



Subestación Reventazón 230 kV

**Instituto Costarricense de Electricidad
Negocio de Transmisión
Proceso Expansión de la Red**

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN

2017-2027

Noviembre 2017

Índice

1.	RESUMEN EJECUTIVO.....	3
2.	DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE COSTA RICA AÑO 2017.....	5
3.	PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	7
3.1.	ALCANCE.....	7
3.2.	INFORMACIÓN SOLICITADA PARA LA PRESENTE ACTUALIZACIÓN.....	8
3.3.	PLAN DE EXPANSIÓN DE LA TRANSMISIÓN 2017-2027.....	8
3.4.	CRECIMIENTO PERÍODO 2017-2027.....	11
3.5.	VARIACIONES EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN.....	12
	3.1.1. Estudios relevantes periodo 2016-2017.....	12
	3.1.2. Obras nuevas.....	13
	3.1.3. Obras finalizadas.....	13
	3.1.4. Variaciones en la demás obras.....	13
	3.1.5. Resumen de las variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión.....	15
	3.6. OBRAS DE TRANSMISIÓN PRIORITARIAS.....	16
	3.7. RED DE TRANSMISIÓN AL AÑO 2027.....	16
4.	ANÁLISIS DE COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN.....	17
	4.1 COSTOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN.....	17
	4.1.1. Costos de inversión del sistema de transmisión.....	17
	4.1.2. Costos de operación del sistema de transmisión.....	19
	4.1.3. Costos totales del sistema de transmisión.....	20
	4.2 COSTO PROMEDIO INCREMENTAL DE LARGO PLAZO DE TRANSMISIÓN (CPILPT).....	22
	4.2.1. Modelo de cálculo.....	22
	4.2.2. Actualización de los CPILPT.....	23
5.	APROBACIÓN.....	25
6.	VIGENCIA.....	26
7.	RESPONSABLES.....	27
	ANEXO 1. MAPAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	28
	ANEXO 2. PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN 2016-2026.....	30
	ANEXO 3. PLAN DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN.....	32

El presente documento representa la actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2017 – 2027 con fechas oficiales a noviembre 2017. El cronograma actualizado de la entrada en operación de las obras de transmisión se muestra en la Tabla 3.1.

La actualización del Plan de Expansión de Transmisión muestra que, desde noviembre de 2016 a noviembre de 2017, entraron en servicio 13 obras de transmisión. En general, el presente Plan de Expansión de Transmisión está compuesto por 75 obras. Un 7% de obras fue incorporado por primera vez al plan de expansión de la transmisión.

De las 86 obras que conformaban el plan del 2016 un 15% de las obras planificadas entró en operación, y un 6% de obras fue retirado. Un 3% corresponden a obras cuya fecha de entrada en servicio se adelantó 6 meses, un 5% de obras mantiene la fecha de entrada en operación, un 27% de obras sufrió un atraso igual o menor a 6 meses, un 21% de obras sufrió un atraso mayor a 6 meses y un 23% de las obras fueron reprogramadas.

Para el periodo 2017 – 2027 se espera un crecimiento del 14% en la capacidad de transformación, incluyendo la instalación de auto-transformación y transformadores reductores y elevadores. En el caso de las líneas de transmisión el incremento, asociado al plan de expansión, es del 11% y considera exclusivamente infraestructura a nivel de 230kV.

A partir de los estudios técnicos elaborados durante el año 2016 y 2017 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 (2018 y 2019).
- Anillo Sur (2019).
- Anillo de Miravalles 230 kV (2023).
- Refuerzo de transmisión Garabito – Colón 230 kV (2026).

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 2017. Este análisis contempla el período 2017 – 2027 tomando como referencia el año 2017. Adicionalmente, se realizó la actualización del Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión como una señal de eficiencia de las inversiones.

Desde la perspectiva de inversiones, para el quinquenio 2017 – 2021 se tiene una inversión acumulada de \$151 millones, mientras que para el de 2022 – 2027 se tiene un acumulado de \$238 millones.

