliación #11	230	Sustitución del autotransformador 21-83 trifásico 230/138 kV, 110 MVA, por el 06-03 EFACEC 110 MVA.	2025	4	2024	4

Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

6.10 Obras reprogramadas.

En la revisión efectuada al plan de expansión de la transmisión 2021-2031, se identificó que hubo obras que, por diferentes razones, no lograron entrar en operación en tiempo y forma acorde a los estudios eléctricos efectuados, las cuales se detalla en la Tabla 8.

Tabla 8. Obras reprogramadas entre el PET 2021-2031 y el PET 2024 – 2034.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				PET 2021		PET 2024	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Año	Trim	Año	Trim
2024	2	Modernización Subestación Moín	ICE	ST	Moín - Ampliación #12	230	Desmantelamiento del transformador 03-62 de 30 MVA, con su módulo de alta tensión y de dos circuitos de distribución.	2023	2	2024	2
	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300 MVA, noche 386 MVA. Capacidad emergencia día 386 MVA, noche 521 MVA.	2021	4	2024	4
2025	1	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal - Ampliación #3	24.9	Instalación de un segundo módulo para la conexión de 1 banco de capacitores de 6 MVar en la barra A de 24.9 kV.	2022	3	2025	1
	4	Modernización Subestación Moín	ICE	ST	Moín - Ampliación #13 ¹	230	Instalación de un segundo transformador de potencia reductor con un nivel de tensión de 230/34.5/13.8 kV de capacidad de 45 MVA, denominado como transformador #6 que alimentará la sección E a 34.5 kV del "Shelter" de potencia de ST Moín desde la barra B de 230 kV de ST Moín.	2026	1	2025	4

Tabla 8. Obras reprogramadas entre el PET 2021-2031 y el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				PET 2021		PET 2024	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Año	Trim	Año	Trim
2028	2	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Fortuna	230	Nueva subestación Fortuna 230 kV, esquema interruptor y medio, con 3 diámetros desarrollados inicialmente con prevista para 3 diámetros adicionales, dejando la terraza con la capacitada total.	2025	1	2028	2
				ST	Fortuna	230	Construcción de la sección para el reactor que sustituye el ubicado en la S.T Cañas.	2025	1	2028	2
				LT	Fortuna - Mogote	230	Derivación de la línea de trasmisión en la ST Fortuna. Capacidad mínima requerida de 600 MVA y máximo de 700 MVA en estado estable. Longitud (0.920 km).	2025	1	2028	2
				LT	Cañas - Fortuna	230	Derivación de la LT SIEPAC en la ST Fortuna. Capacidad estado estable día 371 MVA. Capacidad emergencia día 401 MVA. Longitud 2.5 km.	2025	1	2028	2
				LT	Fortuna - La Virgen	230	Derivación de la LT SIEPAC en la ST Fortuna. Capacidad estado estable día 371 MVA. Capacidad emergencia día 401 MVA. Longitud 2.5 km.	2025	1	2028	2

Tabla 8. Obras reprogramadas entre el PET 2021-2031 y el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				PET 2021		PET 2024	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Año	Trim	Año	Trim
2028	3	Proyecto de infraestructura de transmisión enlace Norte-Centro	ICE	LT	ST Garabito, ampliación 1	230	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea.	2030	1	2028	3
		Proyecto de infraestructura de transmisión enlace Norte-Centro	ICE	LT	Entronque ST San Rafael (Lindora - Tarbaca 1 y 2)	230	Derivación de la línea de transmisión en la ST San Rafael 230 kV. Capacidad estado estable día 343 MVA. Longitud aproximada de 0.100 km en doble circuito.	2030	1	2028	4
2029	2	Proyecto de infraestructura de transmisión enlace Norte-Centro	ICE	ST	San Rafael	230	Nueva subestación en configuración interruptor y medio, 4 diámetros completos, 5 sección de línea, 1 sección prevista.	2030	1	2029	2
		Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Cañas - Guayabal - Ampliación #2 (Circuito Cañas - Filadelfia)	230	Reconstrucción e Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA en 138 kV con aislamiento para operar a 230 kV. Longitud 36,7 km.	2025	1	2029	2
				LT	Cañas - Guayabal - Ampliación #2 (Circuito Filadelfia - Guayabal)	138	Reconstrucción e Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA en 138 kV con aislamiento para operar a 230 kV. Longitud 21,6 km.	2025	1	2029	2

Tabla 8. Obras reprogramadas entre el PET 2021-2031 y el PET 2024 – 2034_Continuación.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				PET 2021		PET 2024	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	Año	Trim	Año	Trim
2029	3	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Fortuna	230	Instalación de un nuevo Reactor en la subestación de Fortuna de capacidad de 20 MVar.	2025	1	2031	3
				ST	Cañas	230	Retiro del Reactor en la subestación de Cañas de capacidad de 20 MVar.	2025	1	2029	3
	4	Borinquen I	ICE	ST	Borinquen	230	Nueva subestación Borinquen, configuración interruptor y medio, 2 diámetros completos, 2 salidas de línea, 2 para la conexión de la planta.	2027	1	2029	4
							Instalación de un transformador de potencia (elevador) de capacidad 55/65 MVA.	2027	1	2029	4
2030	2	Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí	ICE	S.T	Orosi	230	Ampliación de la subestación para recibir una sección de línea adicional en 230 kV.	-	-	2030	2
2031	1	Proyecto de infraestructura de transmisión enlace Norte-Centro	ICE	LT	Garabito - San Rafael	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Garabito hasta la S.T San Rafael. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada de 70 km.	2030	1	2031	1

Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

6.11 Obras retiradas.

Durante la revisión del plan de expansión de la transmisión 2021-2031, se identificó que algunas obras destinadas a reforzar la transmisión en la Zona Norte, según su estudio de prefactibilidad, tuvieron que ser redefinidas. Esto se debió al crecimiento de la demanda de energía eléctrica nacional experimentado entre 2021 y 2024. Esta situación generó un aumento significativo en las proyecciones de demanda, las cuales se pueden observar en el Anexo 3, reflejando mayores necesidades energéticas en los planes de expansión, en la Tabla 9 se detalla el efecto que tuvo sobre la expansión de la red de transmisión.

Tabla 9. Obras retiradas entre el PET 2021-2031 y el PET 2024 – 2034.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2030	1	Proyecto de infraestructura de transmisión Anillo de Orosí	ICE	LT	Liberia - Amayo	230	Línea de transmisión nueva en configuración de doble circuito, derivando la Liberia - Amayo hasta la ST Orosí 230 kV. Capacidad mínima estado estable día 390 MVA. Longitud aproximada de 20 km en doble circuito.
				LT	Liberia - Amayo	230	Cambio de estructuras y de conductor. Capacidad estado estable día 390 MVA. Longitud aproximada de 20 km. En el tramo comprendido entre la derivación a Papagayo con dirección hacia la frontera con Nicaragua.
	3	Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte	ICE	LT	Mogote - Garabito	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Mogote hasta la S.T Cañas. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada de 47 km.
							Reconstrucción de la L.T Cañas - Garabito en configuración de doble circuito. Nueva capacidad requerida 600 MVA. Longitud aproximada de 60.6 km.

Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

6.12 Obras en estudio.

6.12.1 Refuerzos infraestructura de transmisión zona atlántico

En los últimos años, la región Caribe, y en particular el área de influencia de la Subestación Moín, ha adquirido una importancia estratégica creciente dentro del Sistema Eléctrico Nacional (SEN), dada su ubicación geográfica y su potencial para facilitar la incorporación de soluciones de respaldo energético. Eventos recientes, como la sequía prolongada registrada en 2024, han puesto en evidencia la necesidad de evaluar medidas que contribuyan al fortalecimiento de la capacidad operativa del sistema eléctrico en dicha zona.

En este marco, se han iniciado análisis preliminares orientados a estudiar posibles refuerzos en la red de transmisión, con el propósito de valorar técnicamente la viabilidad de incorporar nueva capacidad de generación en esa zona, incluyendo el proyecto identificado como PT Moín IV. Entre las iniciativas que se encuentran en una etapa inicial de estudio, se contempla la posible construcción de un enlace de transmisión en 230 kV entre la Subestación Moín y el Puerto de JAPDEVA, así como un eventual doble circuito entre Río Macho y Tejar, las cuales podrían habilitar nuevos puntos de inyección de energía al sistema.

6.12.2 Proyecto de infraestructura de transmisión Occidente

Para el desarrollo del Plan de Expansión de la Transmisión 2024-2034, se ha incluido un apartado que refleja algunos estudios que, debido a su grado de madurez, aún no cuentan con un estudio de prefactibilidad o factibilidad concluido. Sin embargo, estos estudios están en desarrollo y, al momento de realizar un corte para documentar el presente informe, se decidió separarlos en este apartado.

En la Tabla 10 se detalla el proyecto de infraestructura de transmisión Occidente, cuya área de influencia está en el cantón de Grecia, Alajuela y las zonas circundantes.

Tabla 10. Obras en estudio en el PET 2024 – 2034.

Total de obras	Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Estado	PET 2024 - 2034	
	Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión		Año	Trim
1	2026	2	Refuerzo de Transmisión Occidente	ICE	ST	Poás	138	Instalación de un módulo de alta tensión para conectar el transformador de potencia	En estudio	2026	2
2	2026	2					138	Instalación del transformador de potencia (04-93) de capacidad 20/30 MVA		2026	2
3	2026	2					34.5	Instalación de un módulo de media tensión para conectar la barra de 34.5 kV		2029	2
4	2026	2					34.5	Construcción del a barra de 34.5 kV para dos circuitos de distribución		2029	2
5	2029	2					138	Sustitución del transformador de potencia (07-91) de capacidad 30/45 MVA por uno de 75 MVA monofásico.		2029	2
6	2029	2					34.5	Conexión de los dos circuitos nuevos		2029	2
7	2030	1					230	Ampliación de la subestación Poás para incluir el nivel de tensión de 230 kV en esta subestación y adicionalmente para aumentar la capacidad de transformación instalada.		2030	1
8	2030	1			ST	Tacares	230	Construcción de nueva ST Tacares, con un esquema de barras en interruptor y medio. Constituido inicialmente con 3 diámetros con prevista para 5 diámetros adicionales, dejando la terraza para la capacidad total.		2030	1

Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

En los últimos años, la provincia de Alajuela ha experimentado el crecimiento de proyectos impulsados por la creación de zonas francas, expansión de compañías y el aumento de zonas comerciales. Este es el caso de cantones como Poás y Grecia en los que se espera la llegada de nueva inversión y, por ende, el aumento en la demanda eléctrica de la zona.

