



Instituto Costarricense de Electricidad

Negocio de Transmisión

Proceso Expansión de la Red

Plan de Expansión de la Transmisión 2015 – 2025



Subestación Tarbaca 230 kV

Noviembre 2015

Indice

	Página
1. RESUMEN EJECUTIVO	3
2. DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE COSTA RICA	5
3. PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	6
3.1. INFORMACIÓN SOLICITADA PARA LA PRESENTE ACTUALIZACIÓN	8
3.2. VARIACIONES EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN	8
3.2.1. <i>Obras nuevas</i>	8
3.2.2. <i>Obras finalizadas</i>	8
3.2.3. <i>Variaciones en la demás obras</i>	9
3.2.4. <i>Resumen de las variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión</i>	9
3.3. OBRAS DE TRANSMISIÓN PRIORITARIAS	10
3.4. RED DE TRANSMISIÓN AL AÑO 2023	10
4. ANÁLISIS DE COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN	11
4.1. COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN	11
4.1.1. <i>Costos de inversión del sistema de transmisión</i>	11
4.1.2. <i>Costos de operación del sistema de transmisión</i>	12
4.1.3. <i>Costos totales del sistema de transmisión</i>	14
4.2. COSTOS PROMEDIO INCREMENTALES DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN (CPILPT)	15
4.2.1. <i>Modelo de cálculo</i>	15
4.2.2. <i>Actualización de los CPILPT</i>	16
5. APROBACIÓN	18
5.1. APROBACIÓN	18
5.2. VIGENCIA	18
6. RESPONSABLES	19
ANEXO 1. MAPAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	20
ANEXO 2. PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN. NOVIEMBRE DE 2014	22
ANEXO 2. PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN. JUNIO DE 2015	25

1. Resumen Ejecutivo

El presente documento representa la actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2015 – 2025 con fechas oficiales a setiembre de 2015. El cronograma actualizado de la entrada en operación de las obras de transmisión se muestra en la Tabla 3.1.

La presente actualización del Plan de Expansión de Transmisión muestra que, desde noviembre de 2014 a noviembre de 2015, entraron en servicio 12 obras de transmisión. El plan está compuesto por 121 obras en total, de las que un 7% corresponden a obras incorporadas por primera vez y el restante corresponden a un 4% de obras cuya fecha de entrada en servicio se adelantó 6 meses o más, 52% de obras cuya fecha se mantiene, 31% de obras cuya fecha de entrada en servicio se atrasó 6 meses o más y 6% a obras reprogramadas. No hubo retiros de obras en el presente plan.

A partir de los estudios técnicos elaborados durante el año 2014 y 2015 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 hasta el año 2020, son los siguientes:

- Incremento de la capacidad de transporte de líneas de 138 kV y 230 kV (2015 – 2018).
- Peñas Blancas – Garita 230 (2015).
- Cariblanco – Trapiche 230 kV (2016).
- Anillo Sur (2017).
- Ampliación de la ST Tejona 230 kV (2016 y 2018).
- Anillo de Miravalles 230 kV (2019 y 2023).

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 con referencia al año 2015. Este análisis contempla el período 2016 – 2025 tomando como referencia el año 2015. También se hizo una la actualización del Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión como una señal de eficiencia de las inversiones.

Desde la perspectiva de inversiones, los datos muestran una gran inversión en los años 2015 a 2017, con un acumulado de \$234 millones. Luego, se identificó nuevamente una contracción importante en la misma para los años 2018 y 2019, motivada principalmente por la baja en la proyección de la demanda nacional en años anteriores y el consecuente desplazamiento de los refuerzos de transmisión e interconexión de proyectos en diferentes zonas del país. En ese período la inversión anual no supera los \$20 millones, con un mínimo de \$10 millones en 2019. Posterior a ese período, las obras que impulsan nuevamente la inversión son las obras de transmisión de la zona sur y los asociados a la conexión de la planta Borínquen I. Para el período 2015 – 2025, el monto total acumulado en inversiones alcanza los \$670 millones de dólares, de los cuales \$635 millones corresponden a inversiones por parte del ICE.

Con respecto de los costos operativos, el pico de inversión del período 2015 – 2017 incrementa más marcadamente los costos operativos del sistema de transmisión. En comparación con el año 2015, el 2016 requiere cerca de \$5 millones adicionales y el 2017 poco más de \$16 millones adicionales. Luego de ese período los costos de los años de 2018 y 2019 se mantienen creciendo a un ritmo bajo, esto movido más por el incremento paulatino de las pérdidas de transmisión y no por la entrada de obras de transmisión significativas. En los años 2020 a 2024 se nota un incremento más acelerado producido por el desarrollo de la transmisión en la zona sur. Al año 2025 se requiere de \$40 millones adicionales para operar el

sistema de transmisión. Para el período 2015 – 2025 se requiere de un acumulado de \$241 millones para operar el sistema de transmisión.

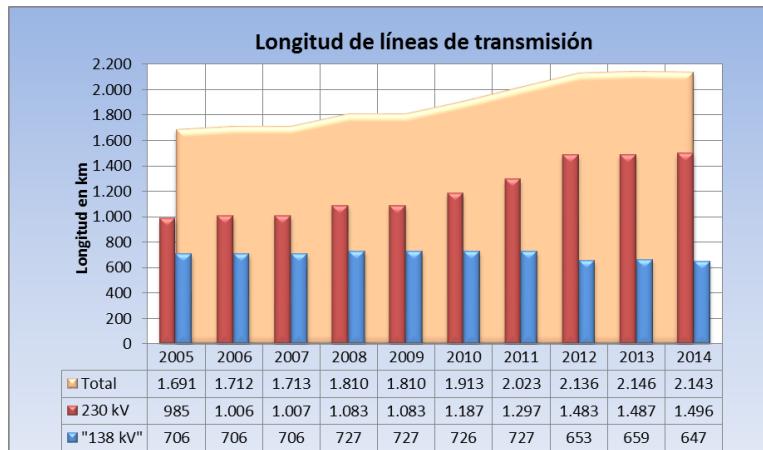
Como conclusión, el costo total acumulado requerido para satisfacer las necesidades de expansión y operación del sistema de transmisión en el período 2014 – 2025 alcanza los \$911 millones.

Por último, la actualización del Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión dio un valor de \$35.0/MWh y es un 3.6% menor que el estimado en 2014 de \$36.3/MWh (corregido según lo expuesto en el apartado 4.2.2) debido principalmente a un efecto combinado entre la inversión que entró en servicio desde finales de 2014 hasta setiembre de 2015 (que tiende a reducir el CPILPT) y una reducción apreciable en la proyección de la demanda a largo plazo (que tiende a incrementarlo). Este valor no debe ser utilizado como una señal de ajuste tarifario bajo ninguna circunstancia, pero sí puede ser un indicador de eficiencia de las inversiones en el horizonte considerado en función de la demanda incremental atendida.

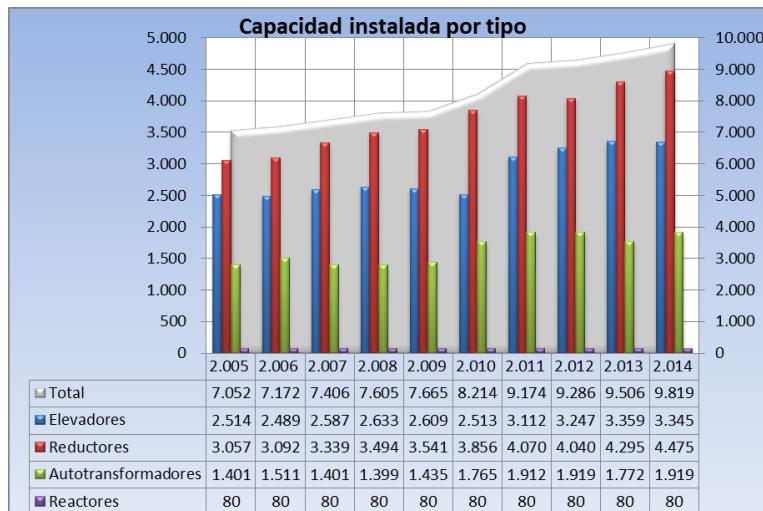
2. Descripción del sistema de transmisión de Costa Rica

En el Anexo 1 se muestra el mapa del sistema de transmisión de Costa Rica para el año 2015.

La evolución del sistema de transmisión en cuanto a la longitud de líneas y la capacidad de transformación se detalla en la figura 2.2 con cierre a diciembre de 2014.



2.2 A) Líneas de transmisión



2.2 B) Capacidad de transformación

Figura 2.2. Evolución del sistema de transmisión de Costa Rica. Período 2005 – 2014.

En la actualidad la red cuenta con un total de 2143 km de líneas de transmisión, distribuidos en 1496 km de enlaces en 230 kV y 647 km en 138 kV. En cuanto a transformación, el sistema posee una capacidad de 9819 MVA, de los cuales 4475 MVA corresponden a transformadores reductores, poco más de 3345 MVA en elevadores, 1919 MVA en autotransformadores y 80 MVA en reactores para control de tensión.

3. Plan de Expansión del Sistema de Transmisión

La Tabla 3.1 muestra la actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2015 – 2025. Las fechas mostradas corresponden a las de entrada en servicio de las obras de transmisión con corte a setiembre de 2015.