El Plan de Expansión de Transmisión tiene un costo total acumulado de inversión de \$389 millones de dólares al 2027 de los cuales \$377 millones corresponden a inversiones por parte del ICE. El valor presente neto de las inversiones del plan es de \$232 millones.

Con respecto de los costos operativos, para el período 2017 – 2027 se requiere de un acumulado de \$136.5 millones para operar el sistema de transmisión, cuyo valor presente es de \$67 millones

Como conclusión, el costo total acumulado requerido para satisfacer las necesidades de expansión y operación del sistema de transmisión en el período 2017 – 2027 alcanza los \$525 millones.

Por último, la actualización del Costo Promedio Incremental de Largo Plazo de Transmisión de energía dio un valor de \$19.1/MWh y es un 15% menor que el estimado en 2016 de \$21.9/MWh, mientras que el de potencia se calculó en \$147.9/kW y es un 10% menor que el estimado en 2016 de \$162.2/kW.

En ambos casos, la reducción obedeció a un efecto combinado entre la inversión que entró en servicio en 2016 y 2017 (que tiende a reducirlo) y una nueva reducción 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 Año 2017

En el Anexo 1 se muestra el mapa del sistema de transmisión de Costa Rica para el año 2017.

La evolución del sistema de transmisión en cuanto a la longitud de líneas y la capacidad de transformación se detalla en las figuras 2.1 y 2.2 respectivamente, con cierre a noviembre de 2017.