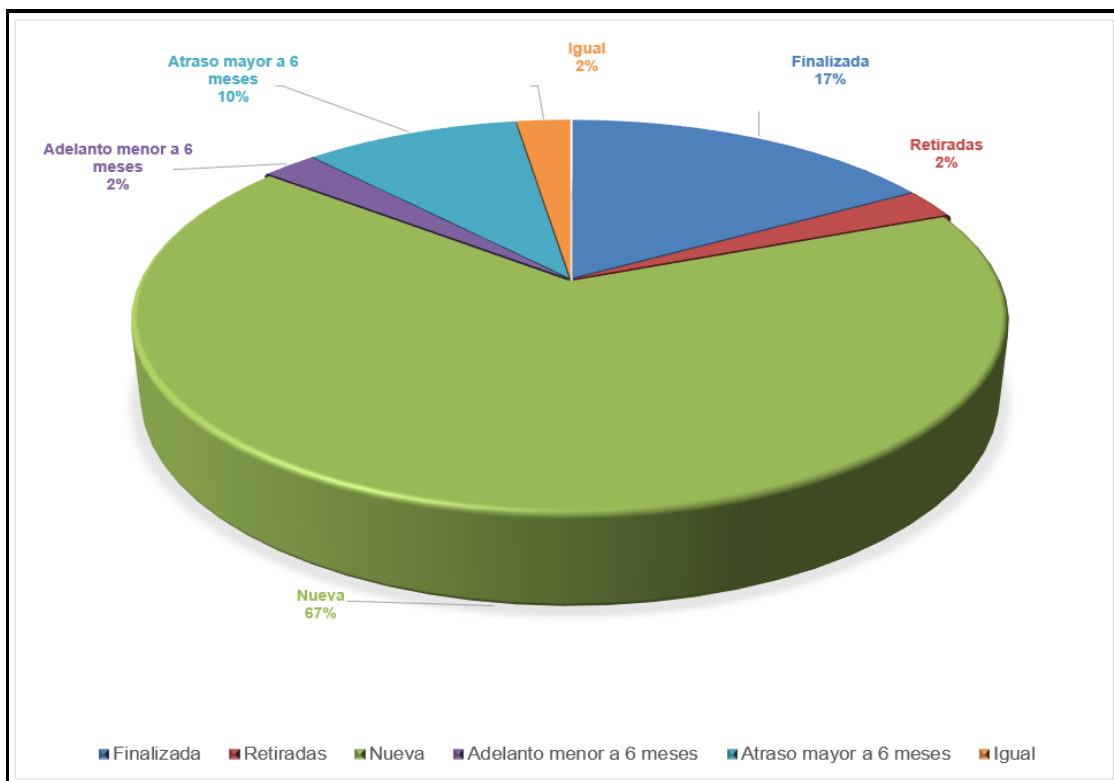
Actualmente el cantón de Grecia tiene desarrollos industriales en funcionamiento como Panduit y Parque Activa, además de proyectos en desarrollo como Evolution Free Zone, Zona Franca Grecia (el cual es la primera etapa del proyecto Green Valley), Parque Activa Tech & Med, proyectos de la Cámara Empresarial de Grecia y Hacienda Tacares. Para atender la necesidad de la zona, actualmente se están estudiando múltiples alternativas de conexión para este nuevo bloque de demanda que el sistema costarricense debe de atender en el corto, mediano y largo plazo, a continuación, se detallan las obras que están en análisis:

- a. Construcción del a barra de 34.5 kV para dos circuitos de distribución en S.T. Poás.
- b. Instalación del transformador de potencia (04-93) de capacidad 20/30 MVA en S.T. Poás.
- c. Instalación de un módulo de alta tensión para conectar el transformador de potencia en S.T. Poás.
- d. Instalación de un módulo de media tensión para conectar la barra de 34.5 kV en S.T. Poás.
- e. Sustitución del transformador de potencia (07-91) de capacidad 30/45 MVA por uno de 75 MVA monofásico.
- f. Construcción de nueva ST Tacares, con un esquema de barras en interruptor y medio. Constituido inicialmente con 3 diámetros con prevista para 5 diámetros adicionales, dejando la terraza para la capacidad total.

6.13 Resumen de las variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión.

Del total de obras registradas entre los documentos PET 2021-2031 y PET 2024-2034, las cuales suman un total de 168 obras con cierre a diciembre de 2024, únicamente el 12% presentaron reprogramaciones. De estas, el 2% tuvo un adelanto menor a 6 meses, el 10% registró un atraso mayor a 6 meses, el 2% mantuvo su proyección original, y el 2% fue retirado debido a cambios en el alcance que ya no atendían las necesidades futuras del país. Solo el 17% de las obras entró en operación según lo previsto, véase Gráfica 5.

Gráfica 5. Distribución de obras de transmisión en función de la fecha de entrada en operación.



Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

6.14 Obras de transmisión prioritarias.

A partir de los estudios técnicos elaborados durante el periodo 2023 y 2024 se desarrolló el Plan de Expansión de la Transmisión 2024 - 2034, donde se determinó que los proyectos de transmisión que resultan prioritarios para asegurar la suficiente capacidad de transporte de energía son los siguientes:

- i. Incremento de la capacidad de transporte de líneas de 138 kV y 230 kV, (2024, 2034).
- ii. Proyecto de Transmisión Anillo de Miravalles, (2029).
- iii. Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya (2029).
- iv. Incremento de demanda (2030).
- v. Proyecto de infraestructura de Transmisión Enlace Norte – Centro, (2031).
- vi. Proyecto de infraestructura de Transmisión Anillo de Orosí, (2032).
- vii. Proyecto de infraestructura de Transmisión Península de Nicoya Integral, (2031).
- viii. Proyecto de infraestructura de Transmisión Zona Norte, (2034).

En todos los proyectos mencionados anteriormente, es esencial cumplir con las fechas establecidas en el Plan de Expansión de la Transmisión. Además, siempre que sea factible, se debe propiciar la entrada en operación adelantada.

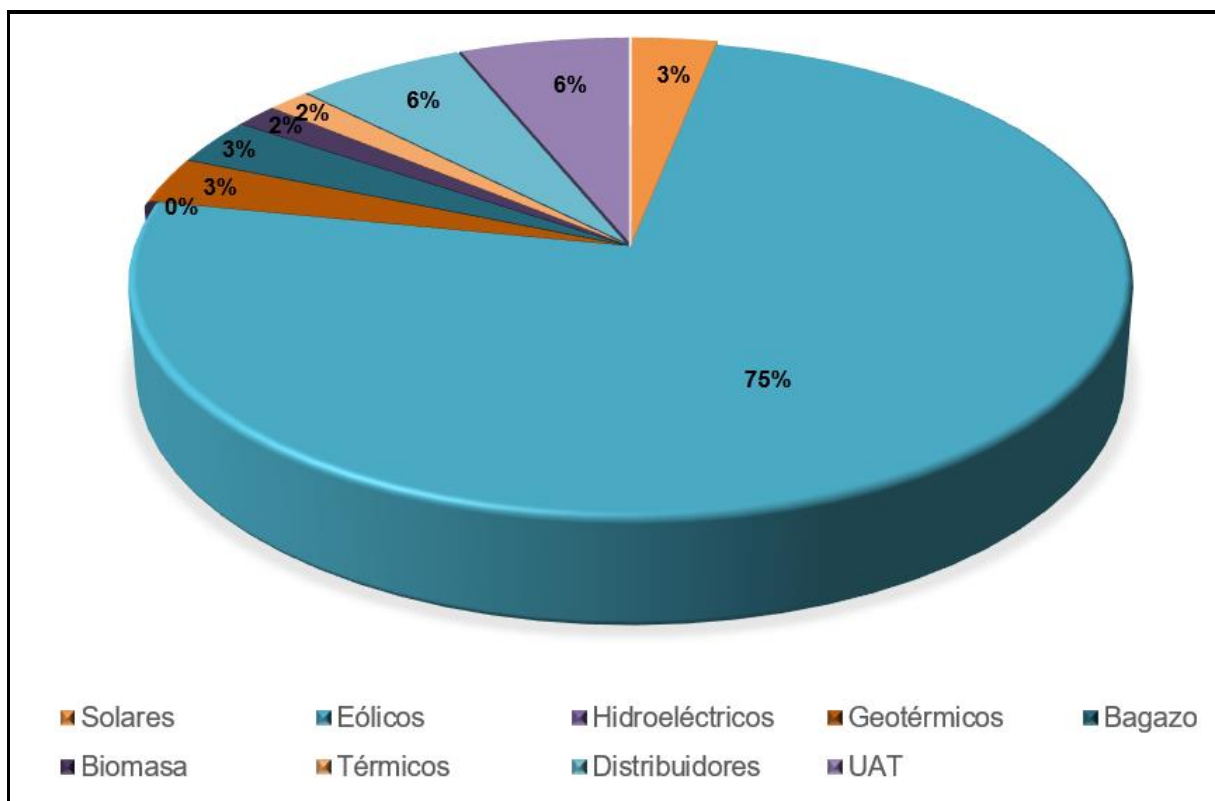
6.15 Conexiones al Sistema de transmisión.

Las solicitudes de acceso o conexiones al sistema de transmisión de Costa Rica en 230 y 138 kV se enmarca en la normativa nacional, donde se establece que “El acceso al Sistema Eléctrico Nacional es libre para cualquier persona física o jurídica, siempre y cuando el interesado, cumpla con las leyes de la República de Costa Rica y con las reglamentaciones y normas técnicas emitidas por la Autoridad Reguladora y siguiendo los procedimientos aprobados por la Autoridad Reguladora, conforme a las disposiciones de esta norma técnica” (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, Febrero 2016).

En el periodo 2022-2024 se han desarrollado de 126 estudios de conexión asociadas a solicitudes de acceso y conexión realizadas por agentes distribuidores, consumidores en alta tensión y generadores, las cuales en su mayoría se encuentran ubicadas en la parte

norte del país por su potencial para generar energía limpia; no obstante, también se han presentado solicitudes de acceso en otras partes del país, ver Gráfica 6.

Gráfica 6. Cantidad de solicitudes de acceso al sistema de transmisión de Costa Rica.

