

Plan de Expansión de la Transmisión 2021-2031

Instituto Costarricense de Electricidad
División Transmisión

Mayo 2021



División
Transmisión

Índice General	
RESUMEN EJECUTIVO	7
1. INTRODUCCIÓN.	10
2. CONSIDERACIONES GENERALES	12
2.1 Alcance.....	13
2.2 Información solicitada para la presente actualización.....	13
2.3 Metodología.....	14
2.4 Programas utilizados.....	15
2.5 Abreviaturas	15
2.6 Criterios.....	16
3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE COSTA RICA AL AÑO 2021	17
3.1 Sistema de transmisión.....	18
3.1.1 Evolución de las líneas de transmisión 230 y 138 kV.....	20
3.1.2 Evolución de la capacidad de transformación.....	21
3.2 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2021 - 2031	22
3.3 Crecimiento Periodo 2021-2031.....	26
3.4 Variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión.....	29
3.4.1 Estudios relevantes periodo comprendido 2021-2031.	30
3.4.1.1 Proyecto de Transmisión Anillo de Miravalles (S.T Fortuna).....	30
3.4.1.2 Proyecto de Transmisión Zona Norte.....	32
3.4.1.3 Proyecto de Transmisión Anillo de Orosí.....	33
3.4.1.4 Proyecto de Transmisión Norte - Centro.....	35
3.4.2 Obras nuevas	37
3.4.3 Obras finalizadas y en operación.	38
3.4.4 Obras reprogramadas.	41
3.4.5 Obras retiradas.....	43
3.4.6 Resumen de las variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión.	43
3.5 Obras de transmisión prioritarias	44
3.6 Conexiones al Sistema de Transmisión	44
4. ANALISIS DE COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN	47
4.1 Costos del Plan de Expansión de Transmisión	48
4.1.1 Costos de inversión del sistema de transmisión	48
4.1.2 Costos operativos del sistema de transmisión	51
4.1.3 Costos totales del sistema de transmisión	52
4.2 Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión (CPILPT)	54

4.2.1 Modelo de cálculo.....	54
4.2.2 Actualización de los CPILPT	55
5. APROBACIÓN.....	57
6. VIGENCIA.....	58
7. RESPONSABLES.....	59
8. ANEXOS	60
9. BIBLIOGRAFÍA	68

Índice de Gráficas

Gráfica 1. Cantidad de kilómetros de línea en 230 y 138 kV en Costa Rica, año 2021.Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021	19
Gráfica 2. Capacidad de transformación en MVA en Costa Rica. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021	19
Gráfica 3. Evolución anual de las líneas de transmisión de Costa Rica, periodo 2006 – 2021. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021	20
Gráfica 4. Evolución de la capacidad de transformación sistema de transmisión de Costa Rica, periodo 2006 – 2020. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021	21
Gráfica 5 Distribución de obras de transmisión en función de la fecha de entrada en operación, periodo 2021 – 2031.Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021	43
Gráfica 6 Cantidad de solicitudes de acceso al sistema de transmisión de Costa Rica en alta tensión, abril 2021. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.	45
Gráfica 7 Cantidad de solicitudes de acceso al sistema de transmisión de Costa Rica en alta tensión, periodo 2019 - 2021.Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021	46
Gráfica 8. Comportamiento de los costos de inversión proyectados en el sistema de transmisión, periodo 2021 – 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021	50
Gráfica 9. Comportamiento de los costos operativos proyectados del sistema de transmisión, periodo 2021 – 2031.Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021	52
Gráfica 10. Comportamiento de costos totales anuales proyectados del sistema de transmisión, periodo 2020 – 2031.Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021	53
Gráfica 11. Comportamiento de costos totales acumulados proyectados del sistema de transmisión, periodo 2019 - 2029.Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	53

Índice de Figuras

Figura 1. Mapa de la red de transmisión Anillo de Miravalles. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	31
Figura 2. Mapa de la red de transmisión Zona Norte. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021	32
Figura 3. Mapa de la red de transmisión Anillo de Orosí. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021	34
Figura 4. Mapa de la red de transmisión Norte - Centro de Costa Rica. Transmisión Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	36
Figura 5. Mapa de solicitudes de conexión en alta tensión. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	45

Índice de Tablas

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2021 - 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021	23
Tabla 2. Incrementos en kilómetros de líneas y en MVA del sistema de transmisión para el periodo 2021 – 2031 Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	26
Tabla 3. Incremento porcentual en MVA en transformación, para el periodo 2021 - 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	28
Tabla 4. Incremento porcentual en km de líneas de transmisión, para el periodo 2021 - 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	28
Tabla 5. Obras nuevas entre el PET 2019-2029 y el PET 2021-2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	38
Tabla 6. Obras finalizadas entre el PET 2019-2029 y el PET 2021-2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	39
Tabla 7. Obras reprogramadas entre el PET 2019-2029 y el PET 2021-2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	41
Tabla 8. Obras retiradas entre el PET 2019-2029 y el PET 2021-2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	43
Tabla 9. Costos de inversión del Plan de Expansión de Transmisión, periodo 2021 – 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	49
Tabla 10. Costos de administración, operación y mantenimiento del Plan de Expansión de Transmisión, periodo 2021 - 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	51
Tabla 11. Costos totales del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2021 - 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	52
Tabla 12. Cálculo de los Costos Promedio Incrementales de Largo Plazo de Transmisión. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	55
Tabla 13. Comparación CPILPT entre los Planes de Expansión de la Transmisión 2019 y 2021. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.....	56
Tabla 14. Tarifa vigente publicada. (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, Diciembre 2020)	56



RESUMEN EJECUTIVO

El presente documento considera la actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2021 – 2031, con fechas oficiales a mayo 2021, donde se cuenta con un cronograma actualizado de la entrada en operación de las obras de transmisión en el periodo comprendido entre junio 2019 a mayo de 2021.

La actualización de este plan está compuesta por 78 obras de transmisión en total, en donde un 36% de las obras entraron en servicio, 13% corresponden a obras incorporadas. Del restante 5% corresponde a obras cuya fecha de entrada en servicio propuesta en el plan de expansión 2019-2029 presentaron adelanto de 6 meses o menos, 5% fueron retiradas y 36% de obras presentaron cambios en sus cronogramas de 6 meses o más.

A partir de los estudios técnicos elaborados durante el periodo 2021 y 2031 para el presente Plan de Expansión, se determinó que los proyectos de transmisión que resultan prioritarios para asegurar la suficiente capacidad de transporte, son los siguientes:

- | | | |
|--|--|---|
| ✓ Incremento de la capacidad de transporte de líneas de 138 kV y 230 kV (2021 y 2022). | ✓ Anillo de Miravalles (2025). | ✓ Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya (2025). |
| ✓ Refuerzo de transmisión Norte – Centro (2030). | ✓ Refuerzo de Transmisión Zona Norte (2030). | ✓ Refuerzo de Transmisión Anillo de Orosí (2030). |

En todos los proyectos listados anteriormente se deben respetar las fechas establecidas en el presente plan y como un esfuerzo adicional siempre que sea factible, se buscará la manera de adelantar su entrada en operación.

El análisis de costos incluye la inversión anualizada, así como un estimado de los costos operativos incrementales del sistema de transmisión.

Todos los costos se muestran en dólares constantes de los Estados Unidos de América, tomando como referencia la actualización de las premisas económicas emitida por la (Gerencia de Finanzas) para el periodo 2020 – 2035, véase Anexo 5.

Desde la perspectiva de inversiones, para el quinquenio 2021 – 2025 se tiene una inversión total anual de \$78 millones, mientras que para el periodo 2026 – 2031 alcanzaría los \$144 millones.

El Plan de Expansión de Transmisión 2021 – 2031 tiene un costo total acumulado de inversión de \$222 millones de dólares al 2031 de los cuales \$220 millones corresponden a inversiones por parte del ICE y por parte de entidades externas al ICE asciende a los \$2 millones. El valor presente neto de las inversiones del plan es de \$147 millones.

En cuanto a los costos operativos asociados a las nuevas obras, para el periodo 2021 – 2031 se requiere de un acumulado de \$15 millones para operar el sistema de transmisión, cuyo valor presente es de \$9.95 millones.

Como conclusión, el costo total acumulado requerido para satisfacer las necesidades de expansión y operación del sistema de transmisión en el periodo 2021 – 2031 alcanza los \$237 millones.

Adicionalmente, se realizó la actualización del Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión como una señal de eficiencia de las inversiones.

En la actualización del Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión de energía dio un valor de \$16.3/MWh y es un 21% menor que el estimado en 2019 de \$19.7/MWh, mientras que el de potencia se calculó en \$147.9/kW y es un 10.6% menor que el estimado en 2019 el cual fue de \$163.7/kW.

En ambos casos, el cambio presentado obedece, al desplazamiento de inversiones entre planes, así como la incorporación de refuerzos de transmisión en el largo plazo dentro del horizonte 2021 – 2031.

Este valor debe ser interpretado como un indicador de eficiencia de las inversiones en el horizonte considerado en función de la demanda incremental atendida.

1. INTRODUCCIÓN.



El presente documento corresponde a la actualización del Plan de Expansión de la Transmisión de Costa Rica en el periodo comprendido entre el 2021 - 2031, en el cual se enmarca el proceso de Planificación de la Transmisión acorde a lo establecido en el procedimiento interno (Negocio de Transmisión ICE, Noviembre 2019).

En Costa Rica las inversiones en 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 en todo momento.

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.

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

Esta tarea la realiza el Instituto Costarricense de Electricidad por medio de la División Transmisión de la Gerencia de Electricidad, quien tiene la responsabilidad de planear las expansiones de la red de transmisión.

2. CONSIDERACIONES GENERALES



2.1 Alcance

Los proyectos a incluirse dentro del Plan de Expansión de la Transmisión comprenden:

1. Proyectos que representen un aumento de capacidad (MVA) tanto en subestaciones como en líneas de transmisión y que tengan nivel de pre-factibilidad.
2. Proyectos que representen un aumento en infraestructura del sistema de transmisión perteneciente al ICE, tanto en subestaciones (barras, módulos) como en líneas (km) y que tengan nivel de pre-factibilidad.
3. Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición.
4. Traslado de módulos, transformadores, reactores y bancos de capacitores.
5. Reconstrucciones de líneas por condición.
6. Conexiones al sistema de transmisión perteneciente al ICE.
7. Proyectos de generación amparados a la ley 7200 y la ley 7508 que resulten adjudicados a través del proceso licitatorio correspondiente.
8. Proyectos ICE generación incluidos dentro del Plan de Expansión de la Generación Vigente, que cuenten con ubicación espacial.
9. Proyectos de desarrolladores externos al ICE para extracción o inyección de energía que cuenten con asignación nacional o regional de conexión.

Exclusiones:

Proyectos desarrollados por entes externos al ICE para extracción o inyección de energía que cuenten únicamente con solicitud de conexión preliminar.

2.2 Información solicitada para la presente actualización

La información base utilizada fue el Plan de Inversiones de Transmisión a junio de 2020, el Plan de Expansión de Transmisión 2019- 2029 y el Plan de Expansión de la Generación 2020-2035.

Para la presente revisión del plan de expansión de transmisión se hizo una actualización de las fechas de entrada en operación de las obras de transmisión. Las mismas fueron actualizadas a partir de información recopilada del seguimiento de los proyectos, por parte del Proceso Expansión de la Red.

Las obras de conexión incluidas en el plan están alineadas a las fechas asociadas a los proyectos comprendidos en el Plan de Expansión de Generación 2020 – 2035, incluido en el Anexo 4.

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.

La información contenida en este documento corresponde a una recopilación de obras en las etapas de pre inversión e inversión, por iniciativa del ICE u otros agentes del mercado eléctrico; por lo que 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 División Transmisión de la Gerencia de Electricidad del ICE, son de exclusiva responsabilidad de quien lo realiza.

2.3 Metodología

La metodología empleada pretende analizar 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 de América Central y el equivalente del sistema de México con escenarios sin y con transferencias regionales en sentido Norte – Sur y Sur - Norte de 300 MW.

Para esto se construyeron escenarios futuros, tomando en consideración, la información oficial establecida en los planes de expansión de la generación y transmisión vigentes del ICE, véase Anexo 3 y Anexo 4, en donde, los parámetros de los nuevos elementos de red, fueron propuestos por el área de Planeamiento de la Red de la División Transmisión de la Gerencia de Electricidad del ICE.

El desarrollo planteado en este documento, busca generar propuestas de expansión de en todo el país, en donde se toman en consideración la infraestructura establecida en el Plan de Expansión de la Generación vigente (Planificación y Desarrollo Eléctrico ICE, Noviembre 2020), el Plan de Expansión de la Transmisión anterior (Negocio de Transmisión ICE, Setiembre 2019), proyectos de consumo determinados por empresas distribuidoras o usuarios de alta tensión y proyectos de transmisión en etapa de prefactibilidad.

2.4 Programas utilizados

Para llevar a cabo la actualización del presente documento se utilizaron los siguientes programas:

- PSS/E de Siemens, versión 33.5: Programa especializado para simulación de sistemas de potencia.
- (PSS/E-lab): Programa desarrollado para optimizar los tiempos de procesamientos de información, desarrollado por el Centro de Investigación en Sistemas de Potencia; perteneciente, a Ingeniería y Construcción del ICE.
- SDDP de PSR: Programa utilizado para operación óptima del sistema eléctrico según el algoritmo de Programación Dinámica Estocástica Dual.

2.5 Abreviaturas

ICE: Instituto Costarricense de Electricidad.

L.T: Línea de Transmisión.

S.T: Subestaciones de Transmisión.

PEG: Plan de Expansión de la Generación.

PET: Plan de Expansión de la Transmisión.

PG: Proyecto de generación.

RMER: Reglamento de Mercado Eléctrico Regional.

CPILPT: Costos Promedio Incrementales de Largo Plazo de Transmisión

2.6 Criterios

Los criterios utilizados para llevar a cabo la actualización del Plan de Expansión de la Transmisión 2021 -2031 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 evaluación corresponden a los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño definidos en el capítulo 16 del RMER.

Los criterios para llevar a cabo la clasificación de los proyectos fueron los siguientes:

- Obras nuevas: Se refieren a las obras de transmisión que son incluidas por primera vez en el Plan de Expansión de la Transmisión.
- Obras finalizadas: Son las obras de transmisión que fueron incluidas en el plan de expansión anterior y al actualizarlo, reflejen que 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 aprobadas 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.

3. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE COSTA RICA AL AÑO 2021.



3.1 Sistema de transmisión.

La red de transporte de electricidad de Costa Rica permite transportar grandes bloques de energía desde las centrales de generación que son constituidos como los puntos de inyección, que se encuentran ubicados principalmente en la zona norte, hasta los centros de carga donde es extraída, de manera que no se comprometa la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico del país; cumpliendo con los criterios económicos y ambientales establecidos dentro del marco de las políticas nacionales e institucionales en materia energética.