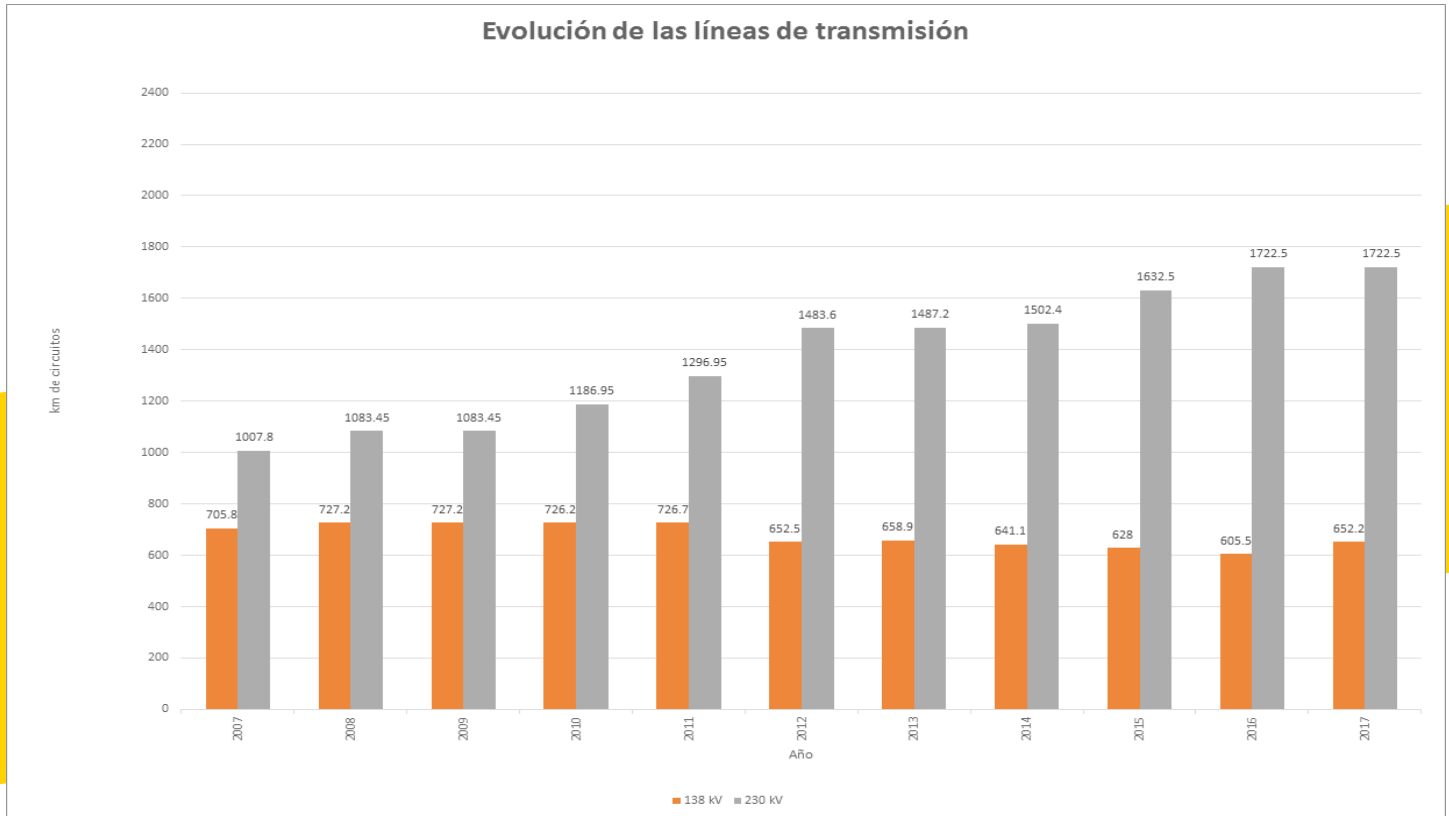


Figura 2.1. Evolución del sistema de transmisión de Costa Rica - Líneas de transmisión. Período 2007 – 2017.

En la actualidad la red cuenta con un total de 2375 km de líneas de transmisión, distribuidos en 1723 km de enlaces en 230 kV y 652 km en 138 kV.

La tendencia de reducción de los kilómetros de líneas de 138 kV, ante la conversión de los circuitos existentes a nivel de 230 kV para optimizar la capacidad del sistema de transmisión empleando las servidumbres disponibles, presentó en el último año un alza ante la entrada en operación de la línea Santa Rita - Cóbano.