Tabla 3.1. Actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2015 - 2025. Noviembre 2015.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad Responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio
2015	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Palmar - Río Claro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA
				LT	Mogote - Pailas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 300 MVA
				LT	Cafás - Corobicí	230	Incremento de la capacidad de transporte de 350 MVA a 400 MVA
				LT	Arenal - Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 300 MVA
				LT	Pailas - Liberia	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 300 MVA
		Interconexión Arcelor Mittal	Arcelor Mittal	ST	Leesville	230	Módulo de transformador
		Peñas Blancas - Garita	ICE	LT	Naranjo - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 146 MVA
2016	1	Cariblanco - Trapiche	ICE	LT	Trapiche - Leesville	230	673 MVA. Cambio de conductor y reconversión de 138 kV a 230 kV (36.1 km, 1 circuito)
		Peñas Blancas - Garita		LT	Balsa - Garita	230	576 MVA. LT Balsa - Naranjo 230 kV (32 km, 1 circuito) y la reconstrucción de la LT Naranjo - Garita (17 km) para conformar la LT Balsa - Garita 230 kV (49 km).
		Coyol	ICE	ST	Coyol	230	ST Coyol (interruptor y medio, 2 salidas de línea y 2 de transformador).
				LT	Garabito - La Caja	230	389 MVA. Derivación de la LT Garabito - La Caja (4 km, 2 circuitos)
		Jacó	ICE	LT	Cañas - Parrita	230	338 MVA. Derivación de la LT SIEPAC en el tramo Cañas - Parrita (14.1 km, 2 circuitos)
				ST	Jacó	230	ST Jacó (interruptor y medio con dos salidas de línea y 1 transformador, 45 MVA).
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Cafás - Corobicí	230	Incremento de la capacidad de transporte de 400 MVA a 478 MVA
		PE Mogote	Fila de Mogote DCR	ST	Mogote	230	Módulos para la instalación de un transformador y la línea de conexión
		PH Bijagua	CoopeGuanacaste	ST	Miravalles	34.5	Módulo para línea de conexión
		PH Chucás	ENEL	LT	Chucás - Garita	230	200 MVA. Nueva línea de transmisión (2 km, 1 circuito)
	2	Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	Garita	230	Módulo de línea para la conexión de la planta
		Transmisión PH Reventazón	ICE	ST	Reventazón	230	Instalación de 2 transformadores 230/34.5 kV (90 MVA). BID CCLIP 09 y 12
				LT	Trapiche - Torito	230	646 MVA. Derivación de la LT Río Macho - Moín (3 km, 2 líneas de 2 circuitos)
		PE Altamira	Inversiones Guanacaste	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión
		PE Campos Azules	Inversiones Eólicas Campos Azules	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión
	3	PE Vientos de la Perla	Vientos del Volcán	ST	Orosí	230	Módulo de 230 kV para la instalación de un transformador y la línea de conexión
		PE Vientos de Miramar	Costa Rica Energy Holding	ST	Orosí	230	Módulo de 230 kV para la instalación de un transformador y la línea de conexión
		Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar 1 transformadores (55 MVA)
	4	Cóbano	ICE	ST	Cóbano	138	ST Cóbano (barra sencilla con auxiliar, Módulo de línea, 1 de transformador, 45 MVA).
				ST	Santa Rita	138	Módulo de línea, 1 de reserva
		LT Santa Rita - Cóbano		138	150 MVA. LT Santa Rita - Cóbano (46.7 km, 1 circuito)		
2017	1	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Liberia - Frontera	230	Incremento de la capacidad de transporte de 250 MVA a 390 MVA
		Interconexión Ingenio Taboga	Ingenio Taboga	LT	Cañas - Corobicí	230	Incremento de la capacidad de transporte de 478 MVA a 650 MVA
		Cariblanco - Trapiche	ICE	ST	General	230	Reconfiguración y ampliación de la subestación (interruptor y medio, 2 salidas de línea y 2 módulos para la planta General)
		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 (interruptor y medio, 2 módulos de línea, 2 de transformador y prevista de 4 adicionales, 80 MVA).
	2	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	24.9	Módulo para la conexión de 1 banco de capacitores. 12 MVar.
		Anillo Sur	ICE	ST	El Este	230	Reconstrucción de la subestación El Este (interruptor y medio, 4 salidas de línea, 2 de transformador).
				LT	Río Macho - Tejar	230	348 MVA. Cambio de estructuras de circuito sencillo a doble circuito del tramo Tejar - Río Macho (14 km, 1 circuito).
				ST	San Miguel	230	Módulo de línea en la ST San Miguel.
				LT	San Miguel - El Este	230	347 MVA. LT San Miguel - El Este circuito 2 (20.2 km)
		Cóbano	ICE	ST	Santa Rita	34.5 y 24.9	5 módulos de media tensión.
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Río Claro - Progreso	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA
		PH Capulín	Hidrotároles	LT	Barranca - Garita	230	480 MVA. Derivación de la LT Barranca - Garita.
				ST	Quebradas	230	ST Quebradas (interruptor y medio, 3 salidas de línea)

Tabla 3.1 (cont.). Actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2015 - 2025. Noviembre 2015.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad Responsable	Elemento del sistema					
				Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio		
2017	4	PH Consuelo	Comercial Talamanca El General	ST	San Isidro	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta		
		PH La Perla	ICE	ST	La Joya	138	Módulo de transformador elevador para la conexión de la Unidad 4		
		PH Río Bonilla 1320	Hidrodesarrollos del Río Platanares	ST	Angostura	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta		
		PH Río Bonilla 510	Hidrodesarrollos del Río Platanares	ST	Angostura	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta		
		PH San Rafael	Grupo H Solís GHS	ST	San Isidro	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta		
		Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	El Este	230	Instalación de 2 transformadores 230/34.5 kV (90 MVA). BID CCLIP 13 y 14		
				ST	San Isidro	230	Sustitución del transformador #2 (45 MVA), módulo de línea de distribución, Módulo de reserva y ampliación de la barra. BID 08		
		Reubicación de reactores	ICE	ST	Río Claro	230	Traslado e instalación del reactor de la ST Miravalles, 20 MVar		
				ST	Palmar	230	Traslado e instalación del reactor de la ST San Isidro, 20 MVar		
		Transformación de Energía	ICE	ST	Moín	230 y 138	Módulos para transformador, traslado del autotransformador de la ST Leesville, autotransformador #3 (110 MVA)		
2018	4	Anillo Sur	ICE	LT	Tarbaca - Higuito	230	600 MVA. Cambio de conductor de la LT Tarbaca - Pirris (1.5 km)		
				LT	Pirris - Tejar	230	345 MVA. LT Tarbaca - El Este (19.7 km, 2 circuitos).		
				LT	El Este - Tejar	230	348 MVA. Reconstrucción del tramo El Este - Tejar (14 km, 2 circuitos). Derivación a la ST Tejar (2 km, 2 circuitos)		
				ST	Higuito	230	ST Higuito (interruptor y medio, 2 salidas de línea, 1 de transformador, 45 MVA).		
				LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. LT Tarbaca - El Este (19.7 km, 2 circuitos).		
				LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - Pirris a la ST Higuito (5.8 km, 2 circuitos).		
				LT	Tarbaca - Higuito	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - Pirris a la ST Higuito (5.8 km, 2 circuitos).		
				ST	Tejar	230	Módulos para 2 salidas de línea tecnología GIS		
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Mogote - Pailas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA		
				LT	Liberia - Cañas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 400 MVA		
				LT	Miravalles - Mogote	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 380 MVA		
				LT	Pailas - Liberia	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA		
				LT	Caja - Colima	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA		
				LT	Caja - Heredia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA		
				LT	Colima - Heredia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA		
				LT	Arenal - Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA		
		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		
2019	1	Interconexión CoopeGuanacaste	CoopeGuanacaste	ST	Nuevo Colón	69	Instalación de una nueva barra de 69 kV		
				ST	Guayabal	69	Instalación de una nueva barra de 69 kV		
			ICE	ST	Nuevo Colón	230	Instalación de un transformador 230/69		
		PH Los Negros 2		ST	Guayabal	138	Instalación de un transformador 138/69		
		Tejona		ST	Tejona	230	Módulo para la instalación de un transformador y la línea de conexión		
	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Caja - Coco - Garita	138	Ampliación de la subestación para conectar 2 transformadores (2x55 MVA)		
				LT	Caja - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA		
				LT	Lindora - La Caja #2	230	Incremento de la capacidad de transporte de 380 MVA a 450 MVA		
				LT	San Isidro - Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA		
				LT	Garita - Lindora	230	Incremento de la capacidad de transporte de 470 MVA a 550 MVA		
				LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA		
2020	1	Barras de Alta Tensión	ICE	ST	Sabanilla	138	Ampliación de la barra principal de 138 kV y barra auxiliar y modernización de la subestación		
		PG Pailas 2	ICE	ST	Pailas	230	Módulo de línea para la conexión del PG Pailas 2		
		Transformación de Energía	ICE	LT	Pailas 2 - Pailas	230	200 MVA. LT Pailas 2 - Pailas (1 km, 1 circuito)		
				ST	Sabanilla	138	Sustitución de 2 transformadores reductores, 90 MVA		
				ST	Mogote	230	Módulos para 2 salidas de línea		
	4	Anillo de Miravalles	ICE	LT	Mogote - SIEPAC	230	338 MVA. LT Mogote - SIEPAC (7 km, 2 circuitos) para derivar la LT SIEPAC en el tramo Cañas - Tiquantepe en la ST Mogote		
				ST	Varias	230	Sustitución de equipo de potencia		
				ST	Guayabal	138	Instalación de barra auxiliar		
		Barras Auxiliares	ICE	ST	Cóbano	138	Instalación de barra auxiliar		
				ST	Colorado	138	Instalación de barra auxiliar		
2021	1			ST	Escazú	138	Instalación de barra auxiliar		
				ST	Juanilama	138	Instalación de barra auxiliar		
	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Cañas - Filadelfia	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA			
			LT	Filadelfia - Guayabal	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA			
			ST	Cañas	230	Módulo de línea			
	4	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Mogote	230	Módulos para 1 salida de línea		
				LT	Mogote - Cañas	230	600 MVA. LT Mogote - Cañas (45 km, 1 circuito)		
		Borinquen 1	ICE	ST	Borinquen	230	ST Borinquen (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)		
		Planta Térmica Litoral Caribe	ICE	ST	Moín	230	Módulos para la instalación de dos transformadores elevadores		
		ST							