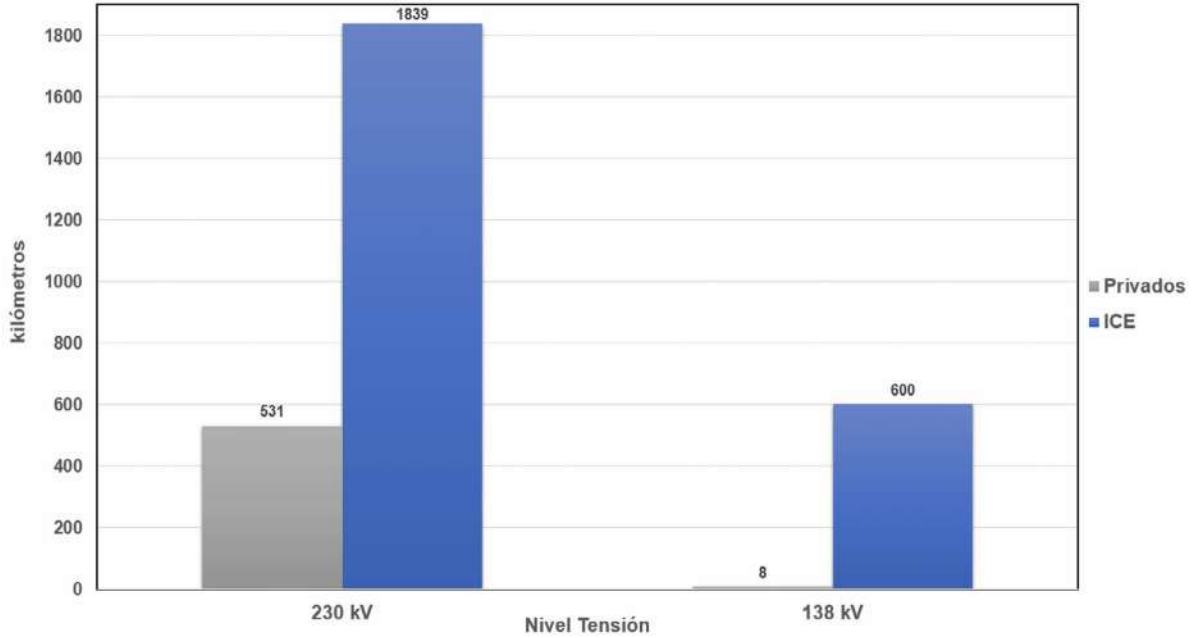
Esta red opera en alta tensión con dos niveles de voltaje 138 y 230 kV; siendo el más importante el de 230 kV por su ubicación, permitiendo el transporte de grandes bloques de energía desde la zona norte a los centros de consumo. El nivel de 138 kV se ubica principalmente en la zona central y la península de Nicoya.

En la actualidad, el transporte de la energía del 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 SIEPAC hacia el centro de carga, donde es transformada a un nivel de tensión en 138 kV para luego alimentar las principales subestaciones.

Esta red de transmisión se encuentra conformada por un total de 69 subestaciones; permitiendo al país interconectarse a nivel regional a través de cinco interconexiones, dos con Nicaragua y tres con Panamá y a la vez crear nuevas conexiones de generación y clientes de alta tensión, así como la atención del suministro eléctrico de las empresas de distribución, las cuales utilizan tensiones nominales de 69 kV, 34.5 kV, 24.9 kV y 13.8 kV, véase Anexo 1.

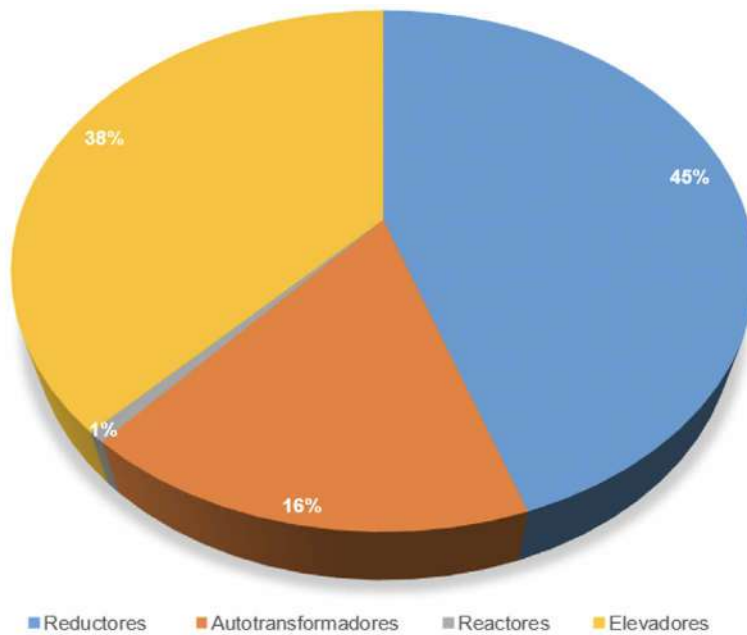
Territorialmente se extiende desde Peñas Blancas al Norte (Frontera con Nicaragua) hasta el sur en Paso Canoas (Frontera con Panamá), y desde Puerto Limón en el Caribe hasta Cóbano, en el extremo de la Península de Nicoya, en el Pacífico. Atravesando las 7 provincias del país, y con infraestructura desde el nivel del mar hasta los 3500 metros de elevación.

Desde el punto de vista de kilómetros de líneas de transmisión, Costa Rica ronda los 2986 km, distribuidos en las tensiones de 230 y 138 kV, de los cuales un 18 % corresponde a líneas de transmisión en propiedad de entes privados y un 82% corresponde a infraestructura ICE, ver Gráfica 1.



Gráfica 1. Cantidad de kilómetros de línea en 230 y 138 kV en Costa Rica, año 2021. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

En cuanto a capacidad de MVA instalados el sistema costarricense cuenta actualmente con un total de 12,116.4 MVA repartidos en todo el territorio nacional, de los cuales el 45% corresponde a transformadores reductores, 38% a transformadores elevadores, 16% a Autotransformadores y 1% a reactores, ver Gráfica 2.



Gráfica 2. Capacidad de transformación en MVA en Costa Rica, año 2021. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

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

El sistema de transmisión de Costa Rica en los últimos años ha evolucionado en términos de longitud de líneas de transmisión, así como en aumento de capacidad en MVA, entre los años 2006 a febrero de 2021.

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 longitud de líneas.



Gráfica 3. Evolución anual de las líneas de transmisión de Costa Rica, periodo 2006 – 2021. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

Al primer trimestre del 2021 la red de Transmisión cuenta con un total de 2986 km de líneas de transmisión, distribuidos en 2378 km de enlaces en 230 kV y 608 km en 138 kV, según la información extraída de las bases de datos en formato PSS®E nacionales véase Gráfica 3.

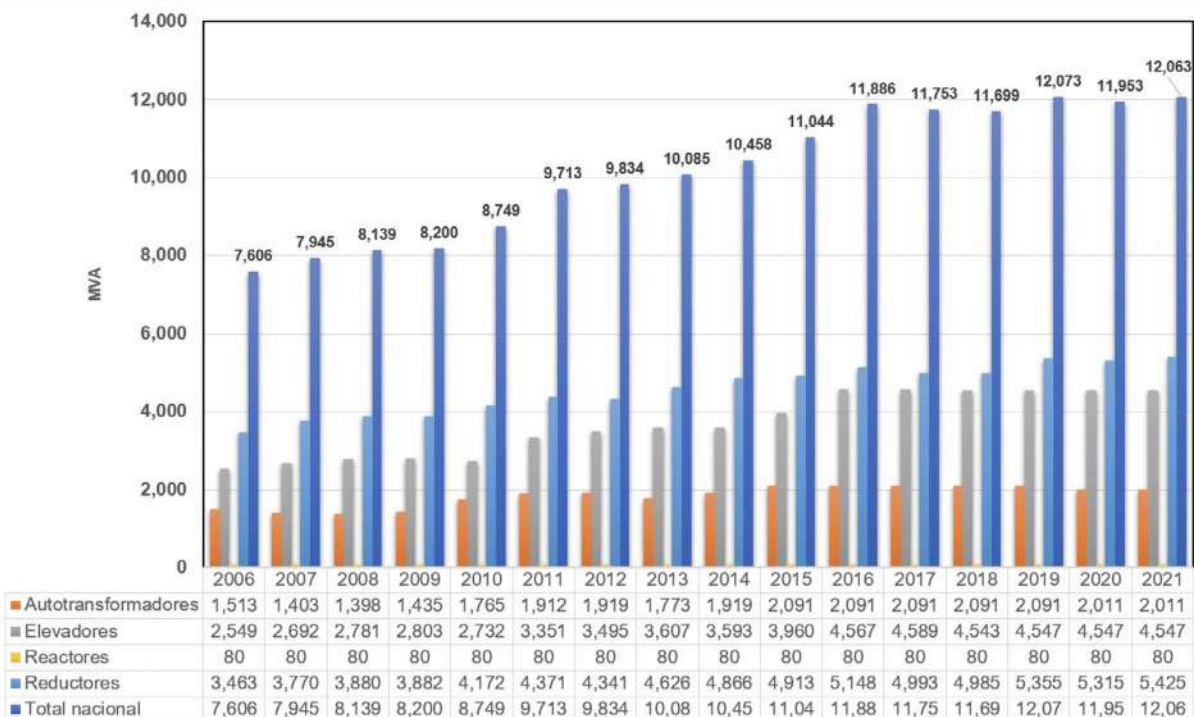
El aumento registrado entre los años 2019 y 2020 en kilómetros de líneas de transmisión en 138 kV se debió al desvío de los enlaces Caja – Colima, Caja – Heredia; mientras que en 230 kV el incremento principalmente se presentó con los desvíos de las líneas Río Claro – Progreso, Reventazón – Moín, así como por la energización de algunas obras asociadas al proyecto Anillo Sur las cuales corresponden a obras desarrolladas por el ICE.

En el transcurso de los años 2021 y 2022 se tiene planificado la entrada en operación de los enlaces de transmisión Higuito - El Este (Circuito Pirrís – Tejar), Rio Macho – San Miguel Ampliación#3 (Circuito El Este – Tejar) y Tejar Ampliación #1 que son obras que se energizaron en el año 2020.

3.1.2 Evolución de la capacidad de transformación.

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

La evolución presentada en el sistema de transmisión en cuanto a capacidad de transformación se detalla en la Gráfica 4.1.



Gráfica 4. Evolución de la capacidad de transformación sistema de transmisión de Costa Rica, periodo 2006 – 2020. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

El sistema de transmisión nacional cuenta con una capacidad de transformación total

de 12063 MVA, de los cuales 5425 MVA corresponden a transformadores reductores, 4547 MVA a elevadores, 2011 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. Durante el periodo comprendido entre el 2016 y 2021 el comportamiento de la cantidad de MVA en el sistema se ha mantenido estable.

3.2 Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2021 - 2031

La Tabla 1 muestra la actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2021 - 2031. Las fechas mostradas corresponden a la entrada en servicio de las obras de transmisión con corte a mayo de 2021.

En el caso de líneas existentes donde hay un aumento de capacidad de transporte se incluye el cálculo de capacidades en estado estable y estado de emergencia para el día y la noche en MVA.


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


En el Anexo 1 y Anexo 2, se pueden encontrar los mapas de Costa Rica con información asociada a la red de transmisión para los años 2021 y 2031.

Tabla 1. Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2021 - 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2021 - 2031							
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.
			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.
			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	Río 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. Trasladado 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 Efacec de 30 MVA 138/34.5 kV por el transformador 7-91 de 45 MVA.

Continuación

Plan de Expansión de Transmisión para el período 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.
				L.T	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	L.T	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.
				L.T	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.
				L.T	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.
				L.T	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 Nicoya	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 Nicoya	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 03-62 de 30 MVA, con su modulo de alta tensión y de dos circuitos de distribución.
2024							
2025		Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	L.T	Cañas - Guayabal - Ampliación #2 (Circuito Cañas - Filadelfia)	138	Reconstrucción e Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA. Capacidad para operar a 230 kV será 300 MVA y en 138 kV a 200 MVA. Longitud 36,7 km.
				L.T	Cañas - Guayabal - Ampliación #2 (Circuito Filadelfia - Guayabal)		Reconstrucción e Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA. Capacidad para operar a 230 kV será 300 MVA y en 138 kV a 200 MVA. Longitud 21,6 km.
	1	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Fortuna	230	Subestación nueva 230 kV (interruptor y medio, 4 salidas de línea).
				L.T	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.
				L.T	Cañas - Ticuantepe	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 Nicoya	ICE	ST	Cañas - Ampliación #11	230	Sustitución del autotransformador 21-83 trifásico 230/138 kV, 110 MVA. Por tres fases 3*36 monofásicas, 230/138 kV.	

Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2021 - 2031								
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 - Tarbaca 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 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 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.
					S.T	Liberia	230	Traslado del Reactor en la subestación de Liberia a la subestación Orosí, 20 MVA.
					S.T	Orosí	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.
								Reconstrucción de la L.T Cañas - Garabito en configuración de doble circuito. Nueva capacidad requerida 600 MVA. Longitud aproximada de 60.6 km.
					LT	Corobici - Arenal		Repotenciación de la L.T Corobici - Arenal de 350 MVA. Nueva capacidad requerida 390 MVA.
2031								

Notas aclaratorias

*Información de carácter informativo, se excluye al ICE de cualquier responsabilidad del uso de esta tabla con otros fines o sin la autorización del ICE.

3.3 Crecimiento Periodo 2021-2031

En la Tabla 2 se observa el incremento en MVA y km de líneas de transmisión para el periodo 2021-2031.

Tabla 2. Incrementos en kilómetros de líneas y en MVA del sistema de transmisión para el periodo 2021 – 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			Incrementos por obra		Incrementos totales por año		
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	MVA	km	MVA	km
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.	45		275	0
		UAT Florida Bebidas	Florida Bebidas	ST	Belén - Ampliación #4	230	Módulo para conexión del UAT y transformador 15/20 MVA.	40			
	2	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.	15			
		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.	60			
		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.	15			
				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.	15			
	ST			Caja	230	Sustitución del Autotransformador 10-77, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por otro monofásico a 110 MVA. BID CCLIP 2747.	10				
	3	Reemplazo de transformadores por falla	ICE	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.	30			
	4	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	15			
	2022	1	S.T La Rivera	Bridgestone Costa Rica	S.T	La Rivera	230	Subestación nueva en configuración interruptor y medio, 2 módulos de línea, 2 transformadores de 16/20 MVA.	40		
3		Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal - Ampliación #3	24.9	Instalación de 2 módulos para la conexión de 2 bancos de capacitores. Cada uno para 6 MVA.	12			
2023	2	Modernización Subestación Moín	ICE	ST	Moín - Ampliación #12	230	Instalación del Transformador #5, nuevo, 230/34.5/13.8, 45 MVA	15		130	0.8
		1	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Fortuna	230	Subestación nueva 230 kV (interruptor y medio, 4 salidas de línea).	20		
	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 mts.	0.3			
	LT				Cañas -Ticuantepe	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.	0.5			
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 tres fases 3*36 monofásicas, 230/138 kV.	110				

Continuación

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				Incrementos por obra		Incrementos totales por año	
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	MVA	km	MVA	km
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.	15		15	0
2027	1	Borinquen 1	ICE	ST	Borinquen	230	ST Borinquen (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)	55		55	0
2030	1	Refuerzo de Transmisión 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.		70	20	138
				LT	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 1km en doble circuito.		1		
	ICE	LT	Liberia - Amayo	230	Línea de transmisión nueva en configuración de doble circuito, derivando la Liberia - Amayo hasta la ST Orosi 230 kV. Capacidad estado estable día 390 MVA. Longitud aproximada de 20 km en doble circuito.		20				
								S.T	Liberia		
	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.		47		

En los resultados alcanzados se observa un crecimiento del 3% en la capacidad de transformación, incluyendo la instalación de autotransformación y transformadores reductores y elevadores, véase Tabla 3.

Tabla 3. Incremento porcentual en MVA en transformación, para el periodo 2021 - 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

Capacidad de Transformación	MVA		%
	Instalado 2021	Crecimiento 2031	
Autotransformación	2011	10	0.5%
Elevadores	4547	55	1%
Reductores	5425	335	6.2%
Reactores	80	0	0.0%
Total	12063	400	3%

En el caso de las líneas de transmisión el incremento, asociado al plan de expansión, es del 5% y considera exclusivamente infraestructura a nivel de 138 kV y 230 kV, véase Tabla 4.