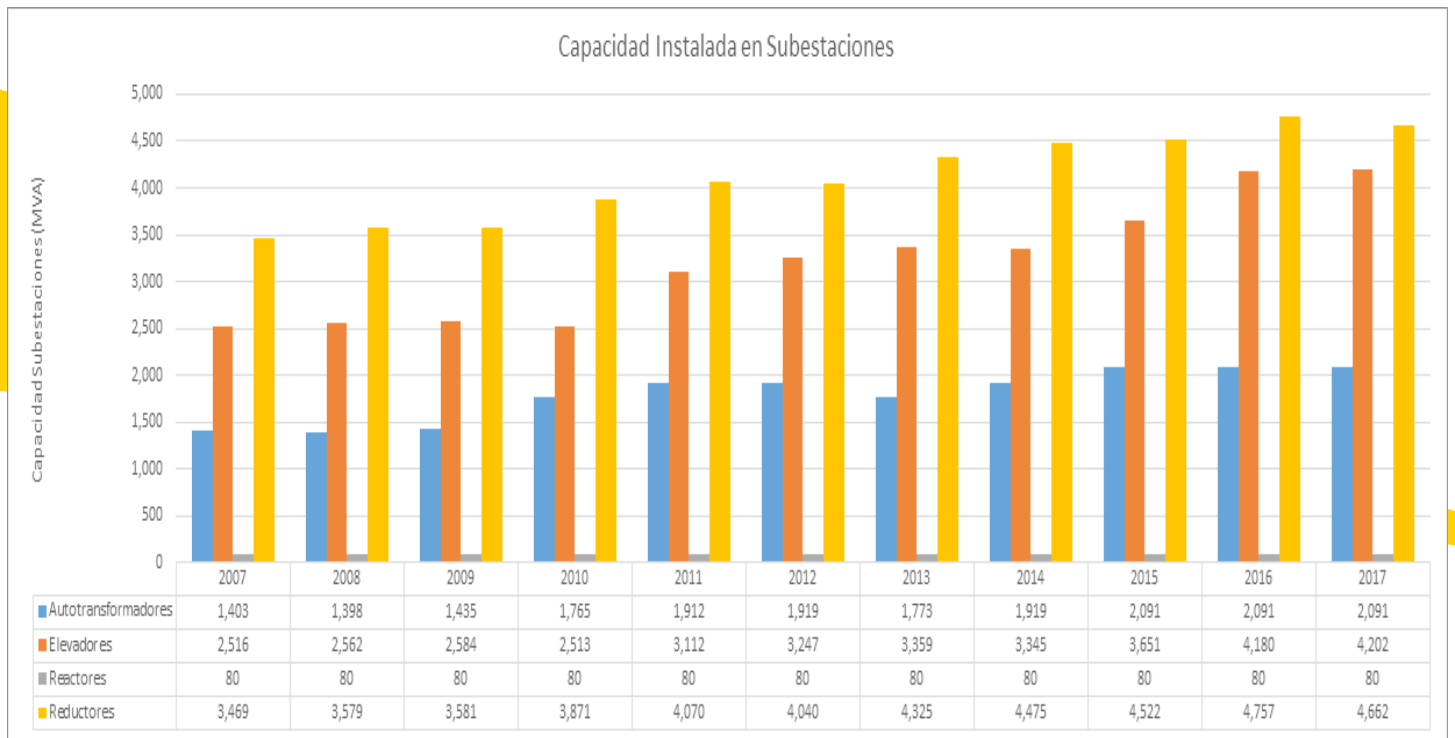


Figura 2.2. Evolución del sistema de transmisión de Costa Rica - Capacidad de transformación. Período 2007 – 2017.

En cuanto a transformación, el sistema posee una capacidad de 11035 MVA, de los cuales 4662 MVA corresponden a transformadores reductores, 4202 MVA a elevadores, 2091 MVA a autotransformadores y 80 MVA a reactores para control de tensión.

Durante el 2017 se presentó una reducción del 2% en la capacidad correspondiente a transformadores reductores, asociada a averías y mantenimientos de los equipos. Para hacer frente a esta situación se formuló un plan de traslado y optimización de los transformadores disponibles que nos ha permitido dar continuidad a la satisfacción de la demanda.

3.1. Alcance

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

- Proyectos que representen un aumento de capacidad (MVA) tanto en subestaciones como en líneas de transmisión y que tengan nivel de pre-factibilidad.
- Proyectos que representen un aumento en infraestructura del sistema de transmisión perteneciente al Negocio de Transmisión tanto en subestaciones (barras, módulos) como en líneas (km) y que tengan nivel de pre-factibilidad.
- Conexiones al sistema de transmisión perteneciente al Negocio de Transmisión.
 - a. Proyectos de generación amparados a la ley 7200 y la ley 7508 que resulten adjudicados a través del proceso licitatorio correspondiente.
 - b. Proyectos ICE Generación incluidos dentro del Plan de Expansión de la Generación Vigente, que cuenten con ubicación espacial.
 - c. Proyectos de Desarrolladores Externos al ICE para extracción o inyección de energía que cuenten con asignación nacional o regional de conexión.

Exclusiones:

- Líneas de acceso en media o alta tensión para conexión de inyectores o extractores de energía privados o ICE.
- Proyectos Desarrolladores Externos al ICE para extracción o inyección de energía que cuenten únicamente con solicitud de conexión preliminar.

3.2. Información solicitada para la presente actualización

La información base utilizada fue el Plan de Inversiones de Transmisión 2017, el Plan de Expansión de Transmisión 2016 y el Plan de Expansión de la Generación 2017.

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 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.

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 según la revisión tarifaria del 2017, incluido en el Anexo 3.

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

3.3. Plan de Expansión de la transmisión 2017-2027.

La Tabla 3.1 muestra la actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2017 - 2027. Las fechas mostradas corresponden a las de entrada en servicio de las obras de transmisión con corte a noviembre de 2017.

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.

Tabla 3.1.
Actualización
del Plan de
Expansión de
Transmisión
para el período
2017 - 2027.