Tabla 3.1 (cont.). Actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2015 - 2025. Noviembre 2015.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad Responsable	Elemento del sistema			
Año	Trim			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio
2024	4	Refuerzo de transmisión Sur - Centro	ICE	LT	Diquís-Rosario	230	600 MVA por circuito. Nueva línea de transmisión (130 km, 2 circuitos).
				LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - El Este (2 km, 2 líneas de 2 circuitos)
				LT	Pirrís - Tejar	230	345 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - El Este (2 km, 2 líneas de 2 circuitos)
				LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 600 MVA
				ST	Rosario	230	ST Rosario (interruptor y medio, 6 salidas de línea).
				LT	San Isidro - Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 600 MVA
2025		Transmisión PH Diquís	ICE	ST	Diquís	230	ST Diquís (interruptor y medio, 6 salidas de línea, 4 para la conexión de la planta, 1 de transformador reductor 30 MVA)
				LT	San Isidro - Palmar	230	600 MVA. Derivación de la LT San Isidro - Palmar (2 km, 2 circuitos)

Las obras del plan están alineadas al Plan de Expansión de Generación del Anexo 2.

3.1. Información solicitada para la presente actualización

Para la presente actualización del plan de expansión de transmisión se hizo una actualización de las fechas de entrada en operación de las obras de transmisión. La información base utilizada fue el Plan de Inversiones de Transmisión 2015, el Plan de Expansión de Transmisión 2014 y el Plan de Expansión de la Generación 2015. Las fechas fueron actualizadas por Ingeniería y Construcción, Planificación y Desarrollo Eléctrico y a partir de información del seguimiento de los proyectos generada por el mismo Proceso Expansión de la Red.

3.2. Variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión

3.2.1. Obras nuevas

Con respecto del plan de noviembre de 2014 se han identificado e incorporado los siguientes proyectos u obras de transmisión:

- Anillo de Miravalles: se incluyó la construcción de un módulo de salida de línea en la ST Mogote pues se identificó que el nuevo enlace Mogote – Cañas 230 kV que entra en servicio en 2023 debe coexistir con la derivación de la LT SIEPAC hacia la ST Mogote programada para 2019.
- Módulos de 34.5 kV y 24.9 kV de la ST Santa Rita: en realidad esta obra está contenida dentro del proyecto Cóbano, pero por razones constructivas se separó. Se le dará seguimiento de manera independiente, siempre dentro del mismo proyecto mencionado.
- Incremento de la capacidad de transporte del doble circuito Caja – Heredia – Colima 138 kV: el proyecto que ejecuta los trabajos necesarios no corresponden a un proyecto de expansión, y por esa razón se sacó del PET en 2014; sin embargo, una consecuencia directa de esta mejora es lograr el incremento en la capacidad de transporte de las líneas mencionadas, por lo que se consideró importante incluirlo en este PET 2015.
- Interconexión PH Los Negros II.
- Reubicación de reactores: este proyecto obedece a una necesidad expresa del Operador del Sistema, que requiere de una redistribución de estos equipos para facilitar el control de tensión en la zona sur.

3.2.2. Obras finalizadas

Desde noviembre de 2014 a noviembre de 2015 entraron en servicio las siguientes obras y proyectos de transmisión:

- Cachí Unidad 4.

- Varias obras asociadas al proyecto Cariblanco – General 230 kV.
- ST Trapiche 230 kV e instalación de transformadores reductores.
- PE Orosí y obras asociadas.
- PE Tilawind.
- PH Torito y obras asociadas.
- Autotransformadores en la ST Garita.

3.2.3. Variaciones en la demás obras

Atrasos

Con respecto del plan de noviembre de 2014 se tienen atrasos en algunas de las obras de transmisión, siendo las más marcadas las del proyecto de Incremento en la Capacidad de Transporte de Líneas de Transmisión. Gran cantidad de la líneas de transmisión que están incluidas en este proyecto fueron sujetos de atrasos de hasta 2 años. Este proyecto tiene la particularidad de requerir una buena cantidad de paros programados, por lo que la identificación de los trabajos requeridos en cada una, la coordinación y la disponibilidad de las líneas por parte del Operador del Sistema hace necesario plantear tiempos más prolongados para su ejecución.

En general, las obras del presente plan de expansión de transmisión sufrieron de pocos atrasos.

Adelantos

También, con respecto del plan de noviembre de 2014 se tienen adelantos en algunas de las obras de transmisión, siendo las más importantes las siguientes:

- PE Mogote: este proyecto adelantó su interconexión en 18 meses.
- Incremento de la Capacidad de Transporte de la LT Cañas – Corobicí 230 kV: este proyecto se ejecutó con 1 año de anticipación.

Retiros

Por último, no hubo retiros de obras de transmisión del plan de expansión.

Reprogramaciones

Con respecto del plan de noviembre de 2014 se tienen varias reprogramaciones de proyectos:

- Boríñquen 2: la nueva fecha planteada en el Plan de Expansión de Generación es en enero de 2030.
- Interconexión de CoopeGuanacaste: de acuerdo con la actualización de estudios e información, la interconexión propuesta se traslada de 2016 a 2018.
- Planta Térmica Litoral Caribe: la nueva fecha planteada en el Plan de Expansión de Generación es en enero de 2024.
- Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya: de acuerdo con la actualización de estudios e información, la reconstrucción propuesta se traslada de 2019 a 2021.

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

En general, el presente Plan de Expansión de Transmisión está compuesto por 121 obras. Con respecto del plan de noviembre de 2014 el comportamiento del movimiento de las mismas son los mostrados en la

figura 3.1: un 7% corresponden a obras incorporadas por primera vez y el restante corresponden a un 4% de obras cuya fecha de entrada en servicio se adelantó 6 meses o más, 52% de obras cuya fecha se mantiene, 31% de obras cuya fecha de entrada en servicio se atrasó 6 meses o más y 6% a obras reprogramadas. No hubo retiros de obras en el presente plan.

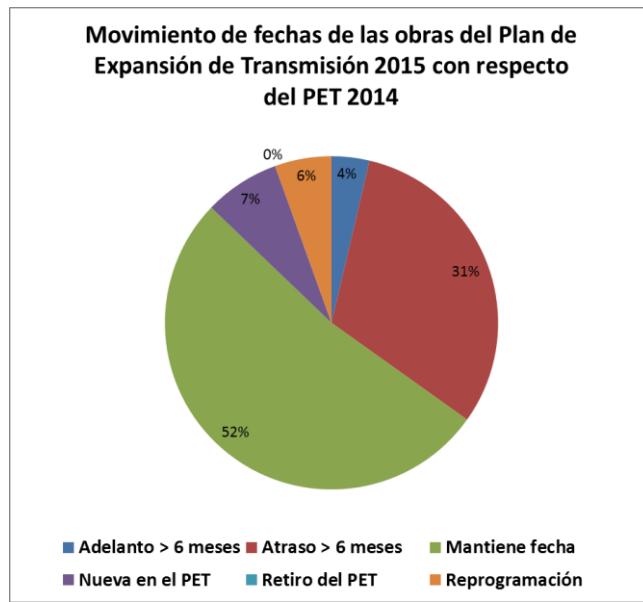


Figura 3.1. Distribución de las obras en función de las fechas de entrada en operación de los proyectos de transmisión. Plan de Expansión de Transmisión noviembre 2015.

3.3.Obras de transmisión prioritarias

A partir de los estudios técnicos elaborados durante el año 2013 y 2015 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 hasta el año 2020, son los siguientes:

- Incremento de la capacidad de transporte de líneas de 138 kV y 230 kV (2015 – 2018).
- Peñas Blancas – Garita 230 (2015).
- Cariblanco – Trapiche 230 kV (2016).
- Anillo Sur (2017).
- Ampliación de la ST Tejona 230 kV (2016 y 2018).
- Anillo de Miravalles 230 kV (2019 y 2023).

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.

3.4.Red de transmisión al año 2023

En el Anexo 1 se muestra el mapa del sistema de transmisión de Costa Rica para el año 2023.

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 ver 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. Este análisis contempla el período 2016 – 2025 tomando como referencia el año 2015.