Tabla 4. Incremento porcentual en km de líneas de transmisión, para el periodo 2021 - 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

Líneas de Transmisión	km		%
	Instalado 2021	Crecimiento 2031	
Nivel 230 kV	2378	138.8	6%
Nivel 138 kV	608	0	0%
Total	2986	138.8	5%

3.4 Variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión

Las principales variaciones identificadas en el plan de expansión de la transmisión se presentan a continuación:

- La entrada en operación de la subestación Rio Blanco que brinda el servicio a APM Terminals y las obras de transmisión asociadas.
- La entrada en operación parcial del refuerzo de transmisión Anillo Sur.
- El desplazamiento de las obras asociadas al refuerzo de transmisión de Península de Nicoya.
- El desplazamiento de las obras asociadas a las obras asociadas a la interconexión de Coopeguanacaste.
- La construcción de la subestación la Ribera.
- El desplazamiento de las obras asociadas al refuerzo de transmisión Anillo de Miravalles.
- La incorporación del Refuerzo de transmisión Zona Norte.
- La incorporación del Refuerzo de transmisión Anillo de Orosí.
- Desplazamiento de la entrada en operación del proyecto Borinquen I.
- Retiro de la segunda etapa correspondiente a Borinquen II.
- Disminución en el comportamiento de las proyecciones de la demanda, ver el Plan de Expansión de la Generación 2020-2035 (Planificación y Desarrollo Eléctrico ICE, Noviembre 2020).

3.4.1 Estudios relevantes periodo comprendido 2021-2031

Los estudios realizados en este periodo 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 ambiental de la red transmisión de Costa Rica.

3.4.1.1 Proyecto de Transmisión Anillo de Miravalles (S.T Fortuna):

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

Busca solventar problemas de sobrecargas, así como de permitir al país contar con mayor capacidad de transmisión para la instalación nueva generación en la parte norte del país; propiciando que se dé un despacho económico de los generadores instalados y mitigando la congestión para los flujos 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. La subestación se conecta mediante la apertura de las líneas de transmisión Ticuantepe-Cañas (SIEPAC) y Arenal-Miravalles.

En la Figura 1 se puede identificar espacialmente el proyecto dentro del sistema de transmisión de Costa Rica.

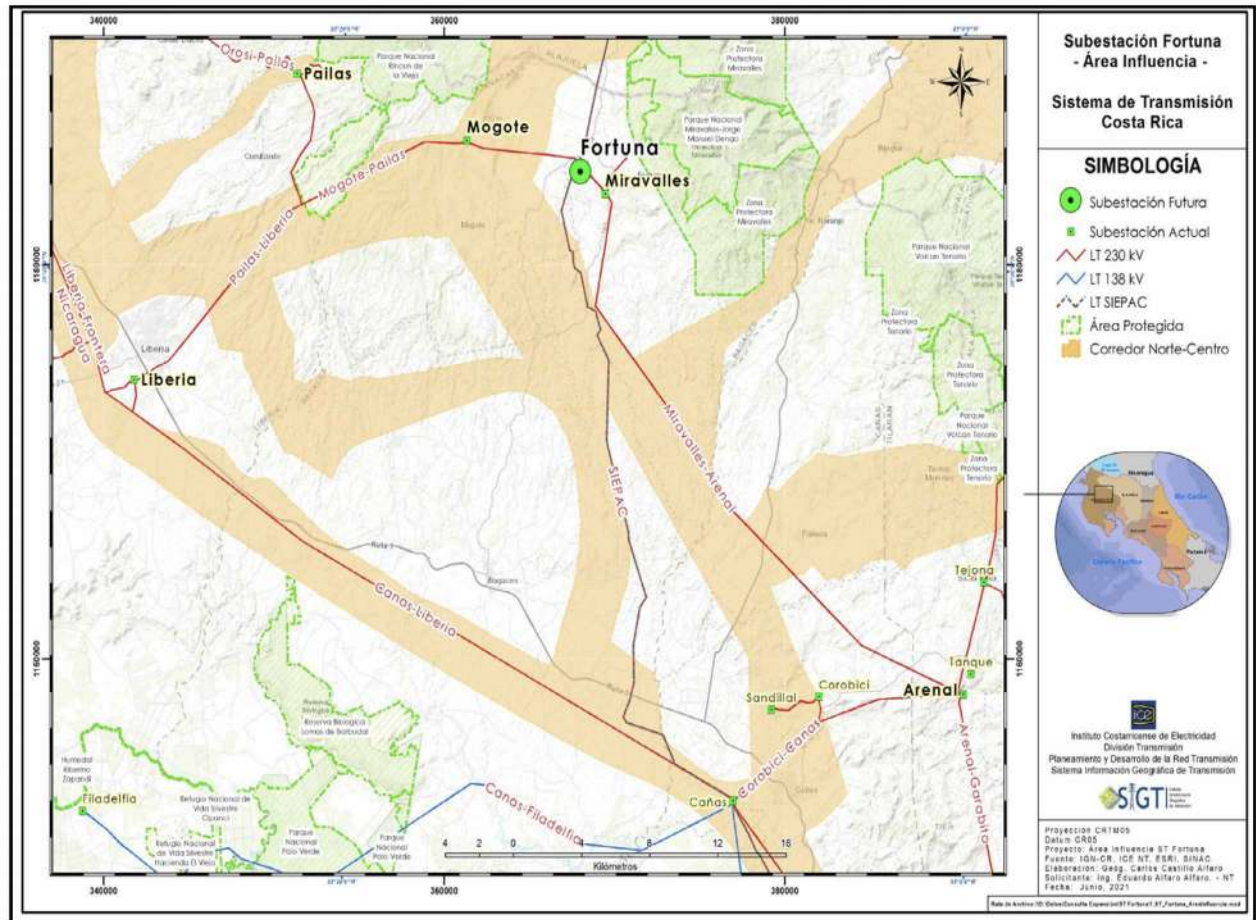


Figura 1. Mapa de la red de transmisión Anillo de Miravalles. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

El costo total del proyecto sería de \$9.2 millones y se estima que estará en funcionamiento en el primer trimestre del año 2025. De acuerdo con el análisis económico-social efectuado con un horizonte al año 2035, la tasa interna de retorno es del 45 % con un valor actual neto de \$49 millones.

3.4.1.2 Proyecto de Transmisión Zona Norte:

Este proyecto viene a complementar las obras de transmisión necesarias en la zona comprendida como Anillo de Miravalles; propiamente entre las subestaciones de Liberia, Cañas, Arenal y Corobicí, para solventar problemas de sobrecargas, incumplimientos en los márgenes de reserva, identificados en algunas barras del sistema.

En la Figura 2 se puede observar la ubicación espacial del proyecto dentro del sistema de transmisión de Costa Rica.

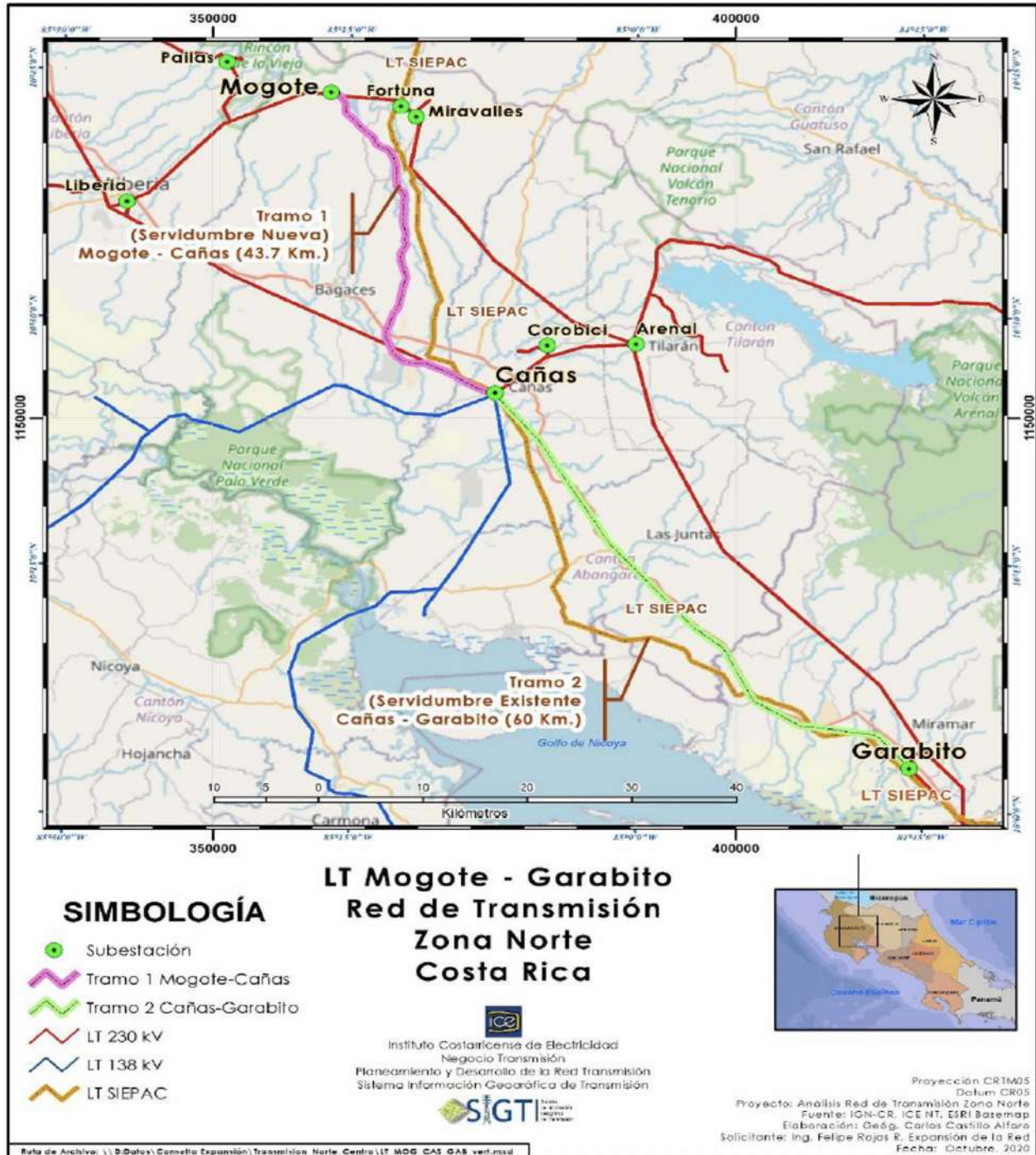


Figura 2. Mapa de la red de transmisión Zona Norte. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

El proyecto contiene como obra principal un circuito de transmisión Mogote-Garabito en dos tramos: el tramo 1 es una línea en servidumbre nueva desde Mogote hasta Cañas (sin conectarse a Cañas) y en el tramo 2 se le da continuidad al circuito empleando la servidumbre existente entre Cañas-Garabito, lo que implica que la línea existente en circuito sencillo se tendrá que reconvertir a doble circuito. Adicionalmente se efectúa la repotenciación de la LT Corobicí-Arenal. Su ejecución depende plenamente del ICE, pero requiere hacer intervenciones en caliente para evitar paros prolongados, además de que será necesario incurrir en un proceso de adquisición de servidumbres.

De acuerdo a las evaluaciones efectuadas se tendrían que desembolsar \$41 millones con una fecha de entrada estimada para el 2030.

Desde el punto de vista económico demostró ser factible, siendo la TIR de 12% para un VAN de \$5 millones.

3.4.1.3 Proyecto de Transmisión Anillo de Orosí:

Este proyecto es un refuerzo de transmisión identificado en la parte norte del país, en la porción de la red de transmisión que abarca las líneas de interconexión con Nicaragua, además de las subestaciones y líneas de transmisión que las unen y que se citan a continuación: Liberia, Pailas, Orosí, Mogote y Fortuna, en la actualidad cuenta con estudios de prefactibilidad y busca solventar problemas de colapsos de voltaje en la zona en estudio ante algunos escenarios de contingencia. Esta problemática fue identificada previamente en el documento llamado "Informe de identificación de restricciones en la red de transmisión en el mediano y largo plazo" (ICE, Negocio de Transmisión, Setiembre 2019).

En la Figura 3 se puede observar la ubicación espacial del proyecto dentro del sistema de transmisión de Costa Rica.

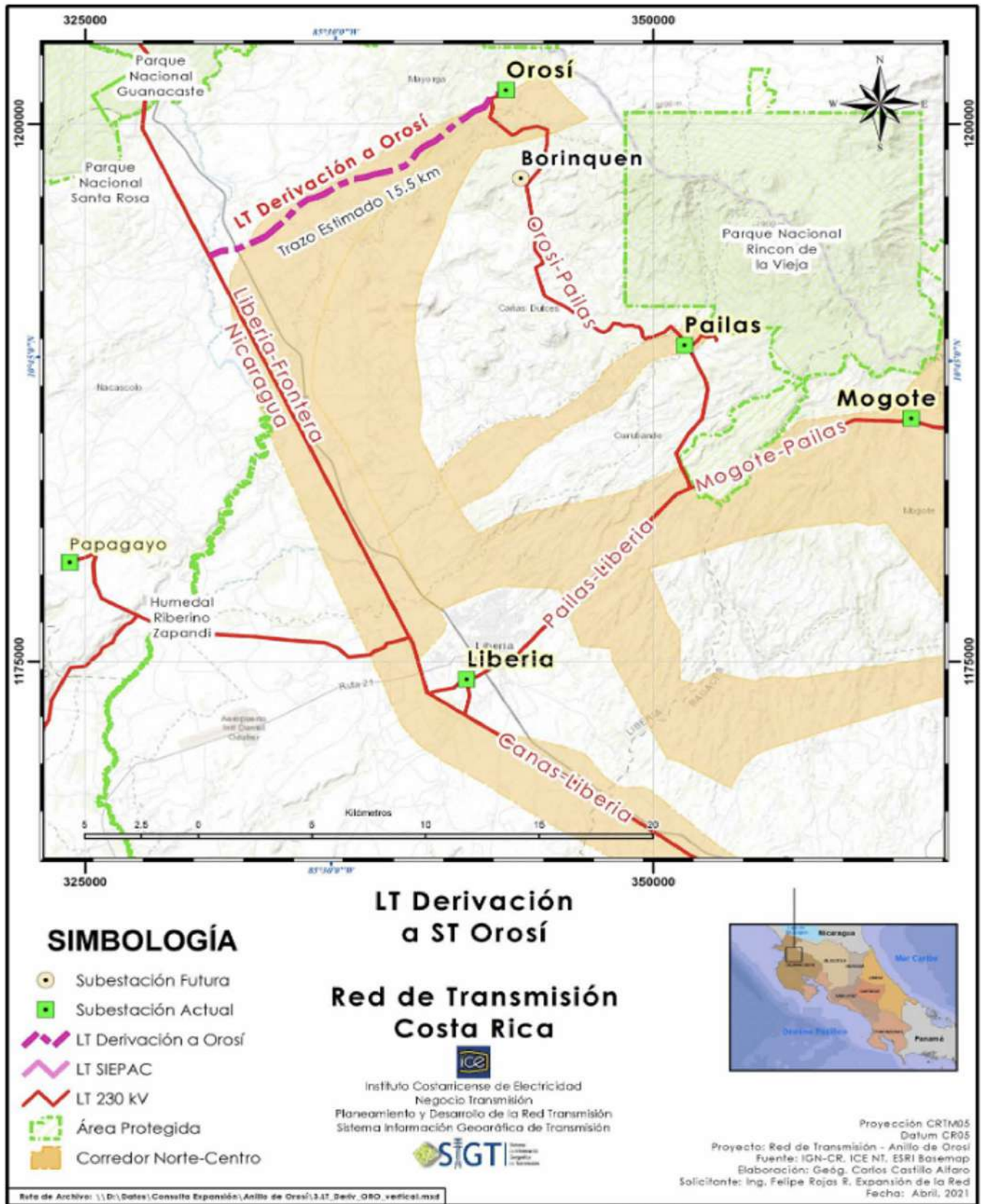


Figura 3. Mapa de la red de transmisión Anillo de Orosí. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

Este proyecto requiere del desarrollo de las siguientes obras de transmisión:

- Derivación de la línea de transmisión en la ST Orosi 230 kV. Capacidad estado estable día 390 MVA. Longitud aproximada de 20 km en doble circuito.
- 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. Ampliación de la ST Garabito en una sección de línea.
- Traslado del Reactor en la subestación de Liberia a la subestación Orosí, 20 MVA.
- Ampliación de la subestación para la conexión de dos módulos de línea, una sección de enlace de barras y una sección de reactor nueva.