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
2017	4	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)
2018	1	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	Ampliación de la subestación para la conexión del 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)
				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	El Este	230	Instalación de 2 transformadores 230/34.5 kV (90 MVA). BID CCLIP 13 y 14
		PH Los Negros 2	ESPH	ST	Mogote	230	Módulo para línea de conexión. Conexión temporal .
		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
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Arenal - Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 390 MVA. Capacidad estado estable día 390MVA, noche 448 MVA. Capacidad emergencia día 491 MVA, noche 581 MVA.
	LT			Pailas - Liberia	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA. Capacidad estado estable día 380MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.	
	LT			Miravalles - Mogote *	230	Certificación de capacidad 380 MVA. Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.	
	LT			Mogote - Pailas *	230	Certificación de capacidad 380 MVA. Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.	
		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
		PH Los Negros 2	ESPH	ST	Mogote	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo para la instalación de un transformador y la línea de conexión
	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	24.9	Módulo para la conexión de 1 banco de capacitores. 12 MVAR.	
	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Río Claro - Progreso	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300MVA, noche 371 MVA. Capacidad emergencia día 372 MVA, noche 477 MVA.	
	3	Cóbano	ICE	ST	Santa Rita	34.5 y 24.9	5 módulos de media tensión.
		Interconexión APM Terminals	APM	LT	Moin - Reventazón	230	670 MVA. Derivación de la LT Moin - 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.	
		Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar 1 transformador (55 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				Liberia - Cañas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 310 MVA a 390 MVA. Capacidad estado estable día 390 MVA, noche 445 MVA. Capacidad emergencia día 487 MVA, noche 571 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.	
2019	1	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
		PH Río Bonilla 1320 - PH Río Bonilla 510	Hidrodesarrollos del Río Platanares	ST	Angostura	34.5	Módulo para línea de conexión de ambas plantas
		PH San Rafael	Grupo H Solís GHS	ST	San Isidro	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta
		Transformación de Energía	ICE	ST	Moin	230 y 138	Módulos para transformador, traslado del autotransformador de la ST Leesville, autotransformador #3 (110 MVA)
		Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar 1 transformador (55 MVA)
		2	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Caja - Coco - Garita	138
ICE	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.	

Tabla 3.1. Actualización del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2017 - 2027.