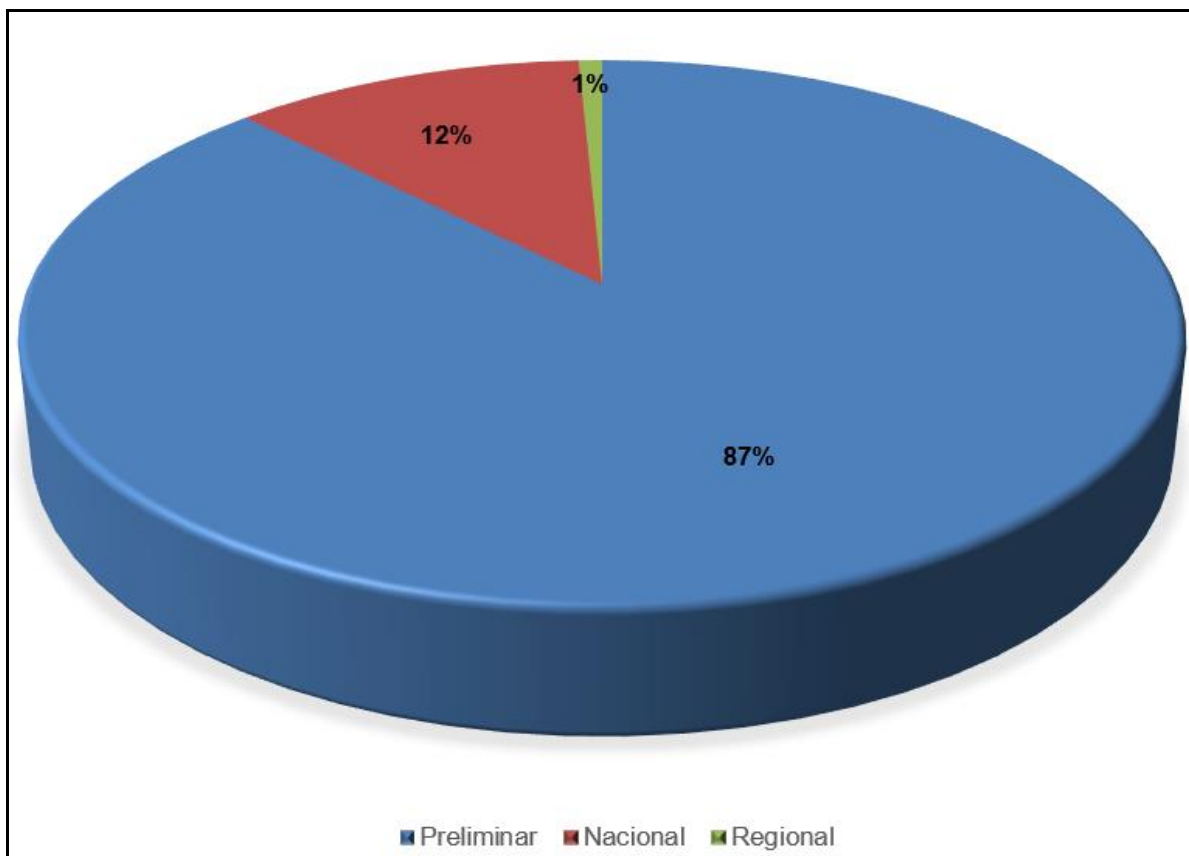


Nota. Elaborado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

De la Gráfica 6 se puede observar que la mayor cantidad de solicitudes de conexión al sistema de transmisión de Costa Rica atendidas durante el periodo 2022 – 2024, obedecen a estudios asociados a proyectos de generación eólicos con un 75%, seguidos por los estudios de conexión de clientes de alta tensión y usuarios en alta tensión con un 6% cada uno y con porcentajes menores se ubican las conexiones de proyectos solares, geotérmicos y asociados al bagazo cada uno con un 3% y por último con un 2% los de biomasa y el térmico.

Otro aspecto de gran relevancia es que del total de estudios efectuados el 87% corresponde a estudios de conexión preliminares, el 12% a conexión definitiva nacional y solo un 1% de conexión definitiva regional, véase Gráfica 7.

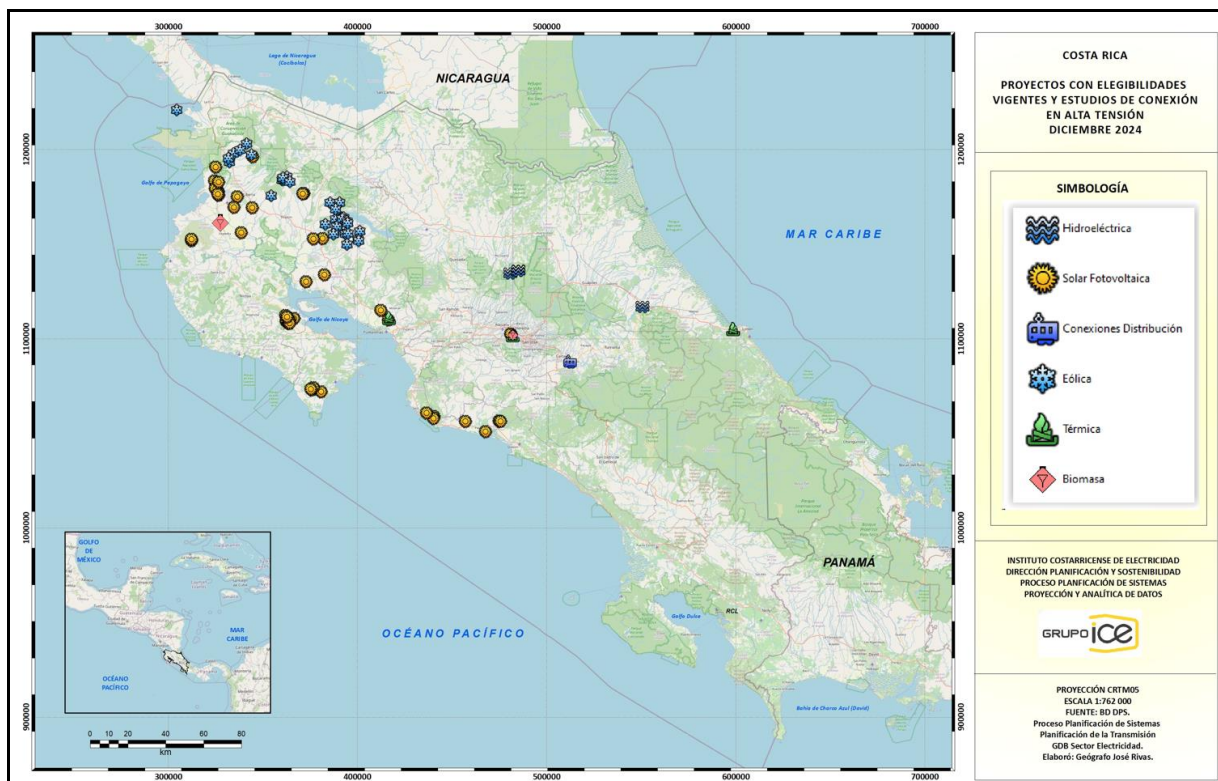
Gráfica 7. Clasificación de los estudios según el proceso de conexión.



Nota. Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

En la Figura 14 se observa el mapa de Costa Rica, con la ubicación espacial de las solicitudes de conexión asociadas a elegibilidades y estudios de conexión en alta tensión atendidas en los últimos años.

Figura 14. Mapa de solicitudes de conexión asociadas a elegibilidades y estudios de conexión al Sistema de Transmisión.



Nota. Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

7. Análisis de Costos del Plan de Expansión de Transmisión

7.1 Costos del Plan de Expansión de Transmisión.

El análisis de costos del Plan de Expansión de Transmisión incluye todos los costos en que se incurre sobre la red nacional utilizando la inversión anualizada, así como un estimado de los costos operativos incrementales del sistema de transmisión, de todos los agentes del MEN que cuentan con proyectos a conectarse al sistema de transmisión.

Los costos se muestran en dólares constantes de los Estados Unidos de América, tomando como referencia la actualización de las premisas económicas emitidas por la (Gerencia de Finanzas) para el periodo 2025 – 2035, detallas en el Anexo 5.

7.1.1 Costos de inversión del sistema de transmisión.

Desde una perspectiva de inversión, es esencial reconocer la diversidad de actores e interesados en el desarrollo del sistema de transmisión de un país. Es crucial evaluar cuidadosamente el impacto de cada uno para obtener valores de inversión anualizados que reflejen su comportamiento a lo largo del tiempo.

Para incorporar la perspectiva de inversión en el informe del Plan de Expansión de la Transmisión 2024-2034, se consideraron los costos asociados a las obras que el ICE llevará a cabo durante este periodo, tomando en cuenta su estado de ejecución. Además, se incluyeron obras en etapas de pre-factibilidad y factibilidad, así como una estimación de las erogaciones realizadas por el resto de los agentes del MEN, ver Tabla 11.

Tabla 11. Costos de inversión del Plan de Expansión de Transmisión, periodo 2024 – 2034.

Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos de Inversión del sistema de transmisión					
			millones USD (2024)					
			Inversión anual ICE	Inversión anual externa	Inversión total anual	Inversión acumulada ICE	Inversión acumulada Privada	Inversión acumulada total
2024	1824	12148	7	1	7	7	1	7
2025	1854	12405	37	8	45	43	9	52
2026	1877	12649	69	3	72	112	12	124
2027	1904	12895	193	11	203	305	22	328
2028	1926	13134	171	8	179	477	30	507
2029	1957	13371	142	0	142	618	30	649
2030	1982	13605	118	0	118	736	30	767
2031	2007	13837	98	0	98	834	30	865
2032	2031	14065	31	0	31	865	30	895
2033	2063	14286	22	0	22	886	30	917
2034	2088	14498	4	0	4	891	30	921

Nota. Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

Nota. El dato de demanda utilizado en esta valoración no considera las pérdidas del sistema.

La inversión acumulada para el PET 2034-2034 es de 921,04 MUSD, que corresponde a un aumento de 699,34 MUSD respecto a la inversión del PET 2021-2031 la cual fue de (221.7 MUSD).

Los principales cambios identificados entre los planes de expansión 2021-2031 y 2024-2034 se deben, en parte, al replanteamiento de las inversiones correspondientes al primer quinquenio (2024-2028). Durante este periodo, se observa un ajuste en la inversión destinada al Refuerzo de Transmisión de la Península de Nicoya, al Refuerzo de Transmisión del Anillo Miravalles y la Modernización ST Moín, Ampliación # 13. Asimismo, destacan la entrada en operación de proyectos como la ampliación de la subestación Tejona, el Anillo Sur, la interconexión de Coopeguanacaste con las subestaciones de Nuevo Colón y Guayabal mediante una nueva red de 69 kV, y la subestación La Ribera, entre otros.

Otro cambio relevante identificado entre los planes de expansión de la transmisión para los periodos 2021-2031 y 2024-2034 es el comportamiento de la demanda y su proyección. En el plan anterior, se consideró un crecimiento basado en una demanda media, según lo estipulado en el documento del Plan de Expansión de Generación vigente en ese momento (Planificación y Desarrollo Eléctrico ICE, noviembre 2020). Por el contrario, el plan utilizado se fundamenta en un crecimiento basado en una demanda baja, tal como se define en el documento del Plan de Expansión de Generación 2022-2040, (Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad, ICE, noviembre 2024), el detalle de las proyecciones se encuentra en el Anexo 3.

En el plan de expansión de transmisión 2024-2034, se observa que para el periodo comprendido entre 2024 y 2028 se presenta un pico de inversión representativo a partir de 2024. Esto se debe a inversiones de transmisión destinadas a atender requerimientos asociados a conexiones como P.G. Borinquen, Repotenciación del P.E. Tejona, P.T. Moín IV, P.S.F.V. San Antonio, P.S.F.V. Abangares, P.S.F.V. Las Delicias, entre otros. Además, se incluye la actualización de costos de proyectos de transmisión asociados a refuerzos del sistema de transmisión que han presentado retrasos en su proceso de finalización (Península de Nicoya y Anillo de Miravalles).