Esta propuesta permite el aprovechamiento de las servidumbres de paso existentes, así como de minimizar el riesgo.

De acuerdo a las evaluaciones efectuadas el proyecto tiene un costo de inversión total de \$ 22.8 millones, de los cuales \$ 18.3 millones corresponden obras nuevas y ampliaciones, mientras que \$ 4.5 millones pertenecen a sustituciones y retiros por vida útil.

Desde el punto de vista económico el proyecto planteado es rentable con una TIR de 18 % y un VAN de \$ 8 millones. La eliminación de la restricción permite incrementar la generación geotérmica, reduciendo los costos por producción a base de combustibles y disminuyendo también el déficit de energía del sistema.

3.4.1.4 Proyecto de Transmisión Norte – Centro:

Este proyecto es un refuerzo 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 con el MER (Mercado Eléctrico Regional), donde la capacidad de la transmisión norte-centro será insuficiente para cumplir los criterios de seguridad operativa y el flujo norte-centro deberá limitarse a valores más restrictivos que el vigente, imposibilitando la operación óptima del sistema de generación y la satisfacción de la demanda.

Todos los problemas mencionados fueron identificados previamente en el documento llamado “Informe de identificación de problemas en la red de transmisión en el periodo 2022-2040” (ICE, Negocio de Transmisión, Setiembre 2019) así con en estudios previos.

En la Figura 4 se puede observar la ubicación espacial del proyecto dentro del sistema de transmisión de Costa Rica.

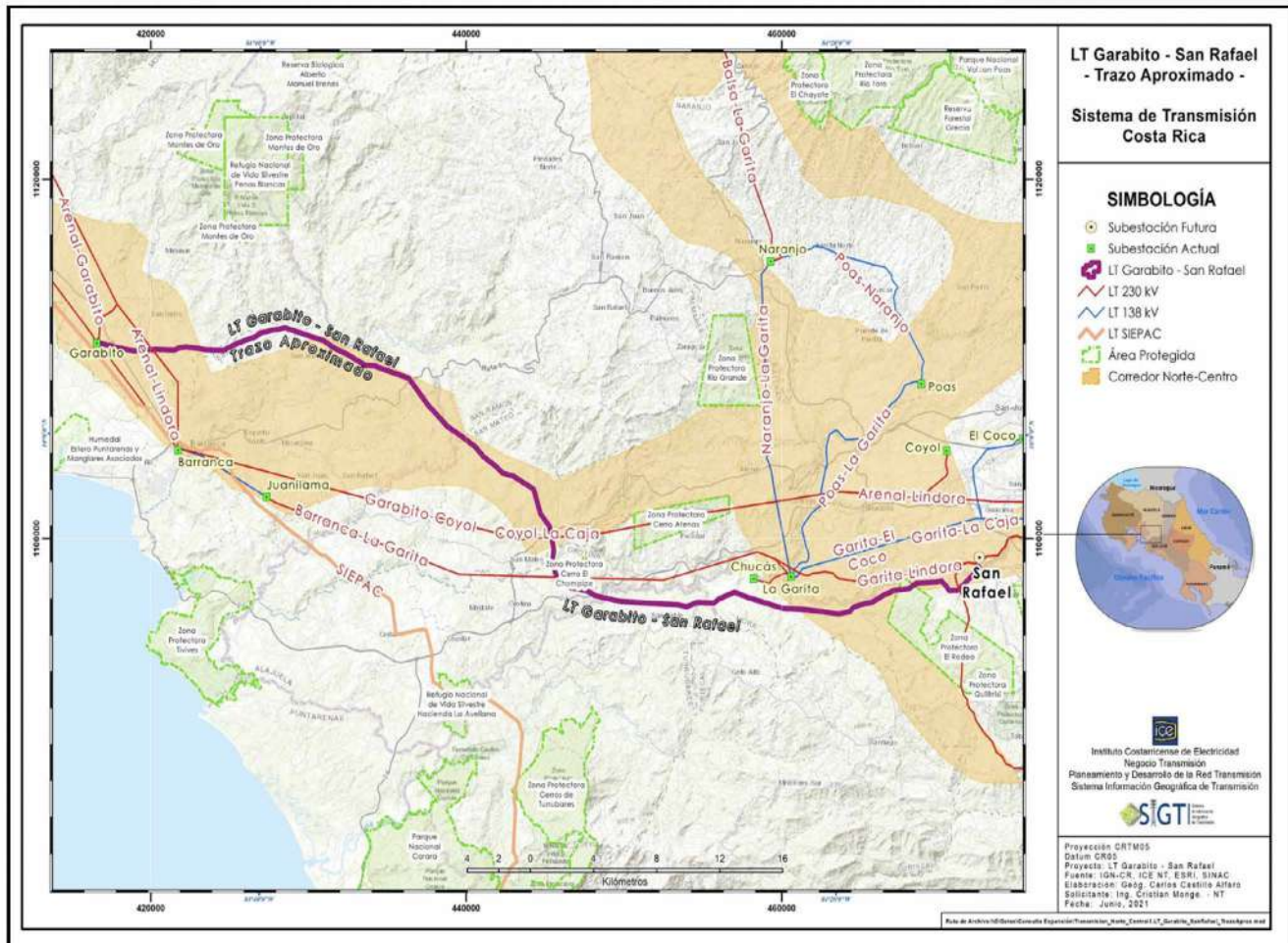


Figura 4. Mapa de la red de transmisión Norte - Centro de Costa Rica. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

En el análisis realizado para atacar la problemática identificada se propusieron 6 alternativas de solución que consistieron en conjuntos de obras que demostraron tener un desempeño correcto en los análisis de flujos de potencia, estabilidad de tensión y estabilidad transitoria; estas obras de expansión vendrían a ser las siguientes:

1. Línea de transmisión Garabito-La Caja
2. Línea de transmisión Garabito-Lindora

3. Línea de transmisión Garabito-Garita y reconstrucción Garita-La Caja a 230 kV
4. Línea de transmisión Garabito-Ciudad Colón
5. Cambios de conductores en líneas sobrecargadas y compensación reactiva
6. Reconstrucción de líneas de circuito sencillo a doble circuito

De acuerdo a las evaluaciones efectuadas en el año 2016 se evidencia que las opciones 1, 2, 3 y 4 presentarían costos similares por lo que serían equivalentes y al aplicar la metodología de costo-beneficio obtendrían una TIR de hasta 21%; sin embargo en la revisión efectuada durante el año 2020 se actualizó el costo a \$ 68 millones y se comprobó que la opción de construir una nueva línea de transmisión entre la subestación de Garabito hasta Ciudad Colón (Futura S.T San Rafael), continua siendo rentable, pero con una TIR económica-social de 14% aproximadamente, producto de la distribución en las proyecciones de la demanda.

3.4.2 Obras nuevas

En el presente plan de expansión de la transmisión, se han identificado e incorporado los siguientes proyectos u obras de transmisión detallados en la Tabla 5.

Tabla 5. Obras nuevas entre el PET 2019-2029 y el PET 2021-2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

Nombre del Proyecto	Elemento del sistema				PET 2019		PET 2021	
	Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio	Año	Trim	Año	Trim
S.T La Ribera	S.T	La Ribera	230	Subestación nueva en configuración interruptor y medio, 2 módulos de línea, 2 transformadores de 16/20 MVA.	-	-	2022	2
	L.T	Caja - Belén	230	600 MVA. Derivación LT Caja - Belén 230 kV para la conexión de la nueva barra (50 m, 2 circuitos)	-	-	2022	2
Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ST	Cañas - Ampliación #11	230	Sustitución del autotransformador 21-83 trifásico 230/138 kV, 110 MVA. Por tres fases 3*36 monofásicas, 230/138 kV.	-	-	2025	4
Refuerzo de Transmisión Anillo de Orosí	LT	Liberia - Amayo	230	Derivación de la línea de transmisión en la ST Orosí 230 kV. Capacidad estado estable día 390 MVA. Longitud aproximada de 20 km en doble circuito.	-	-	2030	1
	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.	-	-	2030	1
	S.T	Liberia	230	Traslado del Reactor en la subestación de Liberia a la subestación Orosí, 20 MVA.	-	-	2030	1
	S.T	Orosí	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.	-	-	2030	1
Refuerzo de Transmisión Zona Norte	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.	-	-	2030	1
			230	Reconstrucción de la L.T Cañas - Garabito en configuración de doble circuito. Nueva capacidad requerida 600 MVA. Longitud aproximada de 60.6 km.	-	-	2030	1
	LT	Corobicí-Arenal	230	Repotenciación de la L.T Corobicí-Arenal de 350 MVA. Nueva capacidad requerida 390 MVA.	-	-	2030	1

Los proyectos identificados en la Tabla 5 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 una nueva obra de transmisión asociada a una conexión así como la sustitución de auto-transformación en la subestación de Cañas.

3.4.3 Obras finalizadas y en operación.

Desde junio de 2019 a mayo 2021 entraron en servicio 28 obras asociadas a los proyectos de transmisión que son detallados en la Tabla 6.

Tabla 6. Obras finalizadas entre el PET 2019-2029 y el PET 2021-2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				PET 2019		PET 2021	
		Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio	Año	Trim	Año	Trim
Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Miravalles - Mogote	230	Certificación de capacidad 390 MVA. Capacidad estado estable día 390 MVA, noche 447 MVA. Capacidad emergencia día 489 MVA, noche 578 MVA.	2019	1	2019	1
		LT	Mogote - Pailas	230	Certificación de capacidad 380 MVA. Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 438 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.	2019	1	2019	1
		LT	Río Claro - Progreso	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300MVA, noche 362 MVA. Capacidad emergencia día 372 MVA, noche 389 MVA.	2019	1	2019	1
PG Pailas 2	ICE	ST	Pailas	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo de línea para la conexión del PG Pailas 2.	2019	1	2019	1
Transformación de Energía	ICE	ST	Molín	230	Modulo de reserva, obras civiles (tanque colector de aceite)	2019	2	2019	2
Interconexión APM Terminals	APM	LT	Molín - Reventazón	230	670 MVA. Derivación de la LT Molín - Reventazón para la conexión de la nueva barra (1 km, 2 circuitos)	2019	3	2019	3
		ST	Río Blanco	230	ST Río Blanco (interruptor y medio, 2 módulos de línea, 2 de transformador y prevista de 4 adicionales, 80 MVA.	2019	3	2019	3
Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Caja - Colima	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.	2019	4	2019	4
		LT	Caja - Heredia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.	2019	4	2019	4
		LT	Colima - Heredia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.	2019	4	2019	4
		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.	2019	4	2021	1
		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.	2019	4	2021	1
Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Escazú	138	Sustitución del transformador 03-92, 138/34.5 kV, 30 MVA por 45 MVA.	2019	4	2020	4
Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	Anonos	138	Reconfiguración y ampliación de la subestación (Módulo de línea, 3 de transformador, 8 de línea de distribución y 1 transformador, 45 MVA). BID CCLIP 02	2020	1	2020	1

Continuación

Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			PET 2019		PET 2021	
		Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio			
					Año	Trim	Año	Trim
Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 12-81, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por 110 MVA.			
Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar el transformador (2-03), (55 MVA), proveniente de ST Arenal.			
UAT Florida Bebidas	Florida Bebidas	ST	Belén	230	Módulo para conexión del UAT Florida Bebidas			
L.T Tanque - Tejona 34,5 kV	ICE	LT	Tanque - Tejona	34.5	Reconstrucción de la línea Tanque – Tejona 34,5 kV a 36 MVA en circuito sencillo. Capacidad estado estable día 40,5 MVA, noche 44,3 MVA, emergencia día 41,9 MVA, noche 46 MVA.			
Anillo Sur	ICE	LT	Higuito - El Este	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada de 19.7 km entre LT Tarbaca - El Este.			
		ST	Higuito	230	ST Higuito (interruptor y medio, 2 salidas de línea, 1 de transformador, 45 MVA).			
		LT	Higuito - El Este	230	Derivación de la LT Tarbaca - Pirris para conectar la ST Higuito. Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada entre el entronque y la subestación Higuito será de 5,8 km.			
		LT	Tarbaca - Higuito	230	Derivación de la LT Tarbaca - Pirris para conectar la ST Higuito. Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada entre el entronque y la subestación Higuito será de 5,8 km.			
		LT	Tarbaca - Higuito	230	Reconstrucción de la LT Tarbaca - Pirris 230 kV. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada entre la derivación a ST Higuito y la torre 70 será de 1.5 km. Consiste en el cambio del conductor del circuito norte a un bundle 2x636 MCM.			
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.			
Tejona	ICE	ST	Tejona	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	Caja	230	Instalación del Transformador 3_230 / 34.5 / 13.8, 45 MVA .BID CCLIP 2747.			
		ST	Heredia	138	Sustitución de los transformadores 4-81, 6-81, 138/34.5 kV con capacidad de 30 MVA por dos de 45 MVA. BID CCLIP 2747.			
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.			

3.4.4 Obras reprogramadas.

La actualización efectuada del plan de expansión de la transmisión contempla las reprogramaciones a las obras incluidas en el PET 2019 – 2029.

En la revisión efectuada se observa que un total de 41% de las obras de transmisión presentaron reprogramaciones, en donde, 6% se mantuvieron dentro de los 6 meses, 34% tuvieron cambios mayores a 6 meses y no se registraron obras que mantuvieran su fecha de entrada en operación, véase Tabla 7.