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
2019	2	Interconexión CoopeGuanacaste	CoopeGuanacaste	ST	Nuevo Colón	230	Ampliación de la subestación para la instalación de un transformador 230/69, nueva barra de 69 kV
		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.
	3	Interconexión CoopeGuanacaste	CoopeGuanacaste	ST	Guayabal	69	Instalación de un transformador 138/69, nueva barra de 69 kV
	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.
			ICE	LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA. Capacidad estado estable día 300 MVA, noche 386 MVA. Capacidad emergencia día 386 MVA, noche 521 MVA.
	4	Anillo Sur	ICE	ST	Guayabal	138	Instalación de barra principal y auxiliar, modernización de la barra de 24.9 kV
			ICE	LT	Pirris - Tejar	230	345 MVA. LT Tarbaca - El Este (19.7 km, 2 circuitos).
			ICE	ST	Higuito	230	ST Higuito (interruptor y medio, 2 salidas de línea, 1 de transformador, 45 MVA).
			ICE	LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. LT Tarbaca - El Este (19.7 km, 2 circuitos).
			ICE	LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - Pirris a la ST Higuito (5.8 km, 2 circuitos).
ICE			LT	Tarbaca - Higuito	230	600 MVA. Cambio de conductor de la LT Tarbaca - Pirris (1.5 km)	
ICE			LT	Tarbaca - Higuito	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - Pirris a la ST Higuito (5.8 km, 2 circuitos).	
2020	1	UAT Florida Bebidas	Florida Bebidas	ST	Belén	230	Módulo para conexión del UAT.
	2	Plan de sustitución de transformadores 138 kV	ICE	ST	Alajuelita	138	Sustitución del transformador 11-81, 138/34.5 kV, 75 MVA.
	3	Plan de sustitución de transformadores 138 kV	ICE	ST	Heredia	138	Sustitución de los transformadores 1/4/6-81, 138/34.5 kV, 3x45 MVA.
			ICE	ST	Cachí	138	Sustitución del transformador 9-73, 138/34.5 kV, 45 MVA.
2021	3	Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	LT	Cañas - Filadelfia ***	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA
			ICE	LT	Filadelfia - Guayabal ***	138	Incremento de la capacidad de transporte de 65 MVA a 200 MVA
2022	4	Barras de Alta Tensión	ICE	ST	Cóbano	138	Instalación de barra auxiliar
			ICE	ST	Colorado	138	Instalación de barra auxiliar
			ICE	ST	Guayabo	230	ST Guayabo (interruptor y medio, 4 salidas de línea), traslado e instalación del reactor de línea de la ST Cañas.
2023	3	Anillo de Miravalles	ICE	LT	Mogote - Miravalles	230	380 MVA. Derivación de la línea en la ST Guayabo (1 km, 2 circuitos). Capacidad estado estable día 380 MVA, noche 439 MVA. Capacidad emergencia día 475 MVA, noche 566 MVA.
			EPR	LT	Ticuantepé - Cañas	230	338 MVA. Derivación de la LT SIEPAC en la ST Guayabo (0.5 km, 2 circuitos)
2024	1	Borinquen 1	ICE	ST	Juanilama	138	Instalación de barra auxiliar
			ICE	ST	Borinquen	230	ST Borinquen (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)
2025	3	Transmisión Garabito - Colón	ICE	ST	Borinquen	230	Módulo para línea de conexión
			ICE	ST	Garabito	230	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea
			ICE	ST	Colón	230	ST Colón (interruptor y medio, 6 salidas de línea).
			ICE	LT	Garabito - Colón	230	600 MVA. Nueva línea de transmisión (70 km, 1 circuito).
			ICE	LT	Lindora - Tarbaca 1 y 2	230	343 MVA. Derivación de las líneas Lindora - Tarbaca 1 y 2 en la ST Colón (1 km, 2 líneas de 2 circuitos)
			ICE	ST	La Caja	230	Ampliación de la subestación para la conexión de dos módulos de línea (uno en cada barra)
			ICE	LT	Lindora - San Miguel 1	230	380 MVA. Derivación de la LT Lindora - San Miguel 1 en la ST La Caja (1 km, 2 circuitos)
2027	1	Transmisión PH Diquís	ICE	ST	Diquís	230	ST Diquís (doble barra - doble interruptor, 4 salidas de línea, 4 para la conexión de la planta, 1 de transformador reductor 30 MVA)
			ICE	LT	San Isidro - Palmar	230	600 MVA. Derivación de la LT San Isidro - Palmar en la ST Diquís (2 km, 2 circuitos)
	3	Refuerzo de transmisión Sur - Centro	ICE	LT	Diquís-Rosario	230	600 MVA por circuito. Nueva línea de transmisión (130 km, 2 circuitos).
			ICE	LT	Higuito - El Este	230	600 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - El Este en la ST Rosario (2 km, 2 líneas de 2 circuitos)
			ICE	ST	Río Macho	230	Instalación 3er autotransformador 110 MVA
			ICE	LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 600 MVA
			ICE	LT	San Isidro - Palmar	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 600 MVA
			ICE	ST	Rosario	230	ST Rosario (interruptor y medio, 4 salidas de línea).
	ICE	LT	Garabito-Colón	230	600 MVA tendido segundo circuito (70 km).		

Notas aclaratorias proyecto Incremento de la capacidad de transporte:

* Para las líneas Miravalles - Mogote y Mogote - Pailas, si bien no se da un incremento en la capacidad en estado estable durante el día que se maneja actualmente 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.

*** Para las líneas Cañas - Filadelfia y Filadelfia - Guayabal aún no se cuenta con el diseño y la definición del tipo de conductor que se empleara por lo que no se cuenta con los modelos necesarios para calcular capacidades de emergencia.

3.4. Crecimiento Período 2017-2027

El crecimiento en MVA de capacidad de transformación y km físicos de líneas de transmisión para el periodo 2017-2027, desglosado por obra se presenta a continuación.