Todos los costos se muestran en dólares constantes de los Estados Unidos de América con referencia al año 2015.

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 período (para las obras en prefactibilidad, factibilidad y ejecución) y un estimado de las erogaciones hechas por actores externos.

Los costos de inversión del Plan de Expansión de Transmisión 2014 – 2025 se muestran a continuación.

Tabla 4.1. Análisis de costos de inversión del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2014 - 2025.

Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos de Inversión del sistema de transmisión (millones USD @2015)				
			Inversión anual ICE	Inversión anual externa	Total anual	Inversión acumulada ICE	Inversión acumulada total
2015	1606	10262	77.2	14.1	91.3	77.2	91.3
2016	1644	10668	73.8	14.5	88.3	151.0	179.6
2017	1686	10996	49.0	6.0	55.0	200.0	234.6
2018	1737	11385	19.0	0.0	19.0	219.0	253.6
2019	1795	11823	10.4	0.0	10.4	229.4	264.0
2020	1859	12304	49.4	0.0	49.4	278.8	313.4
2021	1933	12859	55.9	0.0	55.9	334.7	369.3
2022	2011	13443	74.3	0.0	74.3	409.0	443.6
2023	2092	14054	110.6	0.0	110.6	519.6	554.2
2024	2176	14961	95.1	0.0	95.1	614.7	649.3
2025	2263	15350	20.8	0.0	20.8	635.6	670.2

Enfocándose específicamente en la inversión, se tiene el comportamiento de la Figura 4.1. El período de 2015 – 2017 se caracteriza por presentar inversiones fuertes tanto del ICE como de entes externos (asociados principalmente a plantas bajo la modalidad BOT). La inversión hecha por el ICE alcanza un máximo de \$77 millones y un acumulado en ese período de \$200 millones para finalizar en 2016 la construcción de proyectos importante como Peñas Blancas – Garita 230 kV, Cariblanco – Trapiche 230

kV y Anillo Sur. La inversión en transmisión acumulada por parte de entidades externas al ICE asciende a los \$34 millones distribuidos en esos mismos años.

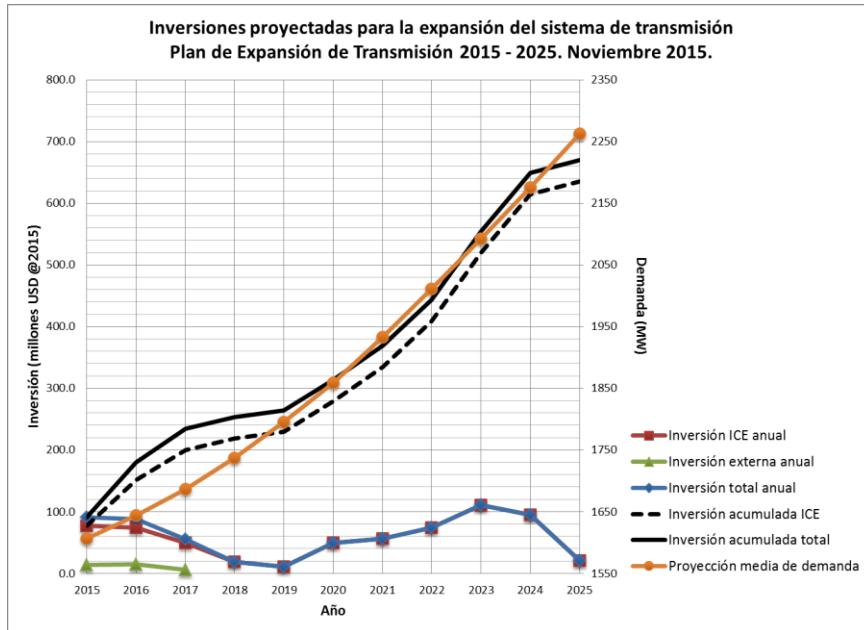


Figura 4.1. Comportamiento de los costos de inversión proyectados en el sistema de transmisión de acuerdo con el Plan de Expansión de Transmisión 2015 – 2025.

En los años 2018 y 2019 es evidente una gran contracción en la inversión, motivada principalmente por la baja proyección de la demanda nacional en años anteriores y el consecuente desplazamiento de los refuerzos de transmisión e interconexión de proyectos en diferentes zonas del país. En general, la inversión anual no supera los \$20 millones, con un mínimo de \$10 millones en 2019.

Por último, para el período 2020 a 2024 el repunte en la inversión está asociado principalmente al desarrollo de la transmisión de la zona sur (relacionado con el PH Diquís). En este período existen otras inversiones relacionadas con la entrada en servicio de las plantas geotérmicas Borínen I y II. Para el año 2025 se tienen en operación todas las obras de transmisión asociadas al refuerzo de la zona sur por lo que hay una nueva contracción de la inversión. Los estudios de largo plazo que elaborará el ICE durante el 2016 pueden identificar nuevas inversiones en la red que serán incorporadas eventualmente.

El Plan de Expansión de Transmisión tiene un costo total acumulado de inversión de \$670 millones de dólares al 2025 de los cuales \$635 millones corresponden a inversiones por parte del ICE. El valor presente neto de las inversiones del plan es de \$410 millones.

4.1.2. Costos de operación 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% de la inversión anual correspondiente. Los costos de operación del Plan de Expansión de Transmisión 2015 – 2025 se muestran a continuación.

Desde la perspectiva de costos, tomando como base los datos de 2015, la figura 4.2 muestra el comportamiento proyectado de los costos adicionales requeridos para atender las necesidades del sistema de transmisión para el período 2016 – 2025, a nivel de operación. A diferencia del PET 2014, en el presente documento se eliminó los costos asociados a las pérdidas eléctricas ocasionadas por el sistema de

transmisión. Este costo existe pero no es pagado por la red de transporte, sino que es asumido por el sistema de generación nacional.

Tabla 4.2. Análisis de costos de administración, operación y mantenimiento del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2015 - 2025.

Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos incrementales de operación del sistema de transmisión (millones USD @ 2015)	
			Costos de operación y mantenimiento (*)	Costo total acumulado
2015	1606	10262	5.5	5.5
2016	1644	10668	10.8	16.3
2017	1686	10996	14.1	30.3
2018	1737	11385	15.2	45.5
2019	1795	11823	15.8	61.4
2020	1859	12304	18.8	80.2
2021	1933	12859	22.2	102.3
2022	2011	13443	26.6	129.0
2023	2092	14054	33.3	162.2
2024	2176	14961	39.0	201.2
2025	2263	15350	40.2	241.4
2026	2353	16032	---	---

(*) Valorado a un 6% del costo de inversión anual respectivo más el costo del año anterior

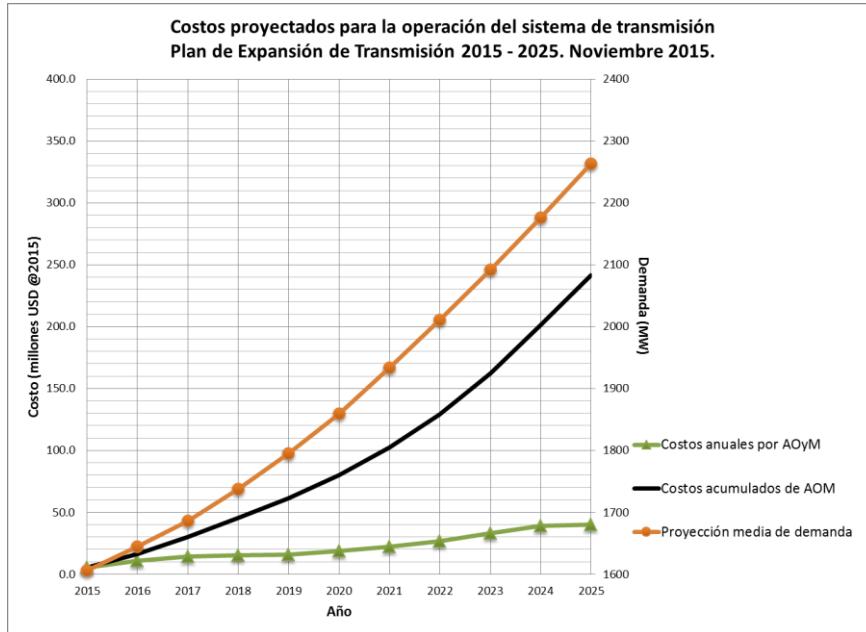


Figura 4.2. Comportamiento de los costos operativos proyectados del sistema de transmisión de acuerdo con el Plan de Expansión de Transmisión 2015 – 2025.

El pico de inversión del período 2015 – 2017 incrementa más marcadamente los costos operativos del sistema de transmisión. Con respecto del año 2015, el año 2016 requiere de \$5.3 millones adicionales y el 2017 poco más de \$8.6 millones adicionales. Luego de ese período los costos de los años de 2017 a 2019

se mantienen creciendo a un ritmo bajo, esto movido más por el incremento paulatino de las pérdidas de transmisión y no por la entrada de obras de transmisión significativas. En los años 2020 a 2024 se nota un incremento más acelerado producido por el desarrollo de la transmisión en la zona sur.

Para el período 2016 – 2025 se requiere de un acumulado de \$241 millones para operar el sistema de transmisión, cuyo valor presente es de \$134 millones.

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 4.3 y en la figura 4.3.

Tabla 4.3. Análisis de costos totales del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2015 - 2025.

Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos acumulados del sistema de transmisión (millones USD @2015)				
			Inversión anual	Operación y mantenimiento anual (*)	Inversión acumulada	Operación y mantenimiento acumulado	Total acumulado
2015	1606	10262	91.3	5.5	91.3	5.5	96.8
2016	1644	10668	88.3	10.8	179.6	16.3	195.9
2017	1686	10996	55.0	14.1	234.6	30.3	264.9
2018	1737	11385	19.0	15.2	253.6	45.5	299.1
2019	1795	11823	10.4	15.8	264.0	61.4	325.4
2020	1859	12304	49.4	18.8	313.4	80.2	393.6
2021	1933	12859	55.9	22.2	369.3	102.3	471.6
2022	2011	13443	74.3	26.6	443.6	129.0	572.5
2023	2092	14054	110.6	33.3	554.2	162.2	716.4
2024	2176	14961	95.1	39.0	649.3	201.2	850.5
2025	2263	15350	20.8	40.2	670.2	241.4	911.5

(*) Valorado a un 6% del costo de inversión anual respectivo más el costo del año anterior

De forma resumida, el costo total en el sistema de transmisión para satisfacer las necesidades de expansión y operación para el período 2015 – 2025 alcanza los \$911 millones acumulados.

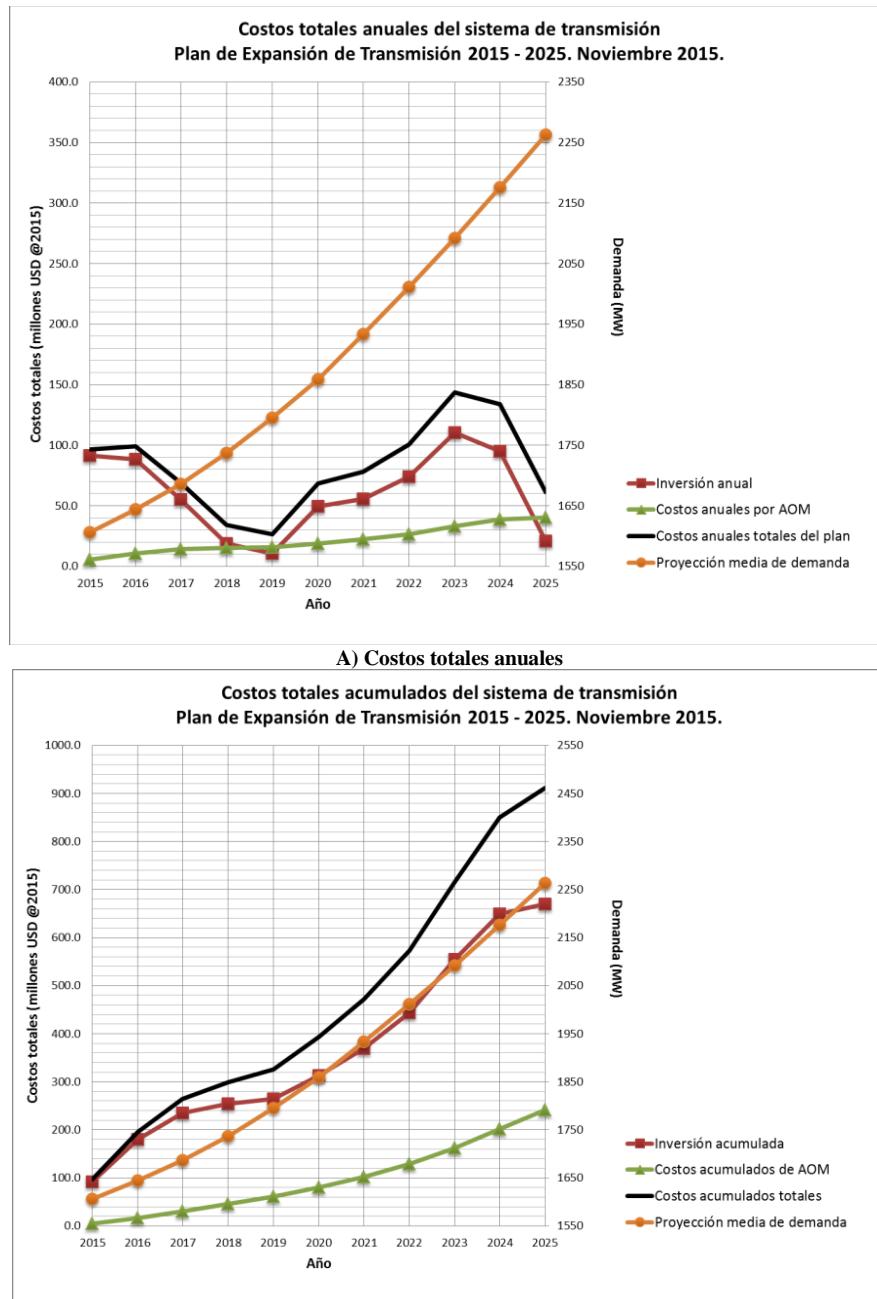


Figura 4.3. Comportamiento de los costos proyectados del sistema de transmisión de acuerdo con el Plan de Expansión de Transmisión 2015 – 2025.

4.2. Costos Promedio Incrementales de Largo Plazo de Transmisión (CPILPT)

4.2.1. Modelo de cálculo

Se define el CPILPT como el valor que “pretende compatibilizar las metas de eficiencia en la asignación de los recursos del corto plazo y la necesidad de justificar las inversiones en ampliación de la capacidad

instalada con los costos de inversión futuros para un determinado período” (Dianderas, A. Proyecto DTIAPA, BID).

Los valores de CPILP aplicado 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.

El modelo de cálculo para estimar este valor es el siguiente:

$$CPILP_k = \frac{\sum_{t=1}^T \left(\frac{I_{k+t-1} + (O_{k+t} - O_k)}{(1+i)^{t-1}} \right)}{\sum_{t=1}^T \left(\frac{Q_{k+t} - Q_k}{(1+i)^{t-1}} \right)}$$

Donde:

k: año de referencia para el cálculo del CPILP

T: horizonte de cálculo

I: inversión anual

O: costos anuales de operación

Q: demanda total anual

i: tasa de descuento económica

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.

4.2.2. Actualización de los CPILPT

La aplicación del modelo mostrado en 4.2.1 a partir de la información de demanda en energía y potencia, así como los costos detallados anteriormente da como resultado los CPILP del sistema de transmisión de la tabla 4.3.

En esta oportunidad se calcularon los CPILPT para el sistema de transmisión desde dos perspectivas diferentes: por demanda de potencia y por demanda de energía. En el primer caso, el CPILPT por potencia refleja el costo promedio de transportar 1 kW más en la punta de demanda a un horizonte de 10 años. El segundo corresponde al costo promedio de transportar 1 MWh más de demanda a un horizonte de 10 años.

El CPILPT en potencia indica que transportar 1 kW más de demanda para el período 2015 – 2025 tiene un costo promedio de \$282.9, de los cuales \$224.2 corresponden a la componente de inversión y \$58.6 a la de operación. Por otro lado, el CPILPT en energía indica que transportar 1 MWh de más de demanda para el período 2015 – 2025 tiene un costo promedio de \$35, de los cuales \$27.8 corresponden a la componente de inversión y \$7.3 a la de operación.

Como se aclaró en el apartado 4.1.2, en el presente plan se eliminó la componente de costo de las pérdidas eléctricas como parte de los costos de operación de la red de transmisión. Esto redujo los costos globales y con ello los incrementales que impactan directamente la estimación de los CPILP. El costo actualizado de CPILPT de 2015 es de \$35.0/MWh.

Con el fin de realizar una comparación con el de 2014, se procedió a actualizar el CPILPT de ese año eliminando la componente de pérdidas. El valor obtenido es de \$36.3/MW. De esta forma se obtiene una reducción del 3.6% en este indicador. Este comportamiento es causado por un efecto combinado entre la gran cantidad de inversión que entró en servicio desde finales de 2014 hasta setiembre de 2015 (que tiende a reducir el CPILPT) y una reducción apreciable en la proyección de la demanda a largo plazo (que tiende a incrementarlo).

Tabla 4.3. Cálculo de los Costos Promedio Incrementales de Largo Plazo de Transmisión para el período 2015 - 2025. Plan de Expansión de Transmisión 2015 – 2025.

Año	Demanda proyectada en energía (GWh)	Demanda incremental en energía (GWh)	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda incremental en potencia (MW)	Inversión total anual (millones USD @2015)	Costo adicional de operación (millones USD @2015)	Costo incremental de operación (millones USD @2015)	Costo total incremental (millones USD @2015)
2015	10262	406	1606.0	38.0	91.3	5.5	5.3	96.6
2016	10668	734	1644.0	80.0	88.3	10.8	8.6	96.9
2017	10996	1123	1686.0	131.0	55.0	14.1	9.7	64.7
2018	11385	1561	1737.0	189.0	19.0	15.2	10.4	29.4
2019	11823	2042	1795.0	253.0	10.4	15.8	13.3	23.7
2020	12304	2597	1859.0	327.0	49.4	18.8	16.7	66.1
2021	12859	3181	1933.0	405.0	55.9	22.2	21.1	77.0
2022	13443	3792	2011.0	486.0	74.3	26.6	27.8	102.0
2023	14054	4699	2092.0	570.0	110.6	33.3	33.5	144.1
2024	14961	5088	2176.0	657.0	95.1	39.0	34.7	129.9
2025	15350	5770	2263.0	747.0	20.8	40.2	36.5	57.4
2026	16032	---	2353.0	---	---	42.0	---	---
	VAN=	14756		1827	410		158	568
CPILPT Demanda de potencia					Inversión	224.2	USD/kW	
CPILPT Demanda de energía					O&M	58.6	USD/kW	
CPILPT Demanda de energía					Total	282.9	USD/kW	
CPILPT Demanda de energía					Inversión	27.8	USD/MWh	
CPILPT Demanda de energía					O&M	7.3	USD/MWh	
CPILPT Demanda de energía					Total	35.0	USD/MWh	

5. Aprobación

5.1. 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

Ing. Manuel Balmaceda García.