Tabla 7. Obras reprogramadas entre el PET 2019-2029 y el PET 2021-2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

Nombre del Proyecto	Elemento del sistema				PET 2019		PET 2021	
	Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio	Año	Trim	Año	Trim
Incremento de la capacidad de transporte	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.	2019	4	2021	4
Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ST	Desamparados	138	Sustitución del transformador 7-91, 138/34,5/13,8 kV con capacidad de 45 MVA por otro a 75 MVA. BID CCLIP 2747	2020	1	2021	3
	ST	Naranja	138	Sustitución de la Movil 138/34,5/13,8 kV por transformador de 45 MVA	2020	1	2021	4
Anillo Sur	LT	Pirris - Tejar	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 345 MVA. Longitud aproximada de 19.7 km entre LT Tarbaca - El Este.	2020	2	2021	2
	LT	Río 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.	2020	2	2021	2
	ST	Tejar	230	Dos Módulos uno para salidas de línea de transmisión y enlace de barras tecnología GIS	2020	2	2021	2
Interconexión CoopeGuanacaste	ST	Guayabal	69	Construcción del módulo de baja tensión del transformador 138 / 69 kV.	2020	3	2021	2
Interconexión CoopeGuanacaste	ST	Nuevo Colón	230	Instalación de un transformador 230/69-34,5/13,8 kV, 60 MVA. BID CCLIP 2747.	2020	3	2021	2
			230	Ampliación de la subestación para la instalación de un transformador 230/69-34,5/13,8 kV y la construcción del módulo de baja tensión del transformador 230 / 69 kV.	2020	3	2021	2
Incremento de la capacidad de transporte	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.	2020	4	2022	2
	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.	2020	4	2021	4
Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ST	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 10-77, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por otro monofásico a 110 MVA. BID CCLIP 2747.	2020	4	2021	2
Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ST	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 11-77, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por otro monofásico a 110 MVA. BID CCLIP 2747.	2021	1	2020	4
Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ST	Guayabal	24.9	Instalación de 2 módulos para la conexión de 2 bancos de capacitores. Cada uno para 6 MVAr.	2021	3	2022	3
			138	Ampliación de la subestación con dos 2 módulos en alta tensión al aire, barra principal y auxiliar.	2021	3	2022	4

Continuación

Nombre del Proyecto	Elemento del sistema				PET 2019		PET 2021	
	Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio	Año	Trim	Año	Trim
Incremento de la capacidad de transporte	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.	2021	4	2022	2
	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.	2021	4	2022	2
	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.	2021	4	2022	2
Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	LT	Cañas - Filadelfia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 180 MVA. Capacidad para operar a 230 kV será 300 MVA y en 138 kV a 180 kV.	2022	3	2025	1
	LT	Filadelfia - Guayabal	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 180 MVA. Capacidad para operar a 230 kV será 300 MVA y en 138 kV a 180 kV.	2022	3	2025	1
Anillo de Miravalles	ST	Fortuna	230	Subestación nueva 230 kV (interruptor y medio, 4 salidas de línea)	2023	4	2025	1
	ST	Fortuna	230	Subestación nueva 230 kV (interruptor y medio, 4 salidas de línea).	2023	4	2025	1
	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 mts físicos.	2023	4	2025	1
	LT	Cañas -Ticuantepe	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 físicos.	2023	4	2025	1
	ST	Cañas	230	Retiro del Reactor en la subestación de Cañas.	2023	4	2025	1
	ST	Fortuna	230	Instalación de un nuevo Reactor en la subestación de Fortuna.	2023	4	2025	1
Moin Ampliación 12	ST	Moin	230	Instalación de tres barras, 17 celdas en media tensión encapsuladas GIS (Shelter).	2024	1	2023	2
				Instalación del Transformador #5, nuevo, 230/34.5/13.8, 45 MVA	2024	1	2023	2
				Desmantelamiento del transformador 03-62 de 30 MVA, con su modulo de alta tensión y de dos circuitos de distribución.	2024	1	2023	2
Borinquen 1	ST	Borinquen	230	ST Borinquen (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)	2026	1	2027	1
Refuerzo de Transmisión Norte-Centro	ST	Garabito	230	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea	2026	3	2030	1
	ST	San Rafael	230	ST San Rafael (interruptor y medio, 6 salidas de línea).	2026	3	2030	1
	LT	Garabito - San Rafael	230	600 MVA . Nueva línea de transmisión (70 km, 1 circuito).	2026	3	2030	1
	LT	Lindora - Tarbaca 1 y 2	230	343 MVA. Derivación de las líneas Lindora - Tarbaca 1 y 2 en la ST San Rafael (1 km, 2 líneas de 2 circuitos)	2026	3	2030	1
	ST	La Caja	230	Ampliación de la subestación para la conexión de dos módulos de línea (uno en cada barra)	2026	3	2030	1
	LT	Lindora - San Miguel 1	230	Derivación de la LT Lindora - San Miguel 1 en la ST La Caja (1 km, 2 circuitos), 380 MVA.	2026	3	2030	1

3.4.5 Obras retiradas.

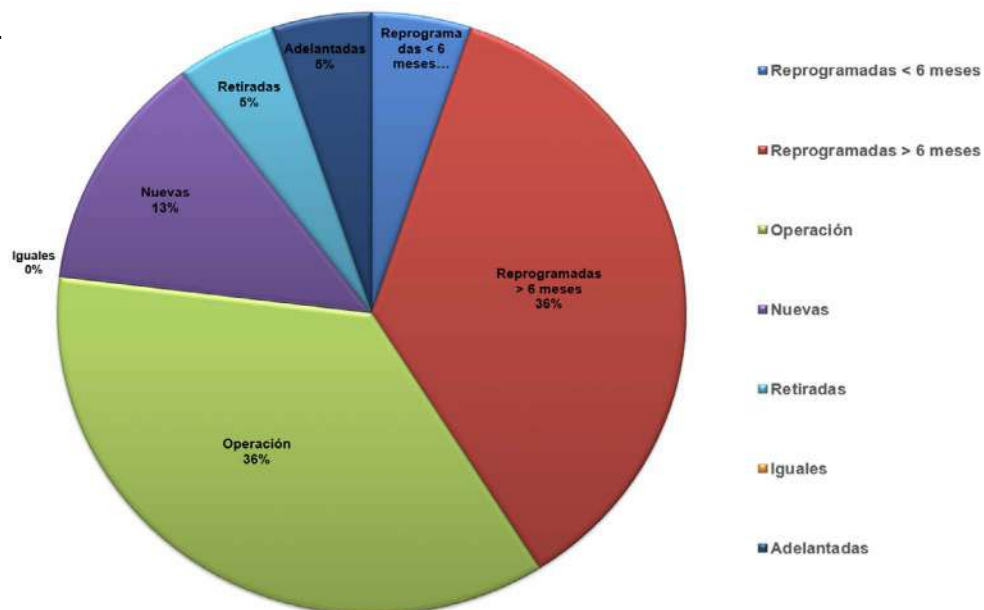
Entre junio de 2019 a mayo del 2021, un 5% de las obras de transmisión identificadas fueron eliminadas, debido a cambios requeridos en el alcance de la planificación de los proyectos asociados a remplazo de transformadores de potencia basados en su condición. Además, se identificó que los proyectos P.H San Rafael, PH Rio Bonilla 1320 y PH Río Bonilla 510 presentaron un procedimiento administrativo ordinario con el ICE de resolución de contrato para la compra de energía eléctrica. Estas variaciones provocan que los refuerzos identificados en planes de expansión anteriores, fueran excluidos. En la Tabla 8 se puede observar la obras que fueron retiradas.

Tabla 8. Obras retiradas entre el PET 2019-2029 y el PET 2021-2031..Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

Nombre del Proyecto	Elemento del sistema				PET 2019		PET 2021	
	Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio	Año	Trim	Año	Trim
Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ST	Alajuelita	138	Sustitución del transformador 11-81, 138/34.5 kV con capacidad de 75 MVA por otro de 75 MVA. BID CCLIP 2747.	2020	3	-	-
PH San Rafael	ST	San Isidro	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta	2021	1	-	-
PH Río Bonilla 1320 - PH Río Bonilla 510	ST	Angostura	34.5	Módulo para línea de conexión de ambas plantas	2021	2	-	-
Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ST	Cañas	230	Sustitución del autotransformador 9-77, 230/138 kV, 110 MVA.	2021	4	-	-

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

El nuevo Plan de Expansión de Transmisión está compuesto por 78 obras con cierre a mayo de 2021, distribuido de la manera que se muestra a continuación, véase Gráfica 5.



Gráfica 5 Distribución de obras de transmisión en función de la fecha de entrada en operación, periodo 2021 – 2031.Elaborado por ICE, División Transmisión,2021

El 13% de obras fue incorporado por primera vez al plan de expansión de la transmisión. Por otra parte, de las obras que conformaban el plan del 2019, el 36% de las obras planificadas entró en operación y un 5 % fueron retiradas.

Del restante 46%, 5% corresponde a obras cuya fecha de entrada en servicio se adelantó 6 meses, 5% de obras presentaron reprogramaciones igual o menor a 6 meses y un 36% mayores a 6 meses.

3.5 Obras de transmisión prioritarias

A partir de los estudios técnicos elaborados durante los años 2019 y 2021, para el presente Plan de Expansión se determinó que los proyectos de transmisión que resultan prioritarios para asegurar la suficiente capacidad de transporte y la operación segura del sistema, son los siguientes:

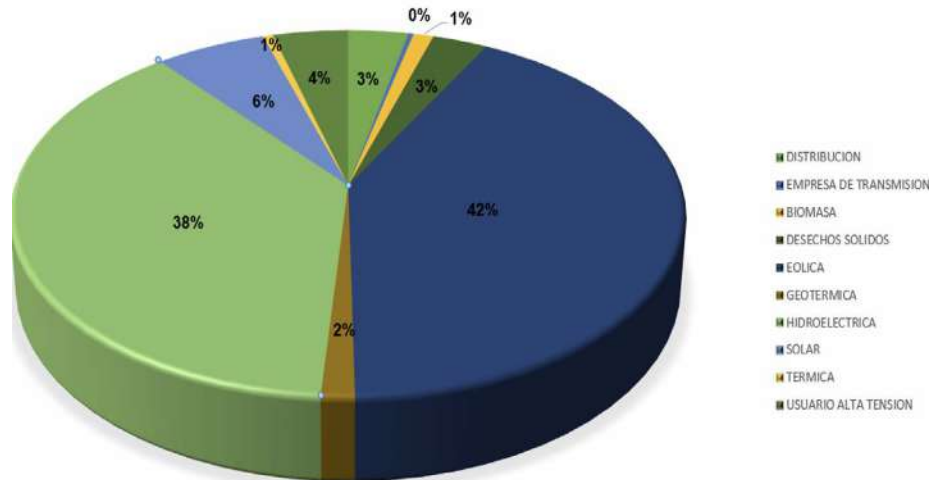
- Incremento de la capacidad de transporte de líneas de 138 kV y 230 kV (2021 y 2022).
- Anillo de Miravalles (2025).
- Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya (2025).
- Refuerzo de transmisión Norte – Centro (2030).
- Refuerzo de Transmisión Zona Norte (2030).
- Refuerzo de Transmisión Anillo de Orosí (2030).

En todos los proyectos listados anteriormente se deben respetar las fechas establecidas en el presente plan y como un esfuerzo adicional siempre que sea factible, se buscará la manera de adelantar su entrada en operación.

3.6 Conexiones del 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 2002-2021 se han desarrollado alrededor de 358 estudios de conexión asociadas a solicitudes de acceso y conexión realizadas por agentes distribuidores, consumidores, 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 en alta tensión. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

En la Figura 5 se observa el mapa de Costa Rica, con la ubicación espacial de las solicitudes de conexión analizadas desde el 2002 hasta el 2021 en el país.

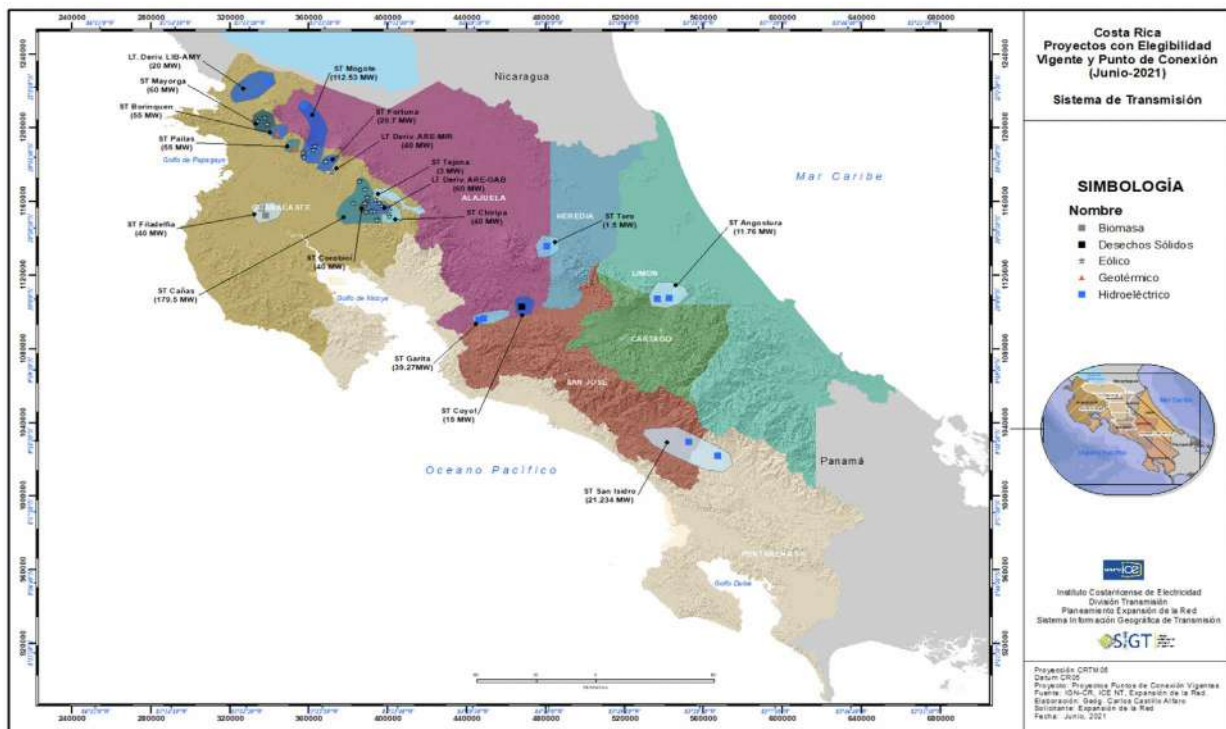
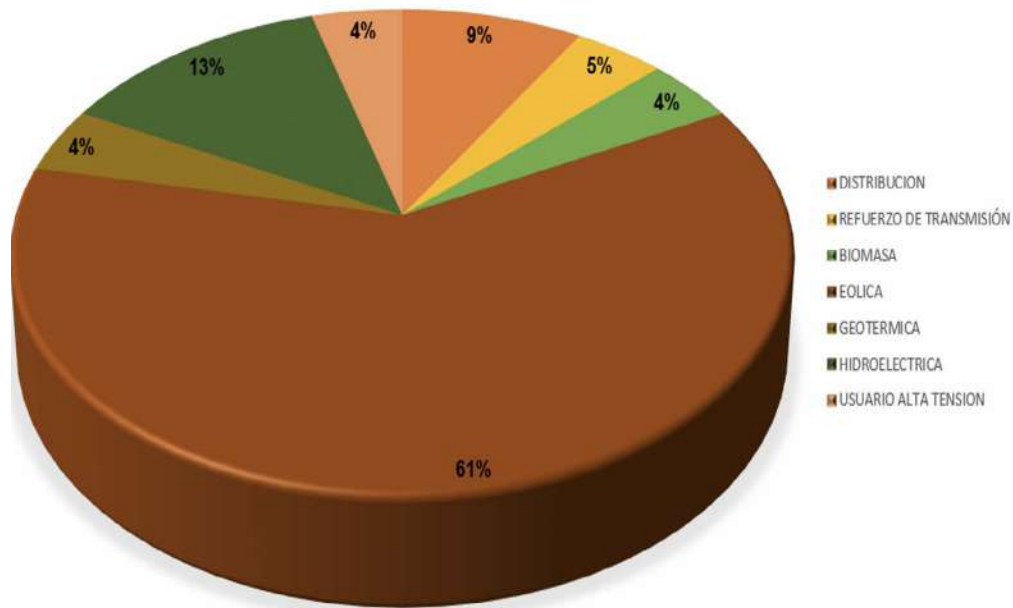


Figura 5. Mapa de solicitudes de conexión en alta tensión. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

En la figura anterior se puede observar como la mayor cantidad de solicitudes de conexión al sistema de transmisión de Costa Rica se concentran en la parte norte del país. Entre el periodo 2019-2021 se atendieron un total de 23 solicitudes de conexión al sistema de alta tensión del país; en donde el 61% fueron estudios asociados a proyectos eólicos, 13% asociados a hidroeléctricos, 9% a distribuidoras, 5 a refuerzos de transmisión, 4% a biomasa, clientes de alta tensión y geotérmica.