Tabla 3.2. Crecimiento para el período 2017 - 2027.

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Elemento del sistema			Aumento	
Año	Trim		Tipo	Nombre	Tensión (kV)	MVA	km
2018	1	Anillo Sur	LT	San Miguel - El Este	230		20.2
		Anillo Sur	LT	El Este - Tejar	230		2
		Anillo Sur	ST	El Este	230	90	
	3	PH Los Negros 2	ST	Mogote	230	35	
		Interconexión APM Terminal	LT	Moín - Reventazón	230		1
			ST	Río Blanco	230	80	
2019	1	Renovación de Transformadores de Potencia	ST	Anonos	138	45	
			ST	Tejona	230	55	
	2	Interconexión CoopeGuanacaste	ST	Nuevo Colón	230	60	
			ST	Pailas	230	70	
	3	Interconexión CoopeGuanacaste	ST	Guayabal	69	45	
			LT	Pirris - Tejar	230		19.7
			ST	Higuito	230	45	
4	Anillo Sur	LT	Higuito - El Este	230		5.8	
		ST	Mogote - Miravalles	230		1	
2023	3	Anillo de Miravalles	LT	Ticuantepo - Cañas	230		0.5
2024	1		Borinquen 1	ST	Borinquen	230	65
2026	1	Borinquen 2	ST	Borinquen	230	65	
	3	Transmisión Garabito - Colón	LT	Garabito - Colón	230		70
			LT	Lindora - Tarbaca 1 y 2	230		1
			LT	Lindora - San Miguel 1	230		1
2027	1	Transmisión PH Diquís	ST	Diquís	230	730	
			LT	San Isidro - Palmar	230		2
	3	Refuerzo de transmisión Sur - Centro	LT	Diquís-Rosario	230		130
			LT	Higuito - El Este	230		2
			ST	Río Macho	230	110	
Totales						1550	256

Capacidad de Transformación	Instalado 2017	Crecimiento 2027	
	MVA	MVA	%
Autotransformación	2091	110	5%
Elevadores	4202	1075	26%
Reductores	4662	365	8%
Reactores	80	0	0%
Total	11035	1550	14%

Líneas de Transmisión	Instalado 2017	Crecimiento 2027	
	km	km	%
Nivel 230 kV	1723	256	15%
Nivel 138 kV	652	0	0%
Total	2375	256	11%

Se presenta un crecimiento del 14% en la capacidad de transformación, incluyendo la instalación de auto-transformación y transformadores reductores y elevadores.

En el caso de las líneas de transmisión el incremento, asociado al plan de expansión, es del 11% y considera exclusivamente infraestructura a nivel de 230kV.

3.5. Variaciones en el Plan de Expansión de Transmisión

3.1.1. Estudios relevantes periodo 2016-2017

Durante el periodo noviembre 2016 a noviembre de 2017 se realizaron los estudios detallados a continuación. Los resultados obtenidos fueron incorporados en el Plan de Expansión de la Transmisión 2017-2027, asociado al presente documento.

- Proyecto Anillo de Miravalles, se finalizó la actualización del estudio de pre-factibilidad considerando las últimas disposiciones emitidas por la Comisión Regional de Interconexiones Eléctricas y se inició el estudio de conexión regional requerido por el mismo.
- Transmisión Sur - Centro, se finalizó la actualización del estudio de pre-factibilidad del refuerzo de transmisión asociado a la conexión PH Diquís y la inclusión de generación en la zona sur del país, presentándose un recorte de las obras consideradas en estudios previos. El paquete de obras comprende: derivación de la LT Higuito – El Este, subestación Rosario, LT Diquís-Rosario en doble circuito, tender segundo circuito de Garabito-Colón, tercer autotransformador de Río Macho, sustitución del conductor de Río Macho-San Isidro-Palmar, ST Diquís en doble barra-doble interruptor.
- Proyecto Pailas 2, se finalizó el estudio de conexión regional y se emitió la asignación nacional de punto de conexión.
- Proyecto Borinquen 1, se actualizó el estudio de pre-factibilidad de conexión.
- PH San Rafael, se finalizó el estudio de conexión nacional y se emitió la asignación nacional de punto de conexión.
- PH Bonilla 510, se finalizó el estudio de conexión nacional y se emitió la asignación nacional de punto de conexión.
- PH Bonilla 1320, se finalizó el estudio de conexión nacional y se emitió la asignación nacional de punto de conexión.
- PT Plantas de Alquiler, asociado a la señal emitida por el plan de expansión de la generación se realizó el estudio de pre-factibilidad de conexión de las plantas de alquiler para los sitios Moín, Garabito, La Caja y Barranca. Se determinó la idoneidad de considerar Moín y La Caja como posibles puntos de conexión, ya que no requieren obras o refuerzos adicionales en el sistema de transmisión.