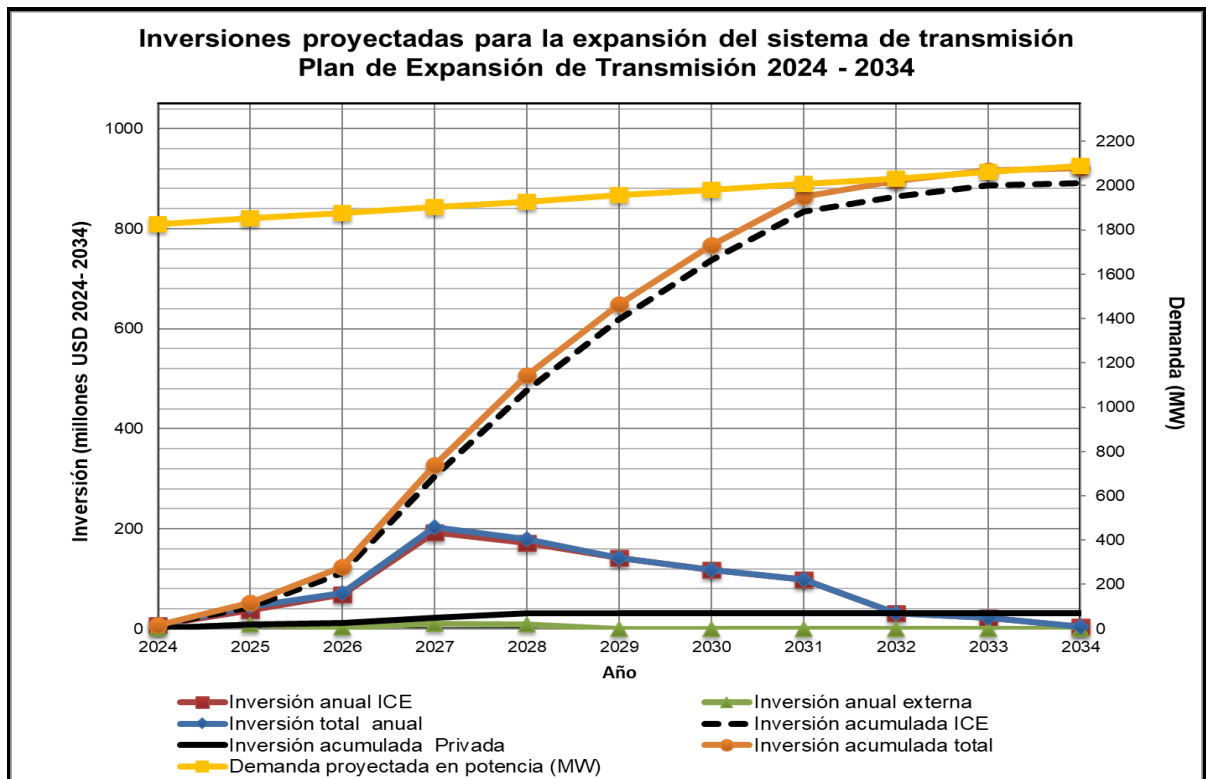
También se identificaron nuevas inversiones para este mismo periodo, relacionadas con proyectos de reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición, así como el replanteamiento de algunos refuerzos de transmisión. Estos refuerzos tenían un grupo de inversiones definidas, pero tuvieron que ser ajustados para responder a los nuevos requerimientos del país y atender oportunamente la coyuntura nacional.

Por otra parte, de las inversiones registradas entre 2029 y 2034, se observa una disminución significativa en comparación con el pico máximo registrado en el año 2027. Esto se debe a que para este horizonte de análisis solo quedan las inversiones asociadas a proyectos de infraestructura de transmisión como Zona Norte, Enlace Norte-Centro, y Anillo Orosí, además de algunas inversiones relacionadas con proyectos de reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición.

En el quinquenio comprendido entre 2024 y 2028, la inversión en transmisión total acumulada será de 507.0 MUS\$D, en donde la inversión efectuada por parte del ICE

alcanza un máximo de 476.6 MUSD y por parte de otros agentes del MEN podría ascender a los 30.3 MUSD, como se observa en la Gráfica 8.

Gráfica 8. Comportamiento de los costos de inversión proyectados en el sistema de transmisión, periodo 2024 – 2034.



Nota. Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

El Plan de Expansión de Transmisión 2024 – 2034 tiene un costo total acumulado de inversión de 921.0 MUSD al 2034 de los cuales 890.7 MUSD corresponden a inversiones por parte del ICE y por parte de entidades externas al ICE asciende a los 30.3 MUSD. El valor presente neto de las inversiones del plan es de 405 MUSD a una tasa de descuento económica de 8.31%.

7.1.2 Costos operativos del sistema de transmisión.

Los costos operativos del sistema de transmisión corresponden a los costos incrementales de operación y mantenimiento del sistema, estimados con un valor de 11.48 % de la inversión anual correspondiente.

Los costos de operación del Plan de Expansión de Transmisión 2024 – 2034 se muestran a continuación.

Tabla 12. Costos de administración, operación y mantenimiento del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024-2034.

Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos incrementales de operación del sistema de transmisión	
			(millones USD @2024)	
			Costo adicional O&M (*)	Costo adicional acumulado
2024	1824	12148	0.8	0.8
2025	1854	12405	6.0	6.8
2026	1877	12649	14.2	21.1
2027	1904	12895	37.6	58.7
2028	1926	13134	58.2	116.9
2029	1957	13371	74.5	191.3
2030	1982	13605	88.0	279.4
2031	2007	13837	99.3	378.6
2032	2031	14065	102.8	481.4
2033	2063	14286	105.2	586.6
2034	2088	14498	105.7	692.4

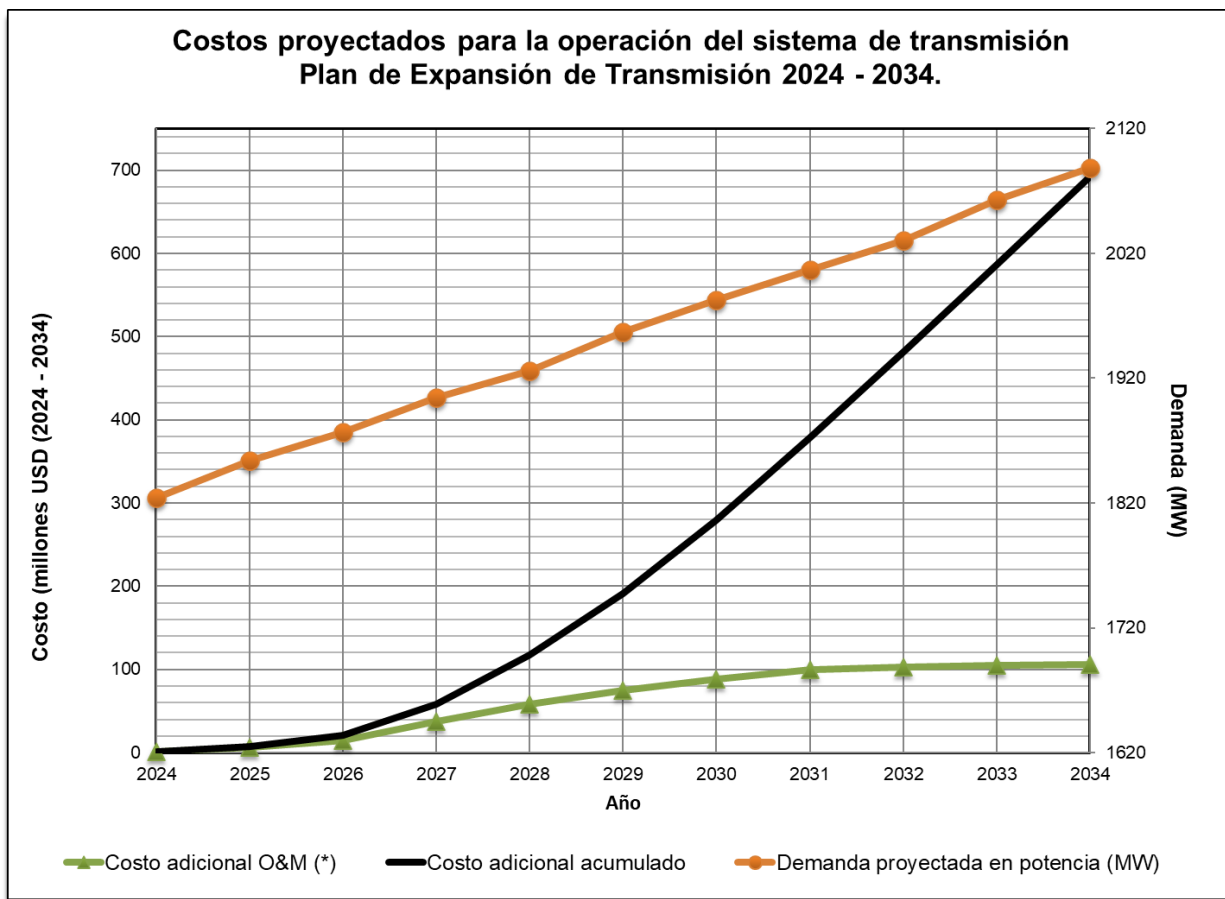
Nota. Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

Nota. Valorado a un 11.48 % del costo de inversión de 2024.

Desde la perspectiva de costos, y tomando como base los datos de los activos al 2024 y los costos AOM oficiales registrados, la Gráfica 9 se muestra el comportamiento proyectado de los costos adicionales requeridos para atender las necesidades del sistema de transmisión para el periodo 2024 – 2034, a nivel de operación.

Para el periodo 2024 – 2034 se requiere de un acumulado de 692.4 MUSD para operar el sistema de transmisión, cuyo valor presente es de \$405 millones.

Gráfica 9. Comportamiento de los costos operativos proyectados del sistema de transmisión, periodo 2024 – 2034.



Nota. Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

7.1.3 Costos totales del sistema de transmisión

El comportamiento de los costos totales anuales y acumulados asociados a la expansión y la operación del sistema de transmisión se muestran en la Tabla 13.

Tabla 13. Costos totales del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2024-2034.

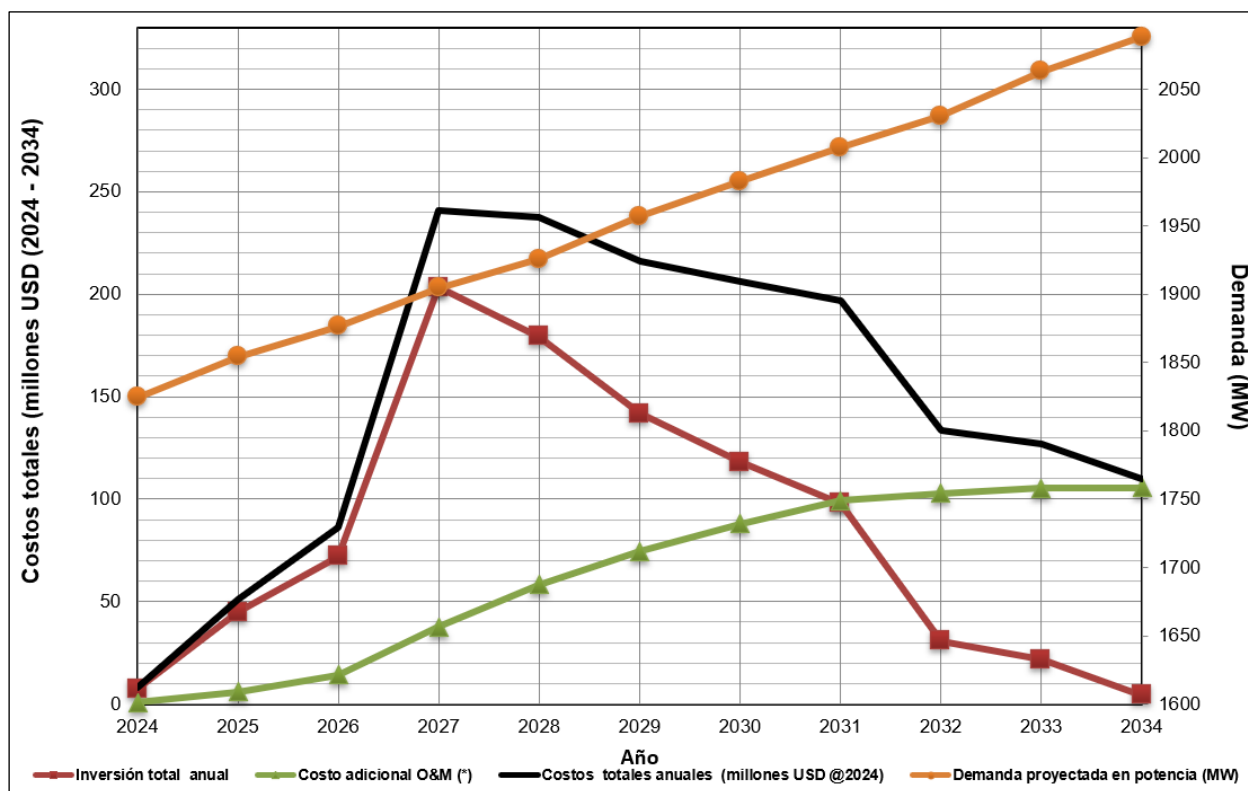
Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos acumulados del sistema de transmisión				
			Inversión total anual	Operación y mantenimiento anual (*)	Inversión acumulada total	Operación y mantenimiento acumulado	Total acumulado
			(millones USD @2024)				
2024	1824	12148	7.2	0.8	7.2	0.8	8.1
2025	1854	12405	44.9	6.0	52.2	6.8	59.0
2026	1877	12649	72.0	14.2	124.1	21.1	145.2
2027	1904	12895	203.4	37.6	327.6	58.7	386.2
2028	1926	13134	179.4	58.2	507.0	116.9	623.8
2029	1957	13371	141.7	74.5	648.7	191.3	840.0
2030	1982	13605	118.1	88.0	766.7	279.4	1046.1
2031	2007	13837	97.8	99.3	864.6	378.6	1243.2
2032	2031	14065	30.6	102.8	895.2	481.4	1376.6
2033	2063	14286	21.6	105.2	916.8	586.6	1503.4
2034	2088	14498	4.2	105.7	921.0	692.4	1613.4