Director General Negocio de Transmisión.

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

5.2. Vigencia

Esta actualización del plan de expansión de transmisión tiene una vigencia de 12 meses y será actualizado a más tardar el 30 de noviembre de 2016.

6. Responsables

Equipo de trabajo

Ing. Eduardo Alfaro Alfaro
Ing. Cristian Monge Figueroa
Ing. Felipe Rojas Rojas
Ing. Eugenia Solera Saborío
Ing. Marco L. Arauz Centeno
Ing. Gustavo Obando Vargas
Ing. Diego Sánchez Rodríguez (coordinador)

Comentarios y sugerencias favor comunicarse con:

Ing. Armando Muñoz Gómez

Director

(506) 2000-7083

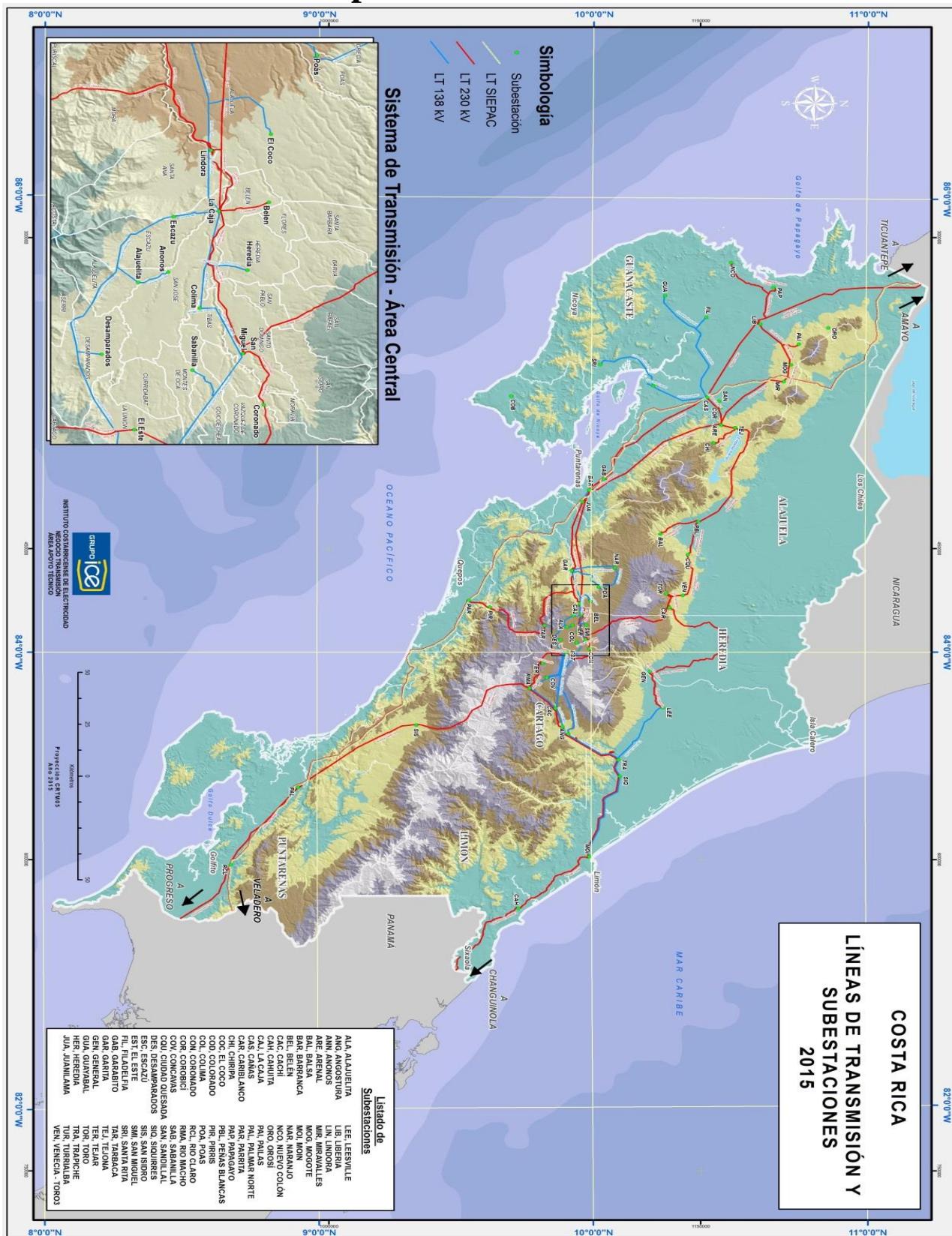
Correo electrónico: armunoz@ice.go.cr

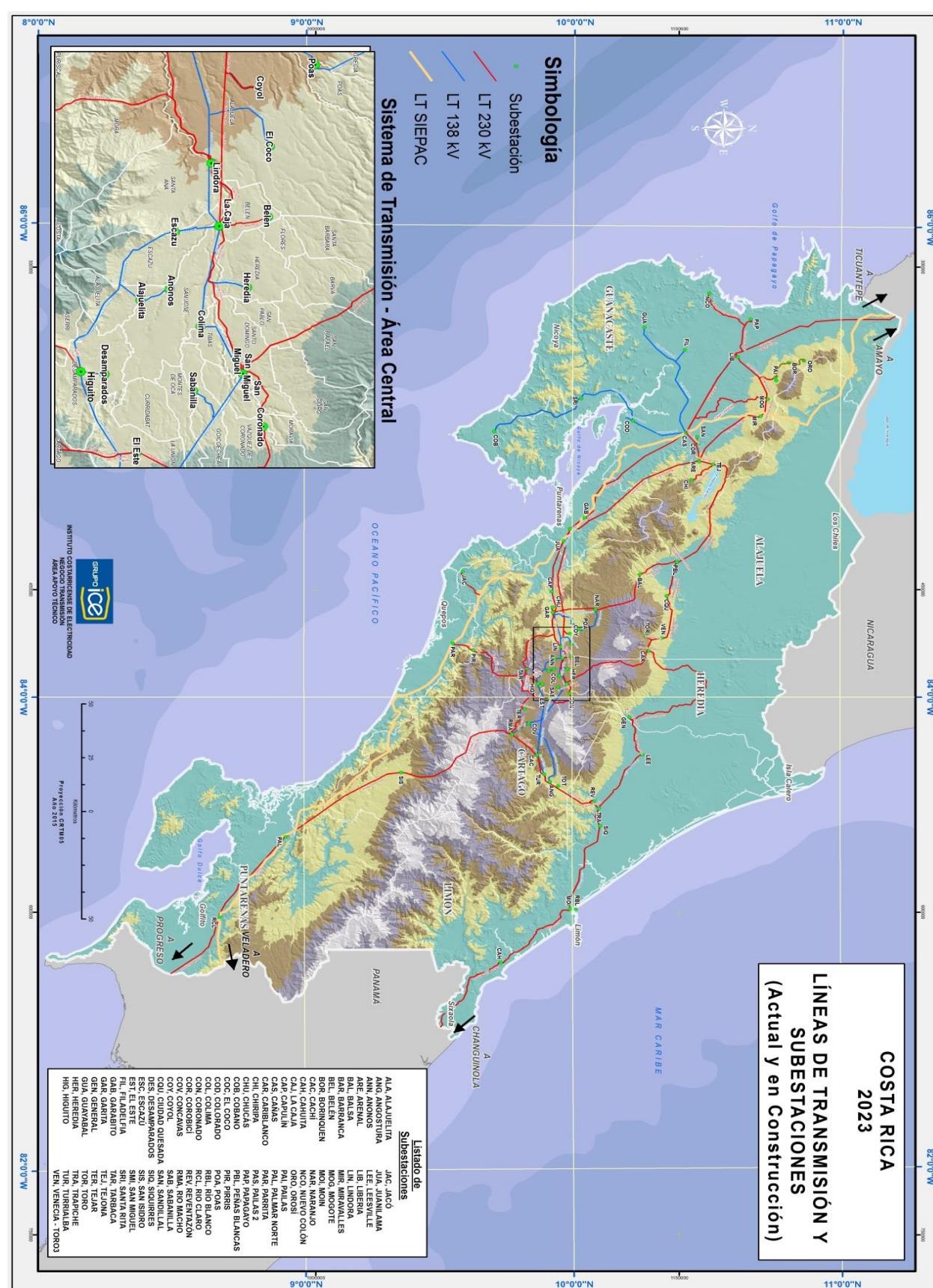
Ing. Diego Sánchez Rodríguez

(506) 2000-6525

Correo electrónico: dsanchezr@ice.go.cr

Anexo 1. Mapas del sistema de transmisión.