Gráfica 7 Cantidad de solicitudes de acceso al sistema de transmisión de Costa Rica en alta tensión, periodo 2019 - 2021..
Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

4. ANÁLISIS DE COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN.



4.1 Costos del Plan de Expansión de Transmisión

El análisis de costos del Plan de Expansión de Transmisión debe verse de manera integral todos los costos en que se incurre sobre la red nacional independientemente del responsable de las diferentes expansiones.

El análisis de costos incluye la inversión anualizada, así como un estimado de los costos operativos incrementales del sistema de transmisión.

Todos los costos se muestran en dólares constantes de los Estados Unidos de América, tomando como referencia la actualización de las premisas económicas emitida por la (Gerencia de Finanzas) para el periodo 2021 – 2031, véase Anexo 5.

4.1.1 Costos de inversión del sistema de transmisión

Desde la perspectiva de inversión, como es claro en el detalle del Plan de Expansión de Transmisión, existe gran cantidad de involucrados en el desarrollo del sistema de transmisión y el efecto de cada uno debe ser considerado. Por ello se obtuvieron los costos de inversión a ser realizados por el ICE en ese periodo (para las obras en pre-factibilidad, factibilidad y ejecución) y un estimado de las erogaciones hechas por actores externos al ICE.

En la Tabla 9, se observa los costos de inversión del Plan de Expansión de Transmisión 2021 – 2031.

Tabla 9. Costos de inversión del Plan de Expansión de Transmisión, periodo 2021 – 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

Año	Demanda proyectada en Transmisión potencia (MW)	Demanda proyectada en Transmisión en energía (GWh)	Costos de Inversión del sistema de transmisión					
			Inversión anual ICE	Inversión anual Privada	Inversión total anual	Inversión acumulada ICE	Inversión acumulada Privada	Inversión acumulada total
			(millones USD @2021)					
2021	1663	11093	14.41	1.84	16.25	14.41	1.84	16.25
2022	1703	11417	15.76	0.23	16.00	30.18	2.07	32.25
2023	1742	11741	11.18	0.00	11.18	41.36	2.07	43.43
2024	1750	11884	9.69	0.00	9.69	51.06	2.07	53.13
2025	1767	12027	24.98	0.00	24.98	76.04	2.07	78.11
2026	1782	12166	27.90	0.00	27.90	103.94	2.07	106.01
2027	1796	12299	19.95	0.00	19.95	123.89	2.07	125.96
2028	1804	12426	30.15	0.00	30.15	154.03	2.07	156.10
2029	1822	12553	26.38	0.00	26.38	180.41	2.07	182.48
2030	1835	12680	16.03	0.00	16.03	196.44	2.07	198.51
2031	1851	12813	23.21	0.00	23.21	219.64	2.07	221.72

(*) El dato de demanda utilizado en esta valoración no considera las pérdidas del sistema.

Con respecto al plan anterior, la inversión acumulada para el periodo 2019-2029 reportada fue de \$257.2 millones, el monto para el periodo 2021-2031 se reduce a \$221.7 millones.

Los mayores cambios identificados entre los planes de expansión 2019-2029 y 2021-2031 se presentan producto del replanteamiento inversiones en el primer quinquenio (2021-2025), donde se observa el desplazamiento de inversión en el proyecto Península de Nicoya; así como también producto de la entrada en operación de proyectos como ST Cóbano, desvío de la línea de transmisión Río – Claro – Progreso, PG Pailas II y la transmisión asociada a Anillo Sur. El retiro de las inversiones asociadas al proyecto Borinquen I que registraba una inversión total de \$ 19.76 millones de dólares se eliminó del presente plan de expansión al ser obras propias del proyecto.

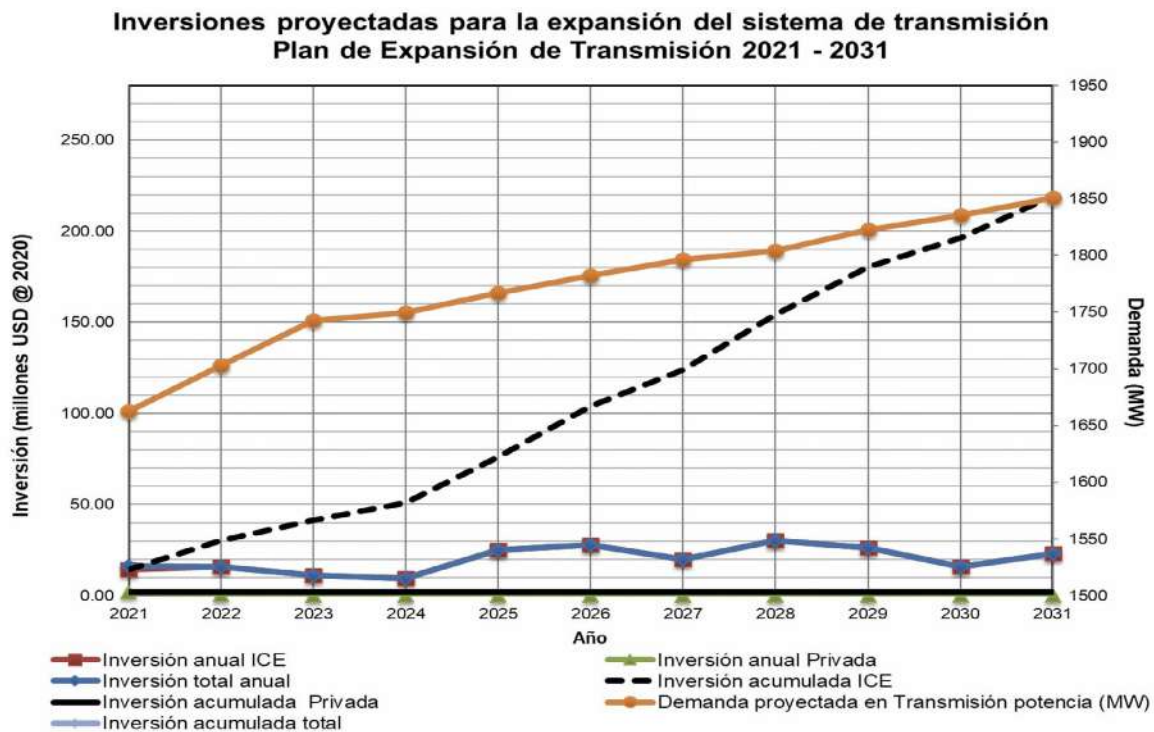
Otro cambio relevante entre planes de expansión es el comportamiento de la demanda así como su proyección dado que para este plan de expansión está considerando un crecimiento con la demanda baja establecida en el documento del Plan de Expansión de la Generación vigente, (Planificación y Desarrollo Eléctrico ICE, Noviembre 2020).

En el periodo comprendido 2021-2025 se presenta un pico de inversión representativo a partir del año 2024 producto de inversiones asociadas a refuerzos de transmisión en la parte norte del país (Anillo de Miravalles) así como en la Península de Nicoya; además se identificaron inversiones asociadas a los proyectos propios de remplazo de transformadores de potencia basados en su condición y al Refuerzo de Transmisión

Norte – Centro entre otros.

Para el periodo comprendido entre el 2026 – 2031, se observa nuevamente un aumento de inversión debido a la incorporación de nuevos proyectos como lo son la modernización de la subestación de Moín, los refuerzos de transmisión Norte – Centro, Refuerzo de Transmisión Anillo de Orosí y Refuerzo de Transmisión Zona Norte.

En el quinquenio comprendido entre los años 2021 - 2025, la inversión en transmisión total acumulada será de \$78 millones, en donde la inversión efectuada por parte del ICE alcanza un máximo de \$76 millones y por parte de entidades externas al ICE asciende a los \$2 millones, véase la Gráfica 8.



Gráfica 8. Comportamiento de los costos de inversión proyectados en el sistema de transmisión, periodo 2021 – 2031.

Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

El Plan de Expansión de Transmisión 2021 – 2031 tiene un costo total acumulado de inversión de \$221.72 millones de dólares al 2031 de los cuales \$220 millones corresponden a inversiones por parte del ICE y por parte de entidades externas al ICE asciende a los \$2 millones. El valor presente neto de las inversiones del plan es de \$146.8 millones a una tasa de descuento económica de 8.31%.

4.1.2 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 6.77% de la inversión anual correspondiente.

Los costos de operación del Plan de Expansión de Transmisión 2021 – 2031 se muestran a continuación.

Tabla 10. Costos de administración, operación y mantenimiento del Plan de Expansión de Transmisión, periodo 2021 - 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

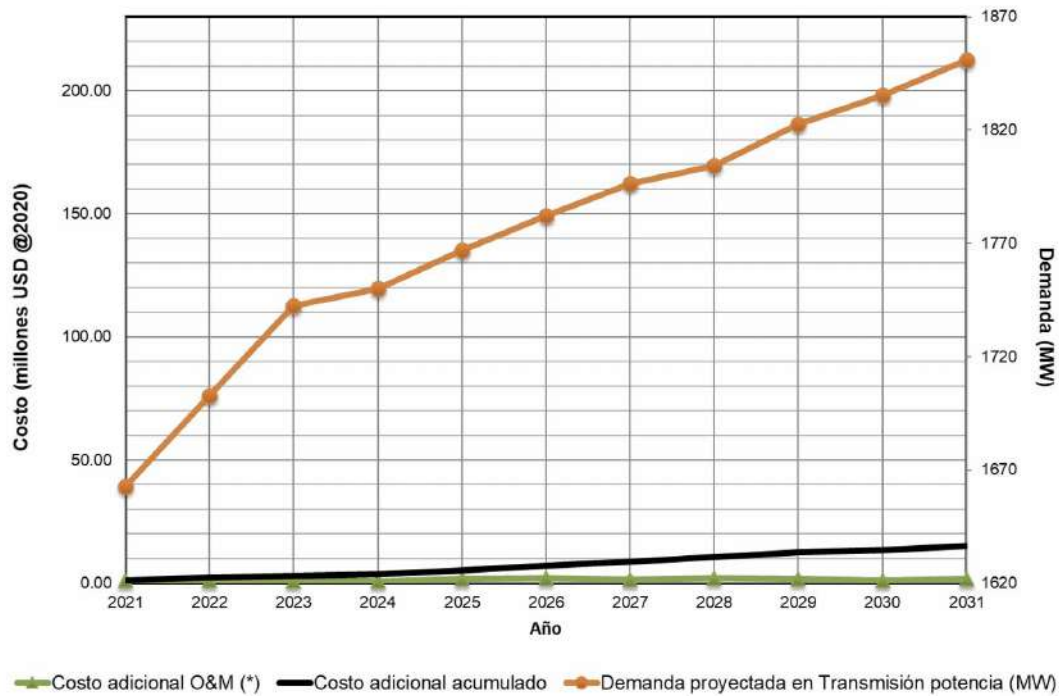
Año	Demanda proyectada en Transmisión potencia (MW)	Demanda proyectada en Transmisión en energía (GWh)	Costos incrementales de operación del sistema de transmisión	
			Costo adicional O&M (*)	Costo adicional acumulado
			(millones USD @2021)	
2021	1663	11093	1.10	1.10
2022	1703	11417	1.08	2.18
2023	1742	11741	0.76	2.94
2024	1750	11884	0.66	3.60
2025	1767	12027	1.69	5.29
2026	1782	12166	1.89	7.18
2027	1796	12299	1.35	8.53
2028	1804	12426	2.04	10.58
2029	1822	12553	1.79	12.36
2030	1835	12680	1.09	13.45
2031	1851	12813	1.57	15.02

(*) Valorado a un 6.77(%) del costo de inversión del año 2020.

Desde la perspectiva de costos; tomando como base los datos de los activos al 2020 y los costos AOM oficiales registrados, la Gráfica 9 muestra el comportamiento proyectado de los costos adicionales requeridos para atender las necesidades del sistema de transmisión para el periodo 2021 – 2031, a nivel de operación.

Para el periodo 2021 – 2031 se requiere de un acumulado de \$15.02 millones para operar el sistema de transmisión, cuyo valor presente es de \$9.95 millones.

**Costos proyectados para la operación del sistema de transmisión
Plan de Expansión de Transmisión 2021 - 2031.**



Gráfica 9. Comportamiento de los costos operativos proyectados del sistema de transmisión, periodo 2021 – 2031.
.Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

4.1.3 Costos totales del sistema de transmisión

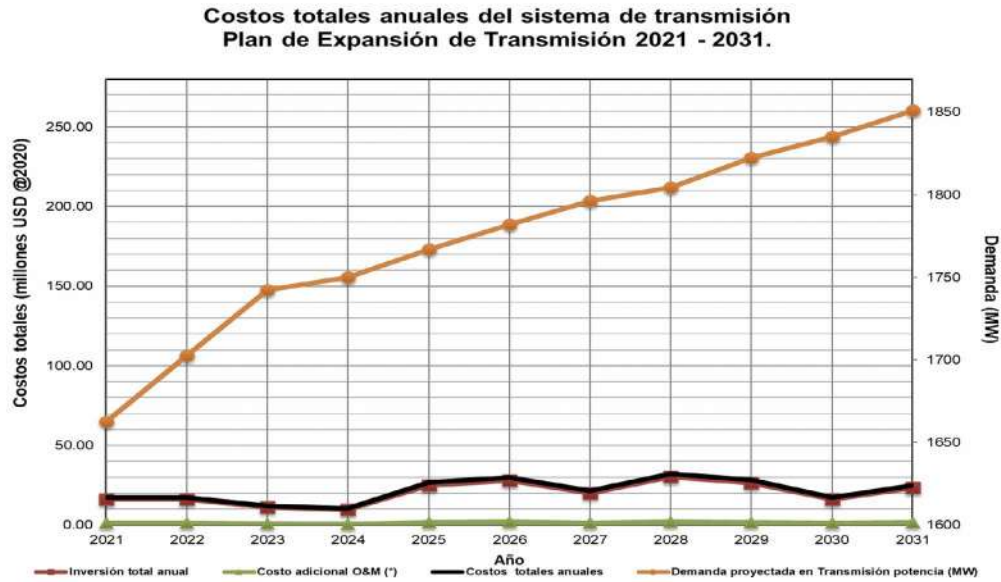
El comportamiento de los costos totales anuales y acumulados asociados a la expansión y la operación del sistema de transmisión se muestran en la Tabla 11.