Nota. Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

Nota: Valorado a un 11.48 % del costo de inversión de 2024.

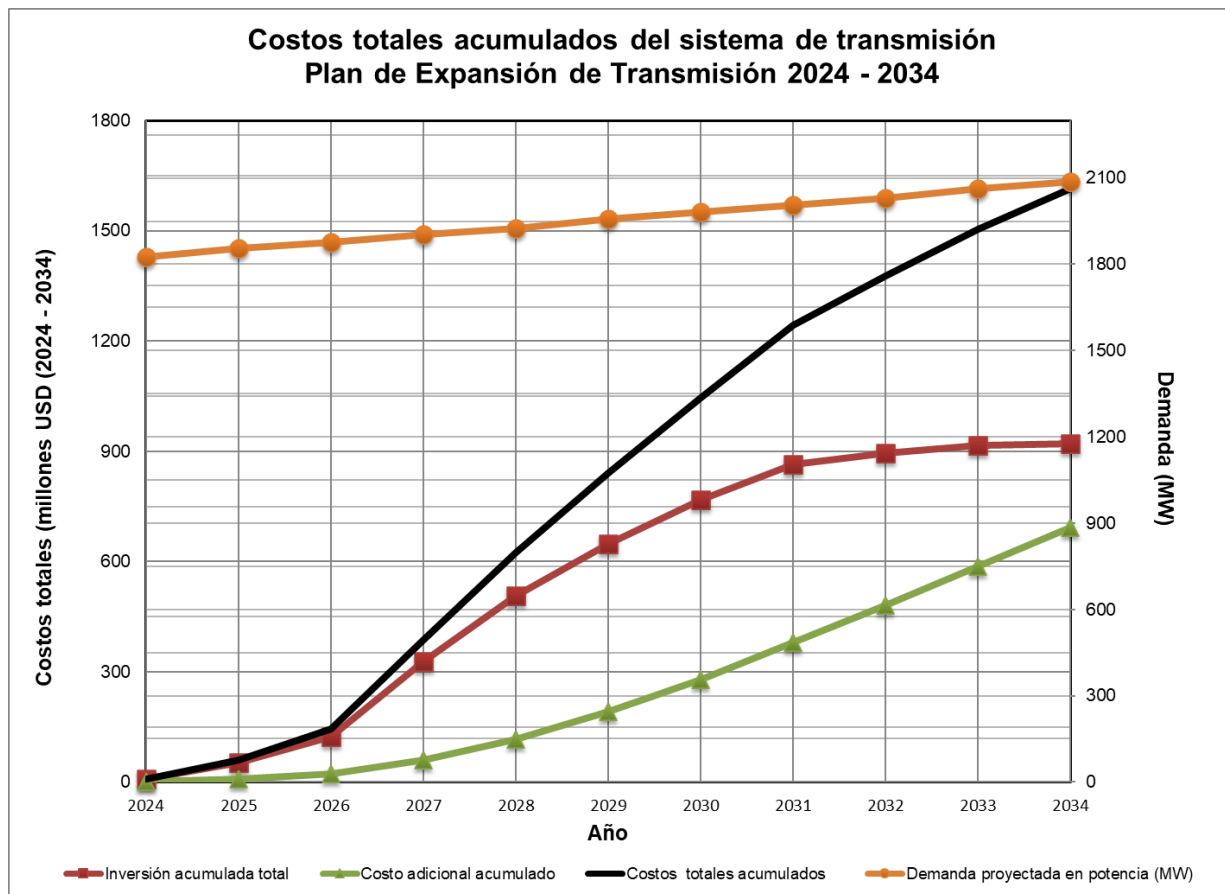
Los resultados de los análisis realizados indican que el costo total del sistema de transmisión para cubrir las necesidades de expansión y operación durante el periodo 2024-2034 asciende a \$1613.4 millones acumulados. En las Gráfica 10 y Gráfica 11 se detallan al respecto.

Gráfica 10. Comportamiento de costos totales anuales proyectados del sistema de transmisión, periodo 2024 – 2034.



Nota. Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

Gráfica 11. Comportamiento de costos totales acumulados proyectados del sistema de transmisión, periodo 2024 – 2034.



Nota. Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

7.2 Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión (CPILPT)

7.2.1 Modelo de cálculo

Los valores de Costo Promedio Incremental de Largo Plazo aplicados a la transmisión pueden ser utilizados como una señal de eficiencia de las inversiones y costos de operación de la red en el horizonte considerado en función de la demanda incremental atendida.

Para la presente actualización se consideró el modelo de Costo Incremental de Largo Plazo de Transmisión detallado a continuación.

$$CPILPT_k = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{(CT_{k+t} - CT_{k+t-1})}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{(Q_{k+t} - Q_{k+t-1})}{(1+i)^t}} = \frac{\sum_{t=1}^T \frac{(IA_{k+t} + O_{k+t})}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^T \frac{(Q_{k+t} - Q_{k+t-1})}{(1+i)^t}}$$

Donde:

k: año de referencia para el cálculo del CPILP

T: horizonte de cálculo

CTt: Costo total anual de transmisión \$

IA: costo de inversión anualizado a 30 años \$

O: costo de operación adicional anual a un 11.48% de la inversión \$

Q: Demanda total anual MWh

r: Periodo de amortización Años

i: tasa de descuento económica de 8.31% %

El modelo mostrado utiliza las siguientes consideraciones:

- a. Los costos de inversión y operación corresponden a valores totales, independientemente de la entidad que los ejecuta. En otras palabras, incluyen tanto los costos en que incurre el ICE como otros entes públicos y privados para desarrollar infraestructura de transmisión.
- b. La inversión anual y los costos de operación son suficientes para garantizar la atención de la demanda proyectada al horizonte analizado. Esto implica que no hay energía no servida causada por una falta de inversión o una operación deficiente del sistema de transmisión nacional en el largo plazo.
- c. La tasa de descuento económica se tomó de la información publicada en el documento llamado (Mideplan, Julio 2019).
- d. La información utilizada para obtener el indicador de AOM/VA fue generada tomando la información de los activos asociados al negocio de transmisión y los costos reales de AOM oficiales registrados por la División Transmisión al año 2020.

7.2.2 Actualización de los CPILPT

La aplicación del modelo mostrado en apartado 7.2.1 a partir de la información de demanda en energía y potencia, así como de los costos detallados anteriormente da como resultado los CPILPT del sistema de transmisión de la Tabla 14.

Tabla 14. Cálculo de los Costos Promedio Incrementales de Largo Plazo de Transmisión para el periodo 2024-2034.

Año	Demanda proyectada en energía (GWh)	Demanda incremental en energía (GWh)	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda incremental en potencia (MW)	Inversión total anual (millones USD @2024)	Costo anual equivalente de inversión (millones USD @2024)	Costo adicional de operación (millones USD @2024)	Costo total incremental (millones USD @2024)
2024	12148	---	1824	---	7.25	---	---	---
2025	12405	257	1854	30	44.92	0.01	0.43	0.44
2026	12649	245	1877	22	71.95	0.04	2.70	2.73
2027	12895	246	1904	28	203.44	0.06	4.32	4.38
2028	13134	239	1926	21	179.39	0.17	12.21	12.38
2029	13371	237	1957	31	141.72	0.15	10.76	10.92
2030	13605	234	1982	25	118.07	0.12	8.50	8.62
2031	13837	232	2007	25	97.84	0.10	7.08	7.19
2032	14065	228	2031	23	30.63	0.08	5.87	5.95
2033	14286	221	2063	32	21.58	0.03	1.84	1.86
2034	14498	212	2088	25	4.24	0.02	1.30	1.31
VAN=		1572.77	---	174.55	603.18	0.52	36.09	36.60
						CPILPT Capacidad	209.7	USD/kW
						CPILPT Energía	23.3	USD/MWh

Nota. Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

El CPILPT en potencia indica que el aumentar la capacidad del sistema para transportar 1 MW más de demanda adicional para el periodo 2024 – 2034 tiene un costo promedio de \$209.7. De la misma forma el CPILPT en energía significa que trasegar 1 MWh de más para ese mismo periodo tiene un costo promedio de \$23.3.

A nivel comparativo se calculó el CPILPT para los planes de expansión de la transmisión 2021 y 2024 con el nuevo modelo para emplearlos como comparación, véase Tabla 15.

Tabla 15. Comparación CPILPT entre los Planes de Expansión de la Transmisión 2021-2024.

Plan de Expansión	Periodo	CPILPT Potencia USD/kW	CPILPT Energía USD/MWh	% Variación CPILPT Potencia	% Variación CPILPT Energía
2021	2021-2031	147.9	16.3	-10%	-6%
2024	2024-2034	209.7	23.3	29%	30%

Nota. Elaborado por la Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

Las modificaciones identificadas entre ambos planes de expansión obedecen principalmente a los retrasos en el desarrollo de algunos proyectos, así como a las variaciones de alcance sufridas en algunos proyectos producto de los cambios en las proyecciones de la demanda futura.

Otra de las causas identificadas que provocan estas variaciones, es la inclusión de nuevas obras de transmisión asociadas a nuevos proyectos de generación y de distribución que en conjunto buscan la atención de la demanda eléctrica.