Anexo 2. Plan de Expansión de Transmisión. Noviembre de 2014

Entrada en operación	Nombre del Proyecto	Responsable	Elemento del sistema			
			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio
2014	Refuerzo de transmisión oeste a 138 kV	ICE	ST	Garita	230 y 138	Módulos para 2 autotransformadores en 138 kV y 230 kV
			ST	Garita	230 y 138	Instalación de 2 autotransformadores 230/138 kV (220 MVA). BID CCLIP 01 y 17
			ST	Trapiche	230	Instalación de 2 transformadores 230/34.5 kV (90 MVA). BID CCLIP 05 y 06
	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Palmar - Río Claro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA
	Cariblanco - Trapiche	ICE	LT	Río Macho - Moín	230	Derivación de la LT Río Macho - Moín 230 kV
			ST	Trapiche	230	Nueva subestación en Trapiche (barra sencilla con auxiliar, 3 módulos de línea, 2 de transformador y 1 de reserva)
2015	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Arenal - Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 300 MVA
			LT	Pailas - Liberia	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 300 MVA
			LT	Miravalles - Mogote	230	Incremento de la capacidad de transporte e 240 MVA a 300 MVA
			LT	Mogote - Pailas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 240 MVA a 300 MVA
	Cachí Unidad 4	ICE	ST	Cachí	138	Módulo de transformador elevador para la conexión de la Unidad 4
	Cariblanco - Trapiche	ICE	LT	Cariblanco - General	230	Nueva línea de transmisión (76.9 km, 1 circuito)
	PE Orosi	Inversiones Eólicas de Orosi Uno	LT	Orosi - Pailas	230	Nueva línea de transmisión (20 km, 1 circuito)
			ST	Pailas	230	Módulo de línea de transmisión para conectar el PE Orosi.
	PH Torito	Unión Fenosa	ST	Torito	230	Nueva subestación (interruptor y medio, 2 salidas de línea y 2 para la conexión de la planta)
			LT	Trapiche - Río Macho	230	Derivación de la LT Río Macho - Trapiche 230 kV
	PE Tila Wind	Vientos de Tilarán	ST	Tanque	34.5	Módulo para línea de conexión
2016	Peñas Blancas - Garita	ICE	LT	Balsa - Garita		LT Balsa - Naranjo 230 kV (32 km, 1 circuito) y la reconstrucción de la LT Naranjo - Garita (17 km) para conformar la LT Balsa - Garita 230 kV (49 km).
	PH Chucás	ENEL	LT	Chucás - Garita	230	Nueva línea de transmisión (2 km, 1 circuito)
			ST	Garita	230	Módulo de línea para la conexión del PH Chucás
	PH Bijagua	CoopeGuanacaste	ST	Miravalles	34.5	Módulo para línea de conexión
	Anillo Sur	ICE	LT	Higuito - El Este	230	Cambio de conductor de la LT Tarbaca - Pirrís (1.5 km)
	Interconexión Ingenio Taboga	Ingenio Taboga	ST	Cañas	138	Módulo de transformación
	Interconexión Arcelor Mittal	Arcelor Mittal	ST	Leesville	230	Módulo de transformación
	Jacó	ICE	ST	Jacó	230	Nueva subestación (interruptor y medio con dos salidas de línea y 1 transformador, 45 MVA).
			LT	Cañas - Parrita	230	Derivación de la LT SIEPAC en el tramo Cañas - Parrita (14.1 km, 2 circuitos)
	Coyol	ICE	ST	Coyol	230	Nueva subestación (interruptor y medio, 2 salidas de línea y 2 de transformador).
			LT	Garabito - La Caja	230	Derivación de la LT Garabito - La Caja (4 km, 2 circuitos)
2017	Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	Coyol	230 y 138	Instalación de 2 transformadores 230/34.5 kV (90 MVA). BID CCLIP 09 y 12
	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Mogote - Pailas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA
	Cariblanco - Trapiche	ICE	LT	Trapiche - Leesville	230	Cambio de conductor y reconversión de 138 kV a 230 kV (36.1 km, 1 circuito)
	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	24.9	Módulo para la conexión de 1 banco de capacitores. 12 MVar.
	Interconexión CoopeGuanacaste	CoopeGuanacaste	ST	Nuevo Colón	230	Nueva barra de 69 kV, instalación de un transformador 230/69
	Transmisión PH Reventazón	ICE	ST	Reventazón	230	Nueva subestación (interruptor y medio, 4 salidas de línea, 4 para la conexión de la planta y 1 de transformador reductor 20 MVA).
			LT	Trapiche - Torito	230	Derivación de la LT Río Macho - Moín (3 km, 2 líneas de 2 circuitos)
	PE Campos Azules	Inversiones Eólicas Campos Azules	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión
	Anillo Sur	ICE	ST	El Este	230	Reconstrucción de la subestación El Este (interruptor y medio, 4 salidas de línea, 2 de transformador).
			ST	San Miguel	230	Módulo de línea en la ST San Miguel.
			LT	San Miguel - El Este	230	Energización del circuito 2 (20.2 km)
2018	Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	El Este	230	Instalación de 2 transformadores 230/34.5 kV (90 MVA). BID CCLIP 13 y 14
	Cariblanco - Trapiche	ICE	ST	General	230	Ampliación y reconfiguración de la subestación (interruptor y medio, 2 salidas de línea y 2 módulos para la planta General)
	PH La Perla	ICE	ST	La Joya	138	Módulo de transformador elevador para la conexión de la Unidad 4
	PE Vientos de la Perla	Vientos del Volcán	ST	Orosí	230	Módulo de 230 kV para la instalación de un transformador y la línea de conexión
	PE Vientos de Miramar	Costa Rica Energy Holding	ST	Orosí	230	Módulo de 230 kV para la instalación de un transformador y la línea de conexión
	PE Altamira	Inversiones Guanacaste	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Responsable	Elemento del sistema			
				Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio
2016	3	Cóbano	ICE	ST	Cóbano	138	Nueva subestación (barra sencilla con auxiliar, Módulo de línea, 1 de transformador, 45 MVA).
				ST	Santa Rita	138	Módulo de línea, 1 de reserva y 5 módulos de media tensión.
		LT Santa Rita - Cóbano		138			Nueva línea de transmisión (46.7 km, 1 circuito)
	4	Transformación de Energía		ST	Moín	230 y 138	Módulo de transformador, traslado del autotransformador de la ST Leesville, autotransformador #3 (110 MVA)
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Cañas - Corobicí	230	Incremento de la capacidad de transporte de 350 MVA a 650 MVA
				LT	Liberia - Cañas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 400 MVA
				LT	Liberia - Frontera	230	Incremento de la capacidad de transporte de 250 MVA a 390 MVA
				LT	Miravalles - Mogote	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA
				LT	Pailas - Liberia	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA
	4	Interconexión APM Terminals	APM	LT	Río Claro - Progreso	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA
				LT	Moín - Trapiche	230	Derivación de la LT Moín - Trapiche para la conexión de la nueva barra (1 km, 2 circuitos)
				ST	Río Blanco	230	Nueva subestación (interruptor y medio, 2 módulos de línea, 2 de transformador y prevista de 4 adicionales, 80 MVA).
	4	Anillo Sur	ICE	LT	Río Macho - Tejar	230	Cambio de estructuras de circuito sencillo a doble circuito del tramo Tejar - Río Macho (14 km, 1 circuito).
		Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	San Isidro	230	Sustitución del transformador #2 (45 MVA), módulo de línea de distribución, Módulo de reserva y ampliación de la barra. BID 08
2017	1	Anillo Sur	ICE	LT	El Este - Tejar	230	Reconstrucción del tramo El Este - Tejar (14 km, 2 circuitos). Derivación a la ST Tejar (2 km, 2 circuitos)
				ST	Higuito	230	Nueva subestación (interruptor y medio, 2 salidas de línea, 1 de transformador, 45 MVA).
				LT	Higuito - El Este	230	Nueva línea de transmisión (19.7 km, 2 circuitos).
				LT	Higuito - Barraca	230	Derivación de la LT Higuito - Barraca a la ST Higuito (5.8 km, 2 circuitos).
				LT	Tarbaca - Higuito	230	Derivación de la LT Tarbaca - Pírris a la ST Higuito (5.8 km, 2 circuitos).
				LT	Pírris - Tejar	230	Nueva línea de transmisión (19.7 km, 2 circuitos).
				ST	Tejar	230	Ampliación de la subestación (2 salidas de línea tecnología GIS)
	2	PH Consuelo	Comercial Talamanca El General	ST	San Isidro	34.5	Módulo para línea de conexión
		Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar 3 transformadores (3x55 MVA)
	3	PH Capulín	Hidrotárocoles	LT	Barranca - Garita	230	Derivación de la LT Barranca - Garita.
				ST	Quebradas	230	Nueva subestación (interruptor y medio, 3 salidas de línea)
		PH Río Bonilla 1320	Hidrodesarrollos del Río Platanares	ST	Angostura	34.5	Módulo para línea de conexión
		PH Río Bonilla 510	Hidrodesarrollos del Río Platanares	ST	Angostura	34.5	Módulo para línea de conexión
		Renovación de Transformadores de Potencia	ICE	ST	Anonos	138	Ampliación de la subestación (Módulo de línea, 3 de transformador, 8 de línea de distribución y 1 transformador, 45 MVA). BID CCLIP 02
		PE Mogote	Fila de Mogote DCR	ST	Mogote	230	Módulo de 230 kV para la instalación de un transformador y la línea de conexión
		PH San Rafael	Grupo H Solís GHS	ST	San Isidro	34.5	Módulo para línea de conexión
	4	PE Vientos del Este	Aeroenergía S.A.	ST	Tanque	34.5	Módulo para línea de conexión
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Arenal - Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA
				LT	Caja - Coco - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA
				LT	Caja - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA
				LT	Garita - Lindora	230	Incremento de la capacidad de transporte de 470 MVA a 550 MVA
				LT	Lindora - La Caja #2	230	Incremento de la capacidad de transporte de 380 MVA a 450 MVA
				LT	San Isidro - Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA
2018	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA
		Barras de Alta Tensión	ICE	ST	Sabanilla	138	Ampliación de la barra principal de 138 kV y barra auxiliar y modernización de la subestación
		Transformación de Energía	ICE	ST	Sabanilla	138	Sustitución de 2 transformadores reductores, 90 MVA
2019	1	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Cañas - Filadelfia	138	Cambio de conductor de la línea Cañas - Filadelfia - Guayabal por un conductor calibre 795 MCM. Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 226 MVA
				LT	Filadelfia - Guayabal	138	Cambio de conductor de la línea Cañas - Filadelfia - Guayabal por un conductor calibre 795 MCM. Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 226 MVA
	1	Anillo de Miravalles	ICE	ST	Mogote	230	Módulos para 2 salidas de línea
				LT	Mogote - SIEPAC	230	Nueva línea de transmisión (7 km, 2 circuitos) para derivar la LT SIEPAC en el tramo Cañas - Tiquantepe en la ST Mogote
				ST	Varias	230	Sustitución de equipo de potencia
	2	PG Pailas 2	ICE	ST	Pailas	230	Módulo de línea para la conexión del PG Pallas 2
				LT	Pailas 2 - Pailas	230	Nueva línea de transmisión (1 km, 1 circuito)
2020	1						