Tabla 11. Costos totales del Plan de Expansión de Transmisión para el periodo 2021 - 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

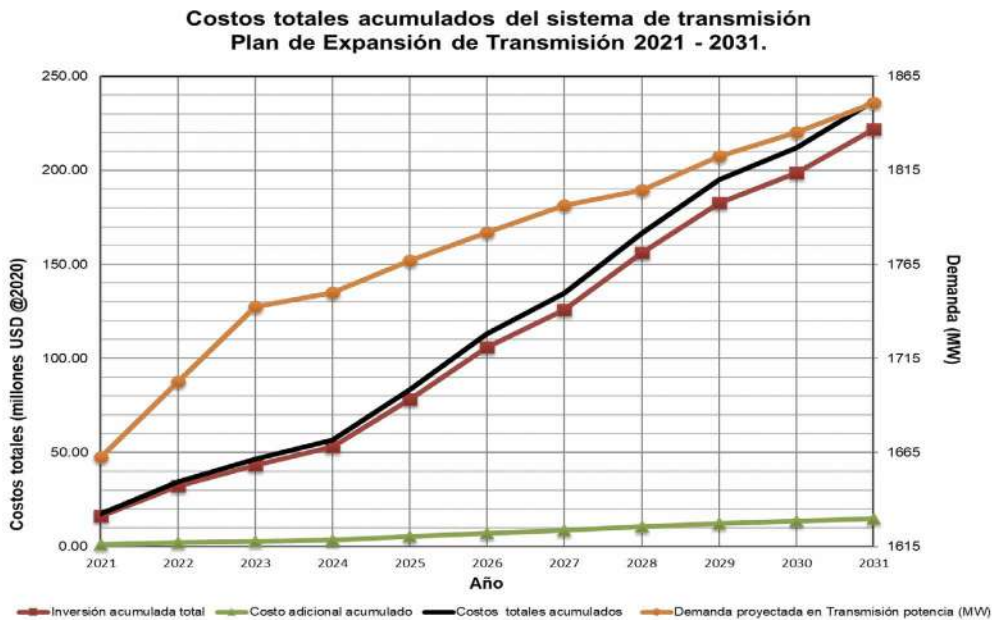
Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos acumulados del sistema de transmisión				
			Inversión total anual	Operación y mantenimiento anual (*)	Inversión acumulada total	Operación y mantenimiento acumulado	Total acumulado
			(millones USD @2021)				
2021	1663	11093	16.3	1.1	16.3	1.1	17.4
2022	1703	11417	16.0	1.1	32.3	2.2	34.4
2023	1742	11741	11.2	0.8	43.4	2.9	46.4
2024	1750	11884	9.7	0.7	53.1	3.6	56.7
2025	1767	12027	25.0	1.7	78.1	5.3	83.4
2026	1782	12166	27.9	1.9	106.0	7.2	113.2
2027	1796	12299	20.0	1.4	126.0	8.5	134.5
2028	1804	12426	30.1	2.0	156.1	10.6	166.7
2029	1822	12553	26.4	1.8	182.5	12.4	194.8
2030	1835	12680	16.0	1.1	198.5	13.4	212.0
2031	1851	12813	23.2	1.6	221.7	15.0	236.7

(*) Valorado a un 6.77(%) del costo de inversión del año 2020

De forma resumida, se observa que el costo total en el sistema de transmisión para satisfacer las necesidades de expansión y operación para el periodo 2021 – 2031 alcanza los \$236.7 millones acumulados, véase Gráfica 10 y Gráfica 11.



Gráfica 10. Comportamiento de costos totales anuales proyectados del sistema de transmisión, periodo 2020 – 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021



Gráfica 11. Comportamiento de costos totales acumulados proyectados del sistema de transmisión, periodo 2019 – 2029. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

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

4.2.1 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

CT_t: Costo total anual de transmisión \$

IA: costo de inversión anualizado a 30 años \$

O: costo de operación adicional anual a un 7.7% de la inversión \$

Q: Demanda total anual MWh

t: Periodo de amortización Años

i: tasa de descuento económica de 8.31% %

El modelo mostrado utiliza las siguientes consideraciones:

- 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.
- 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.
- La tasa de descuento económica se tomó de la información publicada en el documento llamado (Mideplan, Julio 2019).

- 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. (ICE, División Transmisión, Mayo 2021).

4.2.2 Actualización de los CPILPT

La aplicación del modelo mostrado en apartado 4.2.1 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 12.

Tabla 12. Cálculo de los Costos Promedio Incrementales de Largo Plazo de Transmisión. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

Año	Demanda proyectada en Transmisión energía (GWh)	Demanda incremental en Transmisión energía (GWh)	Demanda proyectada en Transmisión en potencia (MW)	Demanda incremental en Transmisión en potencia (MW)	Inversión total anual (millones USD @2021)	Costo anual equivalente de inversión (millones USD @2021)	Costo adicional de operación (millones USD @2021)	Costo total incremental (millones USD @2021)
2021	11093		1663		16.25			0.00
2022	11417	324	1703	40.1	16.00	1.49	1.10	2.59
2023	11741	324	1742	39.6	11.18	1.46	1.08	2.55
2024	11884	142	1750	7.5	9.69	1.02	0.76	1.78
2025	12027	144	1767	17.2	24.98	0.89	0.66	1.54
2026	12166	139	1782	15.0	27.90	2.28	1.69	3.98
2027	12299	133	1796	14.1	19.95	2.55	1.89	4.44
2028	12426	127	1804	8.2	30.15	1.82	1.35	3.18
2029	12553	127	1822	18.0	26.38	2.76	2.04	4.80
2030	12680	126	1835	12.9	16.03	2.41	1.79	4.20
2031	12813	133	1851	15.6	23.21	1.47	1.09	2.55
VAN=	1229.26	-	135.532	146.84	11.515	8.531	20.046	
						CPILPT Capacidad	147.9	USD/MW
						CPILPT Energía	16.3	USD/MWh

(*) El dato de demanda utilizado en esta valoración no considera las pérdidas del sistema.

El CPILPT en potencia indica que el aumentar la capacidad del sistema para transportar 1 MW más de demanda adicional para el periodo 2021 – 2031 tiene un costo promedio de \$147.9. De la misma forma el CPILPT en energía significa que trasegar 1 MWh de más para ese mismo periodo tiene un costo promedio de \$16.3.

A nivel comparativo se calculó el CPILPT para los planes de expansión de la transmisión 2019 y 2021 con el nuevo modelo para emplearlos como comparación, véase Tabla 13

Tabla 13. Comparación CPILPT entre los Planes de Expansión de la Transmisión 2019 y 2021. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021

Plan de Expansión	Periodo	CPILPT Potencia USD/MW	CPILPT Energía USD/MW	% Variación CPILPT Potencia	% Variación CPILPT Energía
2019	2019-2029	163.7	19.7	-11%	-21%
2021	2021-2031	147.9	16.3		

Los cambios presentados, en ambos planes de expansión obedecen principalmente a cambios en las inversiones donde se agregaron los refuerzos de transmisión de los proyectos Zona Norte y Anillo de Orosí, además de la reducción en la proyección de la demanda a largo plazo.

Por otra parte, el costo incremental promedio de largo plazo (aproximación del costo marginal de largo plazo), fue de 0.0163 \$/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 0.0134 \$/kWh para el servicio de transmisión en el 2021, que corresponde al costo marginal de corto plazo de transmisión, véase Tabla 14.

El resultado refleja una expectativa de que la tarifa de transmisión incremente en el periodo cubierto por el Plan de Expansión de la Transmisión.

Tabla 14. Tarifa vigente publicada. (Autoridad Reguladora de Servicios Públicos, Diciembre 2020).

ICE Sistema de Transmisión		Rige desde el 1/01/2021 al 31/12/2021	Rige desde el 1/ene/2022
► Tarifa T-TE Usuarios del servicio de transmisión			
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	7,27	7,42
► Tarifa T-TEb Usuarios del servicio de transmisión \$/kWh			
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	0,0134	0,0136

5. APROBACIÓN



El presente documento fue elaborado por el Área de Planeamiento del Sistema del Proceso Expansión de la Red.

Aprobado por:

Ing. Armando Muñoz Gómez.

Director Proceso Expansión de la Red

Director General Negocio de Transmisión.

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

6. VIGENCIA



Esta actualización del plan de expansión de transmisión tiene una vigencia de 24 meses y será actualizado a más tardar el 31 de mayo de 2023.

7. RESPONSABLES

Equipo de trabajo Área Planificar el Sistema – Proceso Expansión de la Red:

Ing. Cristian Monge Figueroa

Ing. Felipe Rojas Rojas

Ing. Marco L. Arauz Centeno

Ing. Gustavo Obando Vargas

Ing. Eduardo Alfaro Alfaro (coordinador)

Apoyo:

- Ing. José Carlos López Mora

Coordinador Área Seguimiento y Control de Proyectos – Proceso Expansión de la Red.

- Ing. Christian Valerio Mena

Coordinador Área Diseño Básico – Proceso Expansión de la Red.

Colaboración:

- Geógr. Carlos Castillo Alfaro

Sistemas de información Geográfica - Área Diseño Básico – Proceso Expansión de la Red.

- Carolina Hernández Carmona

Diseño Gráfico – Proceso Gestión de la Calidad.

Comentarios y sugerencias favor comunicarse con:

Ing. Armando Muñoz Gómez

Director Proceso Expansión de la Red

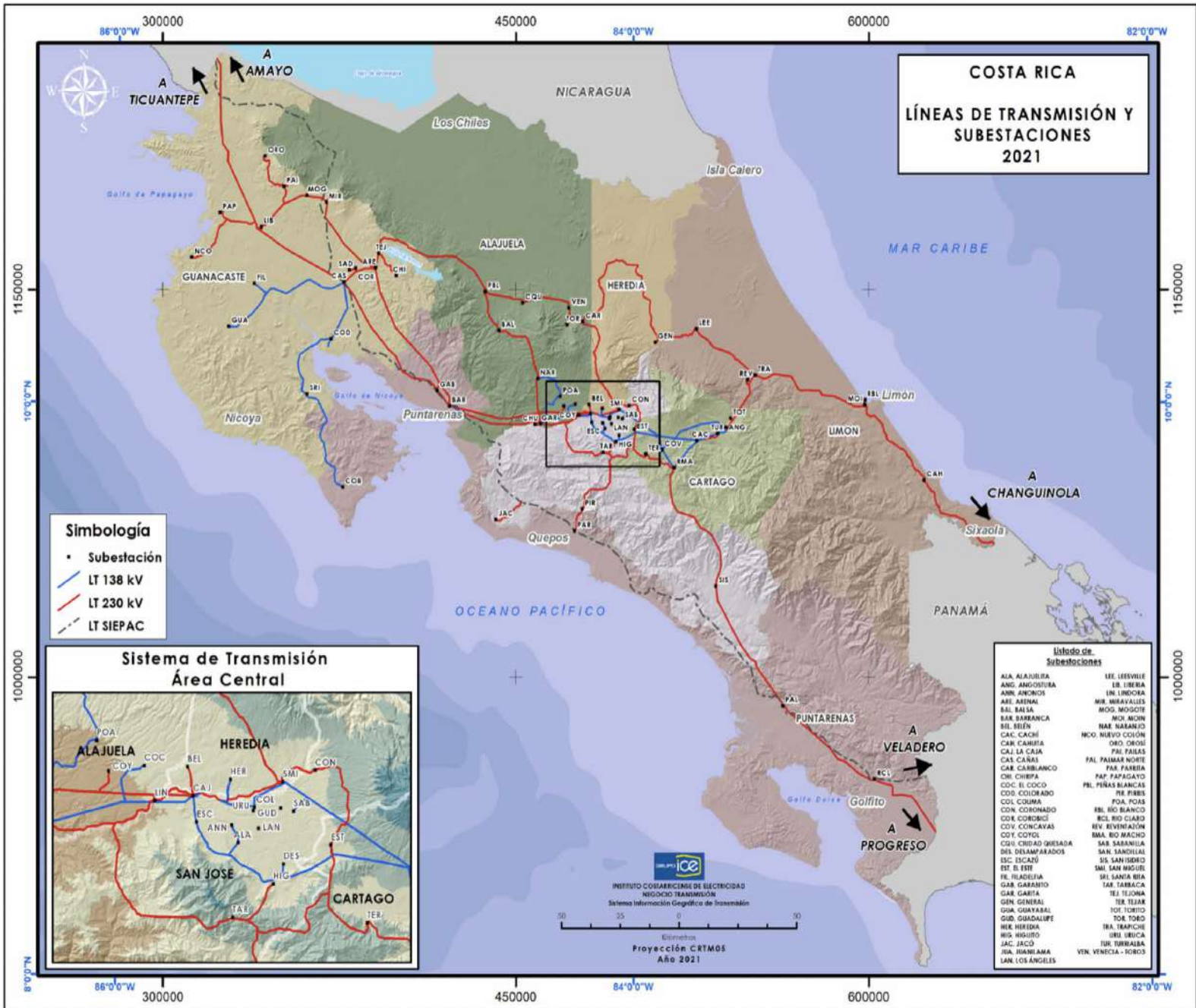
(506) 2000-7083

Correo electrónico: armunoz@ice.go.cr

8. ANEXOS

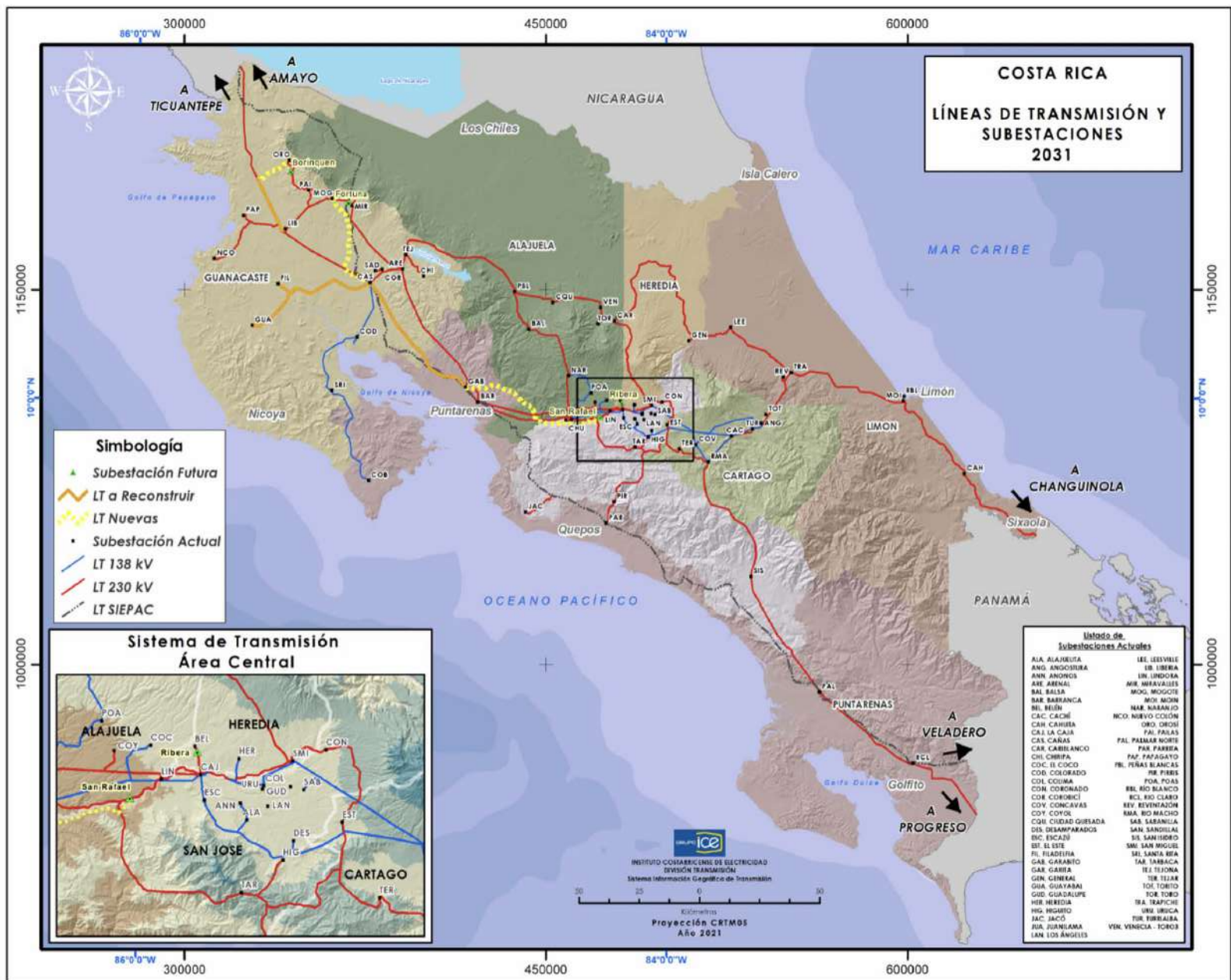


1. Mapa del sistema de transmisión (2021).




Anexo 1 Red de transmisión año 2021. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.