El costo incremental promedio de largo plazo (aproximación del costo marginal de largo plazo), fue de 0.023272 \$/kWh; mientras que el costo establecido en el reglamento emitido por la (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, Diciembre 2020) para la tarifa actual fue de 0.007 \$/kWh para el servicio de transmisión en el 2025, que corresponde al costo marginal de corto plazo de transmisión, véase Tabla 16.

Tabla 16. Tarifa vigente publicada.

ICE Sistema de Transmisión		Rige desde el 1 enero al 31 de diciembre de 2025	Rige desde el 1 de enero de 2026 en adelante
► Tarifa T-TE Usuarios del servicio de transmisión			
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	5,75	5,79
► Tarifa T-TEb Usuarios del servicio de transmisión \$/kWh			
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	0,007	0,007

Nota. Elaborado por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, diciembre 2024.

8. Referencias

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos. *Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT POASEN)*. Modificación RJD-030-2016.

Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos, Intendencia de Energía. *Solicitud Tarifaria Ordinaria para la liquidación de los períodos del 2021 al 2023, así como la fijación ordinaria para el 2025, presentada por el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), para el sistema de transmisión de energía eléctrica, de conformidad con lo establecido en la Metodología tarifaria ordinaria RJD-140-2025*.

Instituto Costarricense de Electricidad, Gerencia de Electricidad, Dirección Planificación y Sostenibilidad, Proceso Planificación de Sistemas, Área Planificación de la Generación. *Informe Ejecutivo del Plan de Expansión de la Generación 2024 - 2040*. Marzo 2023.

Instituto Costarricense de Electricidad, Gerencia de Electricidad, Dirección Planificación y Sostenibilidad, Proceso Planificación de Sistemas, Área Planificación de la Transmisión. *Estudio de factibilidad técnica y económica Incremento de demanda JASEC*. Enero 2024.

Instituto Costarricense de Electricidad, Gerencia de Electricidad, Dirección Planificación y Sostenibilidad, Proceso Planificación de Sistemas, Área Planificación de la Transmisión. *Estudio de factibilidad técnica y económica de L.T. Guayabal – Santa Rita 138 kV*. Mayo 2024.

Instituto Costarricense de Electricidad, Gerencia de Electricidad, Dirección Planificación y Sostenibilidad, Proceso Planificación de Sistemas, Área Planificación de la Transmisión. *Estudio de factibilidad técnica y económica del Proyecto de infraestructura de transmisión Península Integral- Revisión*. Setiembre 2024.

Instituto Costarricense de Electricidad, Gerencia de Electricidad, Dirección Planificación y Sostenibilidad, Proceso Planificación de Sistemas, Área Planificación de la Transmisión. *Estudio de factibilidad técnica y económica del Proyecto Anillo de Orosí*. Enero 2025.

Instituto Costarricense de Electricidad, Gerencia de Electricidad, Dirección Planificación y Sostenibilidad, Proceso Planificación de Sistemas, Área Planificación de la Transmisión. *Estudio de factibilidad técnica y económica del Proyecto de infraestructura de transmisión Zona Norte*. Marzo 2025.

Instituto Costarricense de Electricidad, Gerencia de Electricidad, Dirección Planificación y Sostenibilidad, Proceso Planificación de Sistemas, Área Planificación de la

Transmisión. *Informe de identificación de problemas en la red de transmisión en el periodo 2024 - 2040.* Enero 2024.

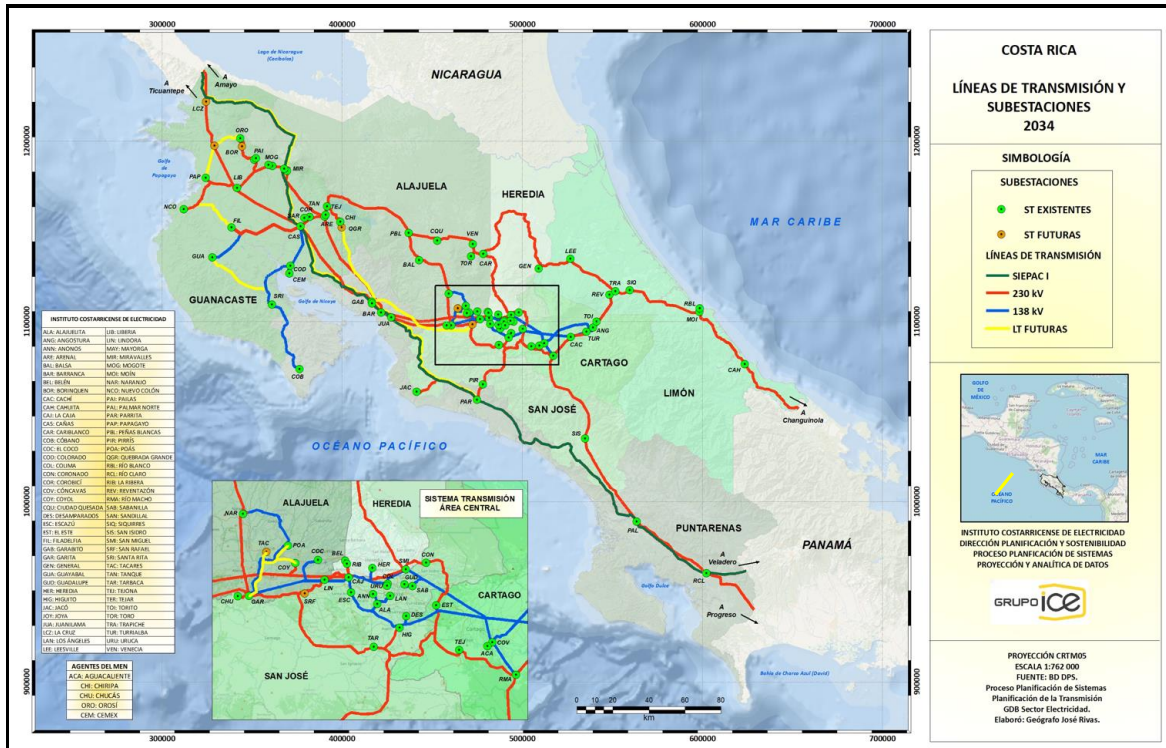
Instituto Costarricense de Electricidad, Gerencia de Electricidad, División Transmisión, Proceso Gestión del Desempeño Operativo. *Análisis de Opciones de Refuerzo # 5 ST Tejar Bancos de Transformadores 100 MVA, con relación al Estudio de factibilidad técnica y económica Incremento de demanda JASEC, DPYS 2024.* Setiembre 2024.

Instituto Costarricense de Electricidad, Gerencia de Electricidad, División Transmisión Proceso Expansión de la Red. *Metodología de valoración económica de proyectos de transmisión.* julio 2021.

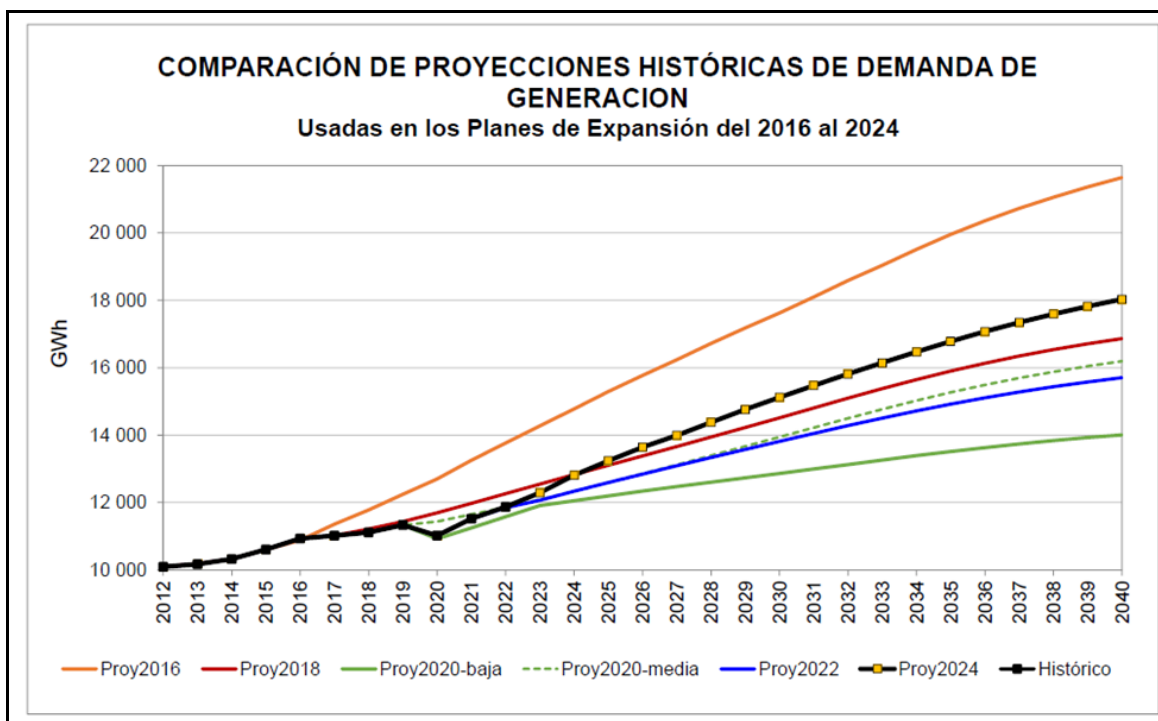
Instituto Costarricense de Electricidad, Gerencia de Electricidad. *Plan de inversiones de la Gerencia de Electricidad 2025-2037.* Actualizado a febrero 2025.

9. Anexos

Anexo 1. Mapa del sistema de transmisión de Costa Rica 2034



Anexo 2. Proyección de demanda en GWh para el escenario medio



Nota. Informe Ejecutivo del Plan de Expansión de la Generación 2024-2040, Dirección de Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad del ICE.