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Responsable	Elemento del sistema			
Año	Trím			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio
2021	1	Barras Auxiliares	ICE	ST	Cóbano	138	Instalación de barra auxiliar
				ST	Colorado	138	Instalación de barra auxiliar
				ST	Escazú	138	Instalación de barra auxiliar
				ST	Guayabal	138	Instalación de barra auxiliar
				ST	Juanilama	138	Instalación de barra auxiliar
	Interconexión CoopeGuanacaste	CoopeGuanacaste	ST Guayabal	69	Nueva barra de 69 kV, instalación de un transformador 138/69		
2022	1	Planta Térmica Litoral Caribe	ICE	ST	Moín	230	Ampliación de la subestación (interruptor y medio, 2 salidas de línea y 2 para la conexión de la planta)
2023	1	Boríñquen	ICE	ST	Boríñquen	230	Nueva subestación (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)
		Anillo de Miravalles	ICE	ST	Cañas	230	Módulo de línea
	3	Transmisión PH Diquís	ICE	LT	Mogote - Cañas	230	Nueva línea de transmisión (45 km, 1 circuito)
2024	3	Refuerzo de transmisión Sur - Centro	ICE	ST	Diquís	230	Nueva subestación (interruptor y medio, 4 salidas de línea, 4 para la conexión de la planta, 1 de transformador reductor 30 MVA)
				LT	San Isidro - Palmar	230	Derivación de la LT San Isidro - Palmar (2 km, 2 circuitos)
				LT	Diquís-Rosario	230	Nueva línea de transmisión (130 km, 2 circuitos).
				LT	Híguito - El Este	230	Derivación de la LT Tarbaca - El Este (2 km, 2 líneas de 2 circuitos)
				LT	Pirrís - Tejar	230	Derivación de la LT Tarbaca - El Este (2 km, 2 líneas de 2 circuitos)
				LT	Río Macho - San Isidro	230	Reconstrucción de la LT Río Macho - San Isidro - Palmar para incrementar su capacidad de transporte de 300 MVA a 600 MVA
	1			ST	Rosario	230	Nueva Subestación (interruptor y medio, 6 salidas de línea).
				LT	San Isidro - Palmar	230	Reconstrucción de la LT Río Macho - San Isidro - Palmar para incrementar su capacidad de transporte de 300 MVA a 600 MVA

Anexo 2. Plan de Expansión de Generación. Junio de 2015.

Año	PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION					Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW					
	DEMANDA		OFERTA												
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Capacidad Instalada al: 2014										
2015	10,507	1.8%	1,645	0.7%	2,885	3	TilaWind	Eólic	20.0	2,905					
						4	Torito	Hidro	50.0	2,955					
						4	Cachí	Hidro	-105.0	2,850					
						4	Cachí 2	Hidro	158.2	3,008					
						6	Orosí	Eólic	50.0	3,058					
						10	Chucás	Hidro	50.0	3,108					
						11	Ampliación El Ángel	Hidro	5.0	3,113					
						11	Río Macho	Hidro	-120.0	2,993					
						11	Río Macho 2	Hidro	140.0	3,133					
						12	Vientos del Este	Eólic	9.0	3,142					
2016	10,922	4.0%	1,683	2.3%	3,566	3	Bijagua (CoopG)	Hidro	18.0	3,160					
						4	Mogote	Eólic	20.0	3,180					
						5	Reventazón Minicentral	Hidro	13.5	3,194					
						6	Reventazón	Hidro	292.0	3,486					
						7	Altamira	Eólic	20.0	3,506					
						7	Campos Azules	Eólic	20.0	3,526					
						7	Vientos de Miramar	Eólic	20.0	3,546					
						7	Vientos de la Perla	Eólic	20.0	3,566					
2017	11,259	3.1%	1,725	2.5%	3,650	5	La Joya 2	Hidro	64.0	3,630					
						5	La Joya	Hidro	-50.0	3,580					
						6	Capulín	Hidro	48.7	3,628					
						7	Consuelo	Hidro	14.0	3,642					
						7	La Esperanza Atirro	Hidro	3.0	3,645					
						7	Moín 1	Térm	-19.5	3,626					
						7	Monte Verde 2	Hidro	5.0	3,631					
						7	Río Bonilla 1320	Hidro	6.0	3,637					
						7	Río Bonilla 510	Hidro	6.0	3,643					
						7	San Rafael	Hidro	7.0	3,650					
2018	11,657	3.5%	1,779	3.1%	3,678	3	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28.0	3,678					
2019	12,105	3.8%	1,838	3.3%	3,733	1	Pailas 2	Geot	55.0	3,733					
2020	12,598	4.1%	1,902	3.5%	3,733					3,733					
2021	13,166	4.5%	1,976	3.9%	3,733					3,733					
2022	13,763	4.5%	2,057	4.1%	3,733					3,733					
2023	14,389	4.5%	2,142	4.2%	3,788	1	Borinquen 1	Geot	55.0	3,788					
					3,868	1	Turbina Proy 1	Térm	80.0	3,868					
2024	15,041	4.5%	2,228	4.0%	3,948	1	Turbina Proy 2	Térm	80.0	3,948					
2025	15,717	4.5%	2,318	4.1%	4,598	1	Diquís	Hidro	623.0	4,571					
					4,598	1	Diquís Minicentral	Hidro	27.0	4,598					
2026	16,414	4.4%	2,409	3.9%	4,598					4,598					
2027	17,131	4.4%	2,500	3.8%	4,598					4,598					
2028	17,864	4.3%	2,596	3.8%	4,648	1	Hidro Proy D5	Hidro	50.0	4,648					
2029	18,609	4.2%	2,692	3.7%	4,698	1	Hidro Proy D4	Hidro	50.0	4,698					
2030	19,362	4.0%	2,794	3.8%	4,858	1	Borinquen 2	Geot	55.0	4,753					
					4,808	1	Geotérm Proy 1	Geot	55.0	4,808					
					4,858	1	Hidro Proy G6	Hidro	50.0	4,858					
2031	20,112	3.9%	2,890	3.4%	4,913	1	Geotérm Proy 2	Geot	55.0	4,913					
2032	20,854	3.7%	2,997	3.7%	5,118	1	Geotérm Proy 3	Geot	55.0	4,968					
					5,018	1	Hidro Proy D1	Hidro	50.0	5,018					
					5,068	1	Hidro Proy G5	Hidro	50.0	5,068					
					5,118	1	Hidro Proy G7	Hidro	50.0	5,118					
2033	21,576	3.5%	3,104	3.6%	5,283	1	Geotérm Proy 4	Geot	55.0	5,173					
					5,228	1	Geotérm Proy 5	Geot	55.0	5,228					
					5,283	1	Geotérm Proy 6	Geot	55.0	5,283					
2034	22,264	3.2%	3,194	2.9%	5,383	1	Hidro Proy D3	Hidro	50.0	5,333					
					5,383	1	Hidro Proy G4	Hidro	50.0	5,383					
2035	22,901	2.9%	3,285	2.8%	5,533	1	Eólico Proy D1	Eólic	50.0	5,433					
					5,483	1	Hidro Proy D6	Hidro	50.0	5,483					
					5,533	1	Hidro Proy G3	Hidro	50.0	5,533					