2. Mapa del sistema de transmisión (2031).



Anexo 2 Red de transmisión año 2031. Elaborado por ICE, División Transmisión, 2021.

3. Plan de Expansión vigente 2019-2029

Plan de Expansión de Transmisión para el período 2019 – 2029								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	
2019	1	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Miravalles - Mogote *	230	Certificación de capacidad 390 MVA. Capacidad estado estable día 390 MVA, noche 447 MVA. Capacidad emergencia día 489 MVA, noche 578 MVA.	
				LT	Mogote - Pailas*	230	Certificación de capacidad 380 MVA. Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 438 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.	
				LT	Río Claro - Progreso	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300MVA, noche 362 MVA. Capacidad emergencia día 372 MVA, noche 389 MVA.	
			PG Pailas 2	ICE	ST	Pailas	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo de línea para la conexión del PG Pailas 2. Traslado de los módulos de línea.
		2	Transformación de Energía	ICE	ST	Moín	230	Traslado de Modulo de reserva, obras civiles (tanque colector de aceite)
		3	Interconexión APM Terminals	APM	LT	Moín - Reventazón	230	670 MVA. Derivación de la LT Moín - Reventazón para la conexión de la nueva barra (1 km, 2 circuitos)
					ST	Río Blanco	230	ST Río Blanco (doble barra, 2 módulos de línea, 2 de transformador y prevista de 4 adicionales, 80 MVA.
		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	Caja - Colima	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
					LT	Caja - Heredia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
					LT	Colima - Heredia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA. Capacidad estado estable día 190MVA, noche 222 MVA. Capacidad emergencia día 231 MVA, noche 277 MVA.
					LT	Lindora - La Caja #2 **	230	Incremento de la capacidad de transporte de 380 MVA a 432 MVA. Capacidad estado estable día 432 MVA, noche 501 MVA.
					LT	Garita - Lindora	230	Incremento de la capacidad de transporte de 470 MVA a 528 MVA. Capacidad estado estable día 528 MVA, noche 627 MVA. Capacidad emergencia día 607 MVA, noche 738 MVA.
		Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Escazú	138	Sustitución del transformador 03-92, 138/34.5 kV,30 MVA por 45 MVA.	
2020	1	Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	Anonos	138	Reconfiguración y ampliación de la subestación (Módulo de línea de transmisión, 3 de transformador, 8 de línea de distribución y 1 transformador, 45 MVA). BID CCLIP 02	
		Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 12-81, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por 110 MVA.	
				ST	Desamparados	138	Sustitución del transformador 7-91, 138/34,5/13,8 kV con capacidad de 45 MVA por otro a 75 MVA. BID CCLIP 2747	
				ST	Naranjo	138	Sustitución de la Movil 138/34,5/13,8 kV por transformador de 45 MVA	
		Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar el transformador (2 -03), (55 MVA), proveniente de ST Arenal.	
UAT Florida Bebidas	Florida Bebidas	ST	Belén	230	Módulo para conexión del UAT.			

Continuación

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema				
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión	
2020	2	L.T Tanque - Tejona 34,5 kV	ICE	LT	Tanque - Tejona	34,5	Reconstrucción de la línea Tanque – Tejona 34,5 kV a 36 MVA en circuito sencillo. Capacidad estado estable día 40,5 MVA, noche 44,3 MVA, emergencia día 41,9 MVA, noche 46 MVA.	
		Anillo Sur	ICE	LT	Pirris - Tejar	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada de 19.7 km entre LT Tarbaca - El Este.	
				LT	Higuito - El Este	230	Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada de 19.7 km entre LT Tarbaca - El Este.	
				ST	Higuito	230	ST Higuito (interruptor y medio, 2 salidas de línea, 1 de transformador, 45 MVA).	
				LT	Higuito - El Este	230	Derivación de la LT Tarbaca - Pirris para conectar la ST Higuito. Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada entre el entronque y la subestación Higuito será de 5,8 km.	
				LT	Tarbaca - Higuito	230	Derivación de la LT Tarbaca - Pirris para conectar la ST Higuito. Línea de transmisión nueva en 230 kV en configuración de doble circuito. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada entre el entronque y la subestación Higuito será de 5,8 km.	
				LT	Tarbaca - Higuito	230	Reconstrucción de la LT Tarbaca - Pirris 230 kV. Capacidad de 600 MVA. Longitud aproximada entre la derivación a ST Higuito y la torre 70 será de 1.5 km. Consiste en el cambio del conductor del circuito norte a un bundle 2x636 MCM.	
				LT	El Este - Tejar	230	1 - Reconstrucción de la L.T El Este -Tejar. Línea de transmisión en configuración de doble circuito. Capacidad de 348 MVA. Longitud aproximada 14 km. 2- Derivación de la L.T El Este - Tejar a la s.t tejar. Línea de transmisión en configuración de doble circuito. Capacidad de 348 MVA. Longitud aproximada entre la derivación y la S.T Tejar será de 2 km.	
	ST	Tejar	230	Dos Módulos uno para salidas de línea de transmisión y otro de enlace de barras tecnología GIS				
		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.	
		3	Interconexión CoopeGuanacaste	CoopeGuanacaste	ST	Guayabal	69	Construcción del módulo de baja tensión del transformador 138 / 69 kV.
		3	Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar el transformador (6-02), (55 MVA), proveniente de ST Arenal.
	Interconexión CoopeGuanacaste		ICE	ST	Nuevo Colón	230	Instalación de 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.	
	Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición		ICE	ST	Caja	230	Instalación del Transformador 3_230 / 34.5 / 13.8, 45 MVA .BID CCLIP 2747.	
ICE			ST	Alajuelita	138	Sustitución del transformador 11-81, 138/34.5 kV con capacidad de 75 MVA por otro de 75 MVA. BID CCLIP 2747.		
	ICE	ST	Heredia	138	Sustitución de los transformadores 4-81, 6-81, 138/34.5 kV con capacidad de 30 MVA por dos de 45 MVA. BID CCLIP 2747.			
	4	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	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.	
		Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición		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	1	Remplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Caja	230	Sustitución del Autotransformador 11-77, 230/138 kV con capacidad de 100MVA por otro monofásico a 110 MVA. BID CCLIP 2747.	
				ST	Coronado	230	Instalación del Transformador #2_230 / 34.5 / 13.8, 45 MVA .BID CCLIP 2747.	
		PH San Rafael	Grupo H Solís GHS	ST	San Isidro	34,5	Módulo para línea de conexión de la planta	
	2	PH Río Bonilla 1320 - PH Río Bonilla 510	Hidrodesarrollos del Río Platanares	ST	Angostura	34,5	Módulo para línea de conexión de ambas plantas	
	3	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	24,9	Instalación de 2 módulos para la conexión de 2 bancos de capacitores. Cada uno para 6 MVAr.	
138						Instalación de barra principal y auxiliar 138 kV		

Continuación

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de obras de transmisión
2021	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Caja - Coko	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	Coko - 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.
			Reemplazo de transformadores de potencia basados en su condición	ICE	ST	Cañas	230
2022	3	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Cañas - Filadelfia ***	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA. Capacidad para operar a 230 kV será 300 MVA y en 138 kV a 200 kV.
				LT	Filadelfia - Guayabal ***	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA. Capacidad para operar a 230 kV será 300 MVA y en 138 kV a 200 kV.
2023	4	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Fortuna	230	ST Fortuna (interruptor y medio, 4 salidas de línea), traslado e instalación del reactor de línea de 20 MVar de la ST Cañas.
				LT	Mogote - Miravalles	230	380 MVA. Derivación de la línea 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.
			EPR	LT	Ticuantepe - Cañas	230	338 MVA. Derivación de la LT SIEPAC en la ST Fortuna (0.5 km, 2 circuitos)
2024	1	Moín Ampliación 12	ICE	ST	Moín	230	Ampliación de la barra A 230 kV
							Instalación de Transformador 1 y 2. 230/34.5/13.8, 45 MVA
						138	Desmantelamiento de la Barra A_ 138 kV
2025							
2026	3	Refuerzo de Transmisión Norte-Centro	ICE	ST	Borinquen	230	ST Borinquen (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)
				ST	Garabito	230	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea
				ST	San Rafael	230	ST San Rafael (interruptor y medio, 6 salidas de línea).
				LT	Garabito - San Rafael	230	600 MVA . Nueva línea de transmisión (70 km, 1 circuito).
				LT	Lindora - Tarbaca 1 y 2	230	343 MVA. Derivación de las líneas Lindora - Tarbaca 1 y 2 en la ST San Rafael (1 km, 2 líneas de 2 circuitos)
				ST	La Caja	230	Ampliación de la subestación para la conexión de dos módulos de línea (uno en cada barra)
LT	Lindora - San Miguel 1	230	Derivación de la LT Lindora - San Miguel 1 en la ST La Caja (1 km, 2 circuitos),380 MVA.				
2027							
2028							
2029							

Notas aclaratorias

* Para la línea de transmisión Miravalles - Mogote, si bien no se da un incremento en la capacidad en estado estable durante el día, la certificación representa un aumento en las capacidades de emergencia.

** Para la línea Lindora La Caja #2 se encuentra pendiente el cálculo de capacidades de emergencia.

*** Información de carácter informativo, se excluye al ICE de cualquier responsabilidad del uso de esta tabla con otros fines o sin la autorización del ICE.

4. Plan de Expansión de Generación vigente (PEG 2020-2035)

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION 2020-2035								
Año	DEMANDA				OFERTA			
	Energía GWh	% crec	Potencia MW	% crec	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Capacidad Instalada (MW)
Capacidad Efectiva en MW (dic-2019):								3,566
2020	10,920	-3.7%	1,640	-4.4%	Valle Escondido	Solar	5	3,571
					Retiro hidro	Hidro	-33	3,538
					Retiro eólico	Eólico	-20	3,518
2021	11,249	3.0%	1,686	2.8%	Huacas	Solar	5	3,523
					Retiro hidro	Hidro	-5	3,518
2022	11,578	2.9%	1,727	2.4%	Tejona	Eólico	-7	3,512
					Retiro hidro	Hidro	-2	3,510
2023	11,907	2.8%	1,767	2.3%	Retiro hidro	Hidro	-22	3,488
2024	12,051	1.2%	1,775	0.5%	Tejona	Eólico	-10	3,478
					Retiro hidro	Hidro	-10	3,468
2025	12,197	1.2%	1,792	1.0%	Ventanas-Garita	Hidro	-100	3,368
					Retiro hidro	Hidro	-3	3,364
					Retiro eólico	Eólico	-20	3,344
2026	12,337	1.1%	1,807	0.8%	Solar	Solar	25	3,369
					Biomasa	Biomasa	20	3,389
					Eólico	Eólico	40	3,429
					Ventanas Garita -Modem	Hidro	100	3,529
					Retiro eólico	Eólico	-6	3,523
					Retiro hidro	Hidro	-3	3,520
					Retiro biomasa	Biomasa	-38	3,482
2027	12,472	1.1%	1,822	0.8%	Borinquen 1	Geotérmico	55	3,537
2028	12,601	1.0%	1,830	0.4%	Eólico	Eólico	40	3,577
					Retiro eólico	Eólico	-20	3,557
					Miravalles1	Geotérmico	-42	3,515
					Miravalles5	Geotérmico	-6	3,509
2029	12,730	1.0%	1,848	1.0%	Miravalles1-Modem	Geotérmico	35	3,544
					Solar	Solar	50	3,594
2030	12,859	1.0%	1,861	0.7%	Miravalles2	Geotérmico	-42	3,552
					Solar	Solar	70	3,622
2031	12,994	1.0%	1,877	0.9%	Miravalles2-Modem	Geotérmico	35	3,657
					Retiro eólico	Eólico	-9	3,648
					Retiro hidro	Hidro	-3	3,645
2032	13,126	1.0%	1,887	0.5%	Solar	Solar	70	3,715
					Retiro eólico	Eólico	-20	3,695
					Retiro hidro	Hidro	-2	3,692
2033	13,258	1.0%	1,906	1.0%			0	3,692
2034	13,395	1.0%	1,923	0.9%	Eólico	Eólico	40	3,732
					Solar	Solar	20	3,752
					Retiro eólico	Eólico	-80	3,672
2035	13,513	0.9%	1,936	0.7%	Solar	Solar	20	3,692
					Retiro hidro	Hidro	-5	3,687

Anexo 4 Plan de Expansión de Generación vigente 2020-2035. (Planificación y Desarrollo Eléctrico ICE, Noviembre 2020).

5. Premisas Económicas 2020-2035

Instituto Costarricense de Electricidad PREMISAS ECONÓMICAS A EMPLEAR EN PROYECCIONES BASE REAL DEL 2019																
CONCEPTO AÑO	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
PREMISAS (1)																
Tipo de cambio promedio	586.55	627.19	643.86	656.74	669.88	683.27	696.94	710.88	725.09	739.60	754.39	769.48	784.87	800.57	816.59	832.93
Tipo de cambio Final	617.30	636.98	649.72	662.72	675.97	689.49	703.28	717.35	731.69	746.33	761.25	776.48	792.01	807.86	824.02	840.50
Inflación local (promedio)	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
Inflación externa (promedio)	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%	2.00%
Variación tipo cambio final	1.036080	1.031881	1.020001	1.020009	1.019993	1.020001	1.020000	1.020006	1.020006	1.020006	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200
Variación tipo cambio promedio	(0.549340)	1.069287	1.026579	1.020004	1.020008	1.019989	1.020007	1.020002	1.020002	1.020002	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200	1.0200

TIPO DE OBRA	ORIGEN																
	Local	Externo															
Todas las obras	100.0%	0.0%															
TIPO DE OBRA	Periodo	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Todas las obras de inversión	Anual	1.0000	1.0302	1.0302	1.0302	1.0302	1.0302	1.0302	1.0302	1.0302	1.0302	1.0302	1.0302	1.0302	1.0302	1.0302	1.0302
	Acumulado	1.0000	1.0300	1.0610	1.0930	1.1260	1.1600	1.1950	1.2310	1.2680	1.3060	1.3450	1.3860	1.4280	1.4710	1.5150	1.5610
	Porcentaje	1.0000	0.0300	0.0610	0.0930	0.1260	0.1600	0.1950	0.2310	0.2680	0.3060	0.3450	0.3860	0.4280	0.4710	0.5150	0.5610

Anexo 5 Premisas económicas 2020 - 2035. (Gerencia de Finanzas).

9. BIBLIOGRAFÍA

Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (Diciembre 2020). RE-0126-IE-2020. San José, Costa Rica: GACETA 330, ALCANCE N°294.

Autoridad Reguladora de Servicios Públicos. (Febrero 2016). AR-NT-POASEN. San José, Costa Rica: GACETA 37, ALCANCE N°25.

Gerencia de Finanzas. (s.f.). Premisas Económicas 2018-2027. San José, Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad.

Mideplan. (Julio 2019). Metodología sobre el cálculo de precios sociales para el análisis económico de proyectos de inversión Pública en Costa Rica. San José, Costa Rica: Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica.

Negocio de Transmisión ICE. (Noviembre 2019). Procedimiento para elaborar el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión de Electricidad TE-2120-PR-15-001. San José, Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad.

Negocio de Transmisión ICE. (Setiembre 2019). Plan de Expansión de la Transmisión 2019 - 2029. San José, Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad.

Planificación y Desarrollo Eléctrico ICE. (Noviembre 2020). Plan de Expansión de la Generación Eléctrica. San José, Costa Rica: Instituto Costarricense de Electricidad.