Anexo 3. Plan de Expansión de la Generación vigente 2022-2040

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN 2022-2040									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía (GWh)	% crecimiento	Potencia (MW)	% crecimiento	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia (MW)	Capacidad Instalada (MW)
Capacidad instalada al 31 de dic del 2021:									3 482
2022	11 847		1 811		1	Huacas	Solar	5	3 487
						Hidro fin Contrato GP	Hidro	-1.8	3 485
2023	12 088	1.0%	1 831	1.1%	1	Miravalles5	Geotérmico	-7	3 479
					4	Garita	Hidro	-40	3 438
						Hidro fin Contrato GP	Hidro	-5	3 433
2024	12 334	2.2%	1 852	1.2%		Hidro recontractación GP	Hidro	55	3 488
					1	Eólico recontractación GP	Eólico	20	3 508
					4	Solar	Solar	40	3 548
					7	Garita	Hidro	40.4	3 588
						Cachí 2	Hidro	-40	3 548
2025	12 595	2.1%	1 883	1.6%	1	Cachí 2	Hidro	40	3 588
					1	Tejona	Eólico	-6	3 582
						Eólico recontractación GP	Eólico	20	3 602
					1	Solar	Solar	70	3 672
					1	Eólico	Eólico	40	3 712
2026	12 843	2.0%	1 905	1.2%		Hidro fin contrato GP	Hidro	-61	3 652
						Eólico fin contrato GP	Eólico	-48	3 605
					1	Biomasa fin contrato GP	Biomasa	-38	3 567
						Solar	Solar	250	3 817
					1	Biomasa recontractación GP	Biomasa	20	3 837
						Eólico	Eólico	60	3 897
2027	13 093	1.9%	1 934	1.5%	1	Biomasa recontractación GP	Biomasa	20	3 917
					7	Tejona	Eólico	-7	3 910
					7	Ventanas-Garita	Hidro	-100	3 810
					1	Boca de Pozo	Geotérmico	-5	3 806
						Borinquen 1	Geotérmico	55	3 861
2028	13 336	1.9%	1 955	1.1%	1	Ventanas-Garita	Hidro	100	3 961
					1	Boca de Pozo	Geotérmico	5	3 965
					7	Cachí 2	Hidro	-159	3 806
					1	Eólico fin contrato GP	Eólico	-20	3 786
					1	Eólico	Eólico	120	3 906
					1	Batería	Baterías	30	3 936
					1	Solar	Solar	120	4 056
2029	13 576	1.8%	1 987	1.6%	1	Geotérmico	Geotérmico	12	4 068
					4	Ventanas-Garita	Hidro	-50	4 018
					4	Cachí 2	Hidro	159	4 177
					10	Ventanas-Garita	Hidro	-50	4 127
2030	13 814	1.8%	2 013	1.3%	1	Fourth Cliff	Hidro	60.6	4 188
					7	Ventanas-Garita	Hidro	50	4 238
					1	Solar	Solar	180	4 418
2031	14 049	1.7%	2 038	1.2%	1	Ventanas-Garita	Hidro	50	4 468
					1	Miravalles1	Geotérmico	-50	4 418
						Hidro fin contrato GP	Hidro	-2.7	4 415
					1	Eólico fin contrato GP	Eólico	-9	4 406
					1	Geotérmico	Geotérmico	12	4 418
					1	Batería	Baterías	90	4 508
					1	Eólico	Eólico	40	4 548
2032	14 281	1.6%	2 062	1.2%	1	Miravalles1-Modem	Geotérmico	35	4 583
					1	Miravalles 3	Geotérmico	-28	4 557
					1	Miravalles2	Geotérmico	-50	4 507
					1	Borinquen 2	Geotérmico	55	4 562
					1	Geotérmico	Geotérmico	12	4 574
					1	Eólico	Eólico	20	4 594
					1	Baterías	Baterías	60	4 654
					1	Solar	Solar	45	4 699
						Eólico fin contrato GP	Eólico	-20	4 679
						Hidro fin contrato GP	Hidro	-2.5	4 677
2033	14 505	1.6%	2 094	1.6%	1	Arenal	Hidro	-55	4 622
					1	Corobicí	Hidro	-58	4 564
					1	Miravalles2-Modem	Geotérmico	35	4 599
					1	Miravalles3-Modem	Geotérmico	20	4 619
					1	Eólico	Eólico	60	4 679
					1	Solar	Solar	150	4 829
					1	Hidro	Hidro	40	4 869
					1	Baterías	Baterías	120	4 989

Anexo 3: Plan de Expansión de la Generación vigente 2022-2040_ Continuación

2033	14 505	1.6%	2 094	1.6%	1	Arenal	Hidro	-55	4 622
					1	Corobici	Hidro	-58	4 564
					1	Miravalles2-Modem	Geotermico	35	4 599
					1	Miravalles3-Modem	Geotermico	20	4 619
					1	Eólico	Eólico	60	4 679
					1	Solar	Solar	150	4 829
					1	Hidro	Hidro	40	4 869
					1	Baterías	Baterías	120	4 989
2034	14 720	1.5%	2 120	1.3%	1	Eólico fin contrato GP	Eólico	-80	4 909
					1	Solar	Solar	250	5 159
					1	Eólico	Eólico	130	5 289
2035	14 922	1.4%	2 144	1.1%	1	Eólico	Eólico	60	5 349
					3	Ampliación El Ángel	Hidro	-5	5 344
					1	Hidro	Hidro	20	5 364
2036	15 108	1.3%	2 160	0.7%	1	Arenal	Hidro	55	5 419
					1	Dengo	Hidro	58	5 477
					1	Sandillal	Hidro	-15	5 462
2037	15 280	1.1%	2 185	1.2%					5 462
2038	15 435	1.0%	2 206	1.0%	1	Sandillal	Hidro	15	5 477
2039	15 576	0.9%	2 224	0.8%	1	Hidro	Hidro	20	5 497
					1	Eólico	Eólico	140	5 637
2040	15 703	0.8%	2 235	0.5%					5 637

Anexo 4: Plan de Expansión de la Distribución, período 2024-2034

Fecha de puesta en marcha - inversiones en el Sistema de Distribución		
Proyecto	Obras asociadas	Fecha de puesta en marcha prevista
Inversiones aprobadas		
Refuerzo de infraestructura eléctrica La Cruz	Suestación La Cruz, con una barra de 230 kV en esquema interruptor y medio, una barra de media tensión 34,5 kV, con esquema de barra principal con barra auxiliar partida con un módulo de transformación 230/34,5 kV compuesto por un transformador reductor de 20/30 MVA , una sección de reserva en 34,5 kV y cinco módulos para circuitos de distribución	1er semestre 2027
	Cinco circuitos de distribución de 34,5 kV •Circuito Cruz - Jobo 1. •Circuito Cruz – Argendora. •Circuito Cruz – Jobo 2. •Circuito Cruz – Frontera. •Circuito Cruz - Cuajiniquil.	1er semestre 2027
Iniciativas en fase de preinversión		
Refuerzo de infraestructura de distribución en la Zona Norte	Banco de baterías Los Chiles	2do semestre 2028
	ST Samen 69/34,5 kV, línea de sub-transmisión a 69 kV Tejona - Samen, Ampliación ST Tejona trafo 230/69 kV, reconfiguración de circuitos de distribución en Guatuso	1er semestre 2030
	ST Las Brisas 69/34,5 kV, línea de sub-transmisión a 69 kV Fortuna - Las Brisas, Ampliación ST Fortuna trafo 230/69 kV, reconfiguración de circuitos de distribución en Upala	2031
Refuerzo de infraestructura eléctrica en la zona de Occidente	Extensión de circuitos de distribución Poás-Tacares y Poás-Panduit	2025
	Ampliación de ST Poás y desarrollo de 2 nuevos circuitos de distribución	2027
	ST Tacares y 17 circuitos de distribución	2030
Refuerzo de infraestructura de distribución en Buenos Aires.	ST de subtransmisión a 69 kV en Santa Marta. La alimentación está en definición desde las subestaciones San Isidro o Palmar. Reconfiguración de circuitos de distribución	2030
Refuerzo de infraestructura de distribución en la Península de Nicoya	Subestación de subtransmisión a 69 kV en Santa Marta, línea de subtransmisión a 69 kV Santa Rita - Santa Marta, ampliación de ST Santa Rita transformador 138 kV-69 kV, reconfiguración de circuitos de distribución a 34,5 kV	2030
	Subestación de subtransmisión a 69 kV en San Juan, línea de subtransmisión a 69 kV cóbano - San Juan, ampliación de ST cóbano transformador 138 kV-69 kV, reconfiguración de circuitos de distribución a 34,5 kV	2030

Anexo 5: Actualización de Premisas Económicas 2025 al 2030

Instituto Costarricense de Electricidad						
Proyecciones 2025-2030 [enero]						
	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Inflación de Costa Rica (final del año)	2,6%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%	3,0%
Inflación de EE.UU. (final del año)	2,2%	2,2%	2,4%	2,1%	2,1%	2,1%
Tipo de cambio de venta final a diciembre de cada año (USD/CRC)	523,29	533,23	541,23	549,35	557,59	565,95
Variación de tipo de cambio final (USD/CRC)	2,3%	1,9%	1,5%	1,5%	1,5%	1,5%
Tipo de cambio de venta promedio (USD/CRC)	517,03	527,77	536,64	544,69	552,86	561,07
Variación de tipo de cambio promedio (USD/CRC)	1,1%	2,1%	1,7%	1,5%	1,5%	1,5%
Notas:						
La inflación, tanto de Costa Rica como de los Estados Unidos de América (EE.UU.), se refiere al Índice de Precios al Consumidor (IPC) de cada país.						
Las estimaciones de inflación local para el período 2025-2030, se realizaron considerando proyecciones y objetivos inflacionarios planteados por el BCCR.						
En la inflación proyectada para EE.UU. entre 2025-2030, se utilizó encuestas de firmas especializadas (FMI, OCDE, Bankinter).						

Anexo 6: Plan de Expansión de Transmisión 2021-2031

Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2021 - 2031							 Negocio de Transmisión Red Inteligente de Transmisión Eléctrica	
Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	
2021	1	Tejona	ICE	ST	Tejona - Ampliación #3	230	Ampliación de la subestación para conectar el transformador (6-02), (55 MVA), proveniente de ST Arenal.	
		Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Coronado	230	Instalación del Transformador #2-230 / 34.5 / 13.8, 45 MVA. BID CCLIP 2747.	
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Lindora - La Caja #2	230	Incremento de la capacidad de transporte de 380 MVA a 423 MVA. Capacidad estado estable día 423 MVA, estable noche 494 MVA, emergencia día 548 MVA, emergencia noche 651 MVA.	
			ICE	LT	Garita - Lindora	230	Incremento de la capacidad de transporte de 470 MVA a 528 MVA. Capacidad estado estable día 528 MVA, estable noche 627 MVA, emergencia día 607 MVA, emergencia noche 728 MVA.	
		UAT Florida Bebidas	Florida Bebidas	ST	Belén- Ampliación #4	230	Módulo para conexión del UAT y transformador 15/20 MVA.	
	2	Interconexión CoopeGuanacaste	CoopeGuanacaste	ST	Guayabal	69	Construcción del módulo de baja tensión del transformador 138 / 69 kV.	
		Interconexión CoopeGuanacaste	ICE	ST	Guayabal	69	Sustitución del transformador 1-97, 138/24.9 kV 30 MVA, por uno nuevo 138/69 kV 45 MVA. BID CCLIP 2747.	
		Interconexión CoopeGuanacaste	ICE	ST	Nuevo Colón - Ampliación #1	230	Ampliación de la subestación para instalar un transformador 230/69-34.5/13.8 kV, 60 MVA. BID CCLIP 2747.	
			CoopeGuanacaste			230	Ampliación de la subestación para la construcción del módulo de baja tensión del transformador 230 / 69 kV.	
		Anillo Sur	ICE	LT	Higuito - El Este - (Circuito Pirris - Tejar)	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 345 MVA. Longitud aproximada de 13.8 km. Un circuito	
				LT	Rio Macho - San Miguel_ Ampliación#3 (Circuito El Este - Tejar)	230	Reconstrucción de la L.T El Este -Tejar. Línea de transmisión en configuración de doble circuito. Capacidad de 348 MVA. Longitud aproximada 9 km. Un circuito.	
				ST	Tejar - Ampliación #1	230	Ampliación de la subestación Tejar en dos secciones, una para salida de línea transmisión y otro para el enlace de barras tecnología GIS.	
		Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Heredia	138	Sustitución del transformador 6-81, 138/34.5 kV con capacidad de 30 MVA por uno de 45 MVA. BID CCLIP 2747.	
				ST	Heredia	138	Sustitución del transformador 04-93, 138/34.5 kV con capacidad de 30 MVA por uno de 45 MVA. Traslado de .ST Guayabal	
				ST	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 10-77, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por otro monofásico a 110 MVA. BID CCLIP 2747.	
				ST	Desamparados	138	Sustitución del transformador 03-06, 138/34.5 kV con capacidad de 45 MVA por otro de 75 MVA. BID CCLIP 2747.	
		3	Reemplazo de transformadores por falla	ICE	ST	Desamparados	138	Sustitución del transformador 7-91, 138/34.5/13.8 kV con capacidad de 45 MVA por otro a 75 MVA. INS
		4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Liberia - Frontera	230	Incremento de la capacidad de transporte de 250 MVA a 390 MVA. Capacidad estado estable día 390MVA, noche 442 MVA. Capacidad emergencia día 485 MVA, noche 566 MVA.
					LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300 MVA, noche 386 MVA. Capacidad emergencia día 386 MVA, noche 521 MVA.
			Reemplazo de transformadores por falla	ICE	ST	S.T Naranjo	34.5	Cambio de la Movil Efaced de 30 MVA 138/34.5 kV por el transformador 7-91 de 45 MVA.

Anexo 6: Plan de Expansión de Transmisión 2021-2031_ Continuación

Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2021 - 2031							 Negocio de Transmisión Red Inteligente de Transmisión Eléctrica
Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2022	1	S.T La Ribera	Bridgestone Costa Rica	S.T	La Ribera	230	Subestación nueva en configuración interruptor y medio, 2 módulos de línea, 2 transformadores de 16/20 MVA.
				LT	Caja - Belén	230	600 MVA. Derivación LT Caja - Belén 230 kV para la conexión de la nueva barra (50 m, 2 circuitos)
	2	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	San Isidro - Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300 MVA, noche 377 MVA. Capacidad emergencia día 376 MVA, noche 491 MVA.
				LT	Caja - Coco	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
				LT	Caja - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
				LT	Coco - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190 MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
	3	Refuerzo de Transmisión Península de Nooya	ICE	ST	Guayabal - Ampliación #3	24.9	Instalación de 2 módulos para la conexión de 2 bancos de capacitores. Cada uno para 6 MVAr.
	4	Refuerzo de Transmisión Península de Nooya	ICE	ST	Guayabal - Ampliación #4	138	Ampliación de la subestación con dos 2 módulos en alta tensión al aire, barra principal y auxiliar.
2023	2	Modernización Subestación Moín	ICE	ST	Moín - Ampliación #12	230	Instalación de tres barras, 17 celdas en media tensión encapsuladas GIS - (Shelter) Instalación del Transformador #5, nuevo, 230/34.5/13.8, 45 MVA Desmantelamiento del transformador 03-02 de 30 MVA, con su modulo de alta tensión y de dos circuitos de distribución.
2024							
2025	1	Refuerzo de Transmisión Península de Nooya	ICE	LT	Cañas - Guayabal - Ampliación #2 (Circuito Cañas - Fladefia)	138	Reconstrucción e Incremento de la capacidad de transporte de 85 MVA a 200 MVA. Capacidad para operar a 230 kV será 300 MVA y en 138 kV a 200 MVA. Longitud 36,7 km.
				LT	Cañas - Guayabal - Ampliación #2 (Circuito Fladefia - Guayabal)	138	Reconstrucción e Incremento de la capacidad de transporte de 85 MVA a 200 MVA. Capacidad para operar a 230 kV será 300 MVA y en 138 kV a 200 MVA. Longitud 21,6 km.
			ICE	ST	Fortuna	230	Subestación nueva 230 kV (interruptor y medio, 4 salidas de línea).
				LT	Miravalles - Liberia - Ampliación #3 (Circuito Mogote - Miravalles)	230	Derivación de la línea de transmisión en la ST Fortuna (1 km, 2 circuitos). Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA. Longitud 300 m.
		Anillo de Miravalles		LT	Cañas - Tiouantepe	230	Derivación de la LT SIEPAC en la ST Fortuna. Capacidad estado estable día 371 MVA. Capacidad emergencia día 401 MVA. Longitud 0,5 km.
				ST	Cañas	230	Retiro del Reactor en la subestación de Cañas.
			EPR	ST	Fortuna	230	Instalación de un nuevo Reactor en la subestación de Fortuna.
	4	Refuerzo de Transmisión Península de Nooya	ICE	ST	Cañas - Ampliación #11	230	Sustitución del autotransformador 21-83 trifásico 230/138 kV, 110 MVA. Portes fases 3°38 monofásicas, 230/138 kV.

Anexo 6: Plan de Expansión de Transmisión 2021-2031_ Continuación

Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2021 - 2031

GRUPO

ice

Negocio de Transmisión

Red Inteligente de Transmisión Eléctrica

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2026	1	Modernización Subestación Moín	ICE	ST	Moín - Ampliación #13	230	Instalación del Transformador #6, nuevo, 230/34.5/13.8, 45 MVA, con el modulo de alta tensión.
							Desmantelamiento de los transformadores 09-91 y 09-92 de 30 MVA, con sus modulos de alta tensión
							Desmantelamiento de las barras A y B de 34,5 kV
2027	1	Borinquen 1	ICE	ST	Borinquen	230	ST Borinquen (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)
2028							
2029							
2030	1	Refuerzo de Transmisión Norte-Centro	ICE	ST	Garabito	230	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea
				ST	San Rafael		ST San Rafael (interruptor y medio, 6 salidas de línea).
				LT	Garabito - San Rafael		Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Garabito hasta la S.T San Rafael. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada de 70 km.
				LT	Lindora - Tarraca 1 y 2		Derivación de la línea de transmisión en la ST San Rafael 230 kV. Capacidad estado estable día 343 MVA. Longitud aproximada de 1km en doble circuito.
		Refuerzo de Transmisión Anillo de Oroquí	ICE	LT	Libería - Amayo	230	Línea de transmisión nueva en configuración de doble circuito, derivando la Libería - Amayo hasta la ST Oroquí 230 kV. Capacidad estado estable día 390 MVA. Longitud aproximada de 20 km en doble circuito.
				LT	Libería - Amayo	230	Cambio de estructuras y de conductor. Capacidad estado estable día 390 MVA. Longitud aproximada de 20 km. En el tramo comprendido entre la derivación a Papagayo con dirección hacia la frontera con Nicaragua.
				S.T	Libería	230	Traslado del Reactor en la subestación de Libería a la subestación Oroquí, 20 MVA.
				S.T	Oroquí	230	Ampliación de la subestación para la conexión de dos módulos de línea, una sección de enlace de barras y una sección de reactor nueva.
	3	Refuerzo de Transmisión Zona Norte	ICE	LT	Mogote - Garabito	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito desde S.T Mogote hasta la S.T Cañas. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada de 47 km.
				LT	Corobicí - Arenal		Repotenciación de la L.T Corobicí - Arenal de 350 MVA. Nueva capacidad requerida 390 MVA.
2031							

Anexo 7: Criterios de Planificación, diseño y operación de la red de transmisión

Nota. AR-NT-POASEN. Anexo A, Tabla N°2 (p. 70)

Contingencias				Límites y consecuencias aceptables de los componentes del sistema				
Categoría	Eventos	Componentes fallados	Componentes fuera de servicio	Límite de carga	Límite de voltaje	Sistema estable	Disparos en cascada	Pérdida de carga
A Sin contingencia	• Todos los componentes en servicio.	• Ninguno.	Ninguno	Nominal	1.05 - 0.95 P.U	Si	No	No
B Eventos que provocan la pérdida de un solo elemento Contingencia Única	• Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria. • Disparo de un componente sin falla.	• Un generador. • Un circuito de una línea de transmisión. • Un transformador o un autotransformador.	Uno (solo el componente fallado)	Nominal	1.05 - 0.95 P.U	Si	No	No
C Eventos que provocan la pérdida de dos o más componentes Contingencia Múltiple	• Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria. • Disparo sin falla.	• Una sección de barra. • Todos los circuitos en una misma torre.	Más de uno	Emergencia	1.10 - 0.90 P.U	Si	No	Controlada
	• Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria, o en tiempo de la función de protección de respaldo (debido a la falla en un sistema de eliminación de fallas).	• Un generador. • Un circuito de una línea de transmisión. • Un transformador o un autotransformador. • Una sección de barra.	Más de uno	Emergencia	1.10 - 0.90 P.U	Si	No	Controlada
D Eventos extremos que provocan la pérdida de dos o más componentes Contingencia Extrema	• Falla de fase a tierra o falla trifásica aclarada en tiempo de la función de protección primaria, o en tiempo de la función de protección de respaldo (debido a la falla en un sistema de eliminación de fallas).	• Todas las líneas en un derecho de paso. • Dos secciones de barra en una misma subestación. • Todas las unidades de una misma planta generadora.	Más de uno	Se debe identificar las contingencias extremas, utilizando información sobre eventos pasados y considerando otro tipo de eventos creíbles (por ejemplo una subestación con esquema de barra partida donde falla el esquema de protección de respaldo local). Se debe evaluar y documentar las contingencias extremas creíbles, los riesgos y las consecuencias. Se debe investigar, evaluar y recomendar medidas que reduzcan la probabilidad de ocurrencia.				
	• Eventos iguales a los de la categoría C, combinados con la operación incorrecta de un mecanismo de acción correctiva.	• Iguales a los de categoría C más el mecanismo de acción correctiva.	Más de uno					

10. Responsables

Elaborado por:

Equipo de trabajo del Área de Planificación de Transmisión:

Ing. Alejandro Alvarado Rivera
Ing. Aroon Sanabria Torres
Ing. Carolina Miranda Pacheco
Ing. Cristian Monge Figueroa
Ing. Isacc Felipe Núñez Chaves
Ing. Juan Carlos Jiménez Valverde
Ing. Marco L. Arauz Centeno
Ing. Eduardo Alfaro Alfaro (coordinador)

Revisado por:

Ing. Rebeca Sánchez Moraga
Coordinadora del Área de Planificación de Sistemas
Dirección Planificación y Sostenibilidad
Teléfono (506) 2001–5984
Correo electrónico: rsanchezm@ice.go.cr

APROBADO POR:

Ing. Kenneth Lobo Mendez
Dirección de Planificación y Sostenibilidad
Teléfono (506) 2000-8307
Correo electrónico: klobom@ice.go.cr

11. Vigencia

Esta actualización del plan de expansión de transmisión tiene una vigencia de 24 meses y será actualizado en Julio de 2027.

Comentarios y sugerencias favor comunicarse con:

Ing. Rebeca Sánchez Moraga
Coordinadora del Área de Planificación de Sistemas
Dirección Planificación y Sostenibilidad
Teléfono (506) 2001–5984
Correo electrónico: rsanchezm@ice.go.cr

Ing. Eduardo Alfaro Alfaro
Coordinador del Área de Planificación de Transmisión
Dirección Planificación y Sostenibilidad
Instituto Costarricense de Electricidad
Teléfono (506) 2000–2019
Correo electrónico: ealfaro@ice.go.cr



**PLAN DE EXPANSIÓN
DE LA TRANSMISIÓN**
2024-2034

Dirección Planificación y Sostenibilidad
Proceso Planificación de Sistemas
Planificación de Transmisión

Julio, 2025
San José, Costa Rica