Además, se atendieron 16 solicitudes de conexión preliminares cuya señal fue considerada para fines indicativos en la formulación y el dimensionamiento de las obras de transmisión en el mediano y largo plazo.

Los informes de los estudios se encuentran en la dirección: [Documentación - Portafolio de Proyectos](#) en el sitio colaborativo del Proceso Expansión de la Red.

3.1.2. Obras nuevas

Con respecto al plan de expansión de noviembre de 2016 se han identificado e incorporado los siguientes proyectos u obras de transmisión:

- Plan de sustitución de transformación
 1. ST Alajuelita - sustitución del transformador 11-81, 138/34.5 kV, 75 MVA.
 2. ST Heredia - sustitución de los transformadores 1/4/6-81, 138/34.5 kV, 3x45 MVA.
 3. ST Cachí - sustitución del transformador 9-73, 138/34.5 kV, 45 MVA.
 4. ST Cañas - sustitución del auto-transformador 9-77, 230/138 kV, 110 MVA.
- PG Borinquen 2, interconexión para el año 2026 en la subestación Borinquen.
- Transmisión Sur - Centro, tendido del segundo circuito de la línea Garabito - Colón con capacidad de 600 MVA.

3.1.3. Obras finalizadas

Desde noviembre de 2016 a diciembre de 2017 entraron en servicio 13 obras asociadas a los proyectos de transmisión detallados en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Obras finalizadas noviembre 2016 - noviembre 2017.

Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
		Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio
Interconexión Arcelor Mittal	Arcelor Mittal	ST	Leesville	230	Módulo de transformación
PE Altamira	Inversiones Guanacaste	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión. Conexión temporal .
PE Campos Azules	Inversiones Eólicas Campos Azules	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión. Conexión temporal .
PH Bijagua	CoopeGuanacaste	ST	Miravalles	34.5	Módulo para línea de conexión
Reubicación de reactores	ICE	ST	Río Claro	230	Traslado e instalación del reactor de la ST Miravalles, 20 MVA
Transformación de Energía	ICE	ST	Heredia	138	Sustitución de 1 transformador reductor (45 MVA)
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)
PE Vientos de la Perla	Vientos del Volcán	ST	Orosí	230	Ampliación de la subestación para la instalación de un transformador y la línea de conexión
PE Vientos de Miramar	Costa Rica Energy Holding	ST	Orosí	230	Ampliación de la subestación para la instalación de un transformador y la línea de conexión
Reubicación de reactores	ICE	ST	Palmar	230	Traslado e instalación del reactor de la ST San Isidro, 20 MVA
PE Mogote	Fila de Mogote DCR	ST	Mogote	230	Ampliación de la subestación para para la instalación de un transformador y la línea de conexión

3.1.4. Variaciones en la demás obras

Atrasos

Con respecto al plan de noviembre de 2016 se tienen atrasos en un 48% de las obras de transmisión contempladas. Un 27% corresponde a un retraso menor a 6 meses y un 28% a un retraso mayor a 6 meses.

El caso más marcado corresponde al refuerzo de transmisión de la Península de Nicoya que sufrió atrasos en ejecución de casi 2 años. Le siguen la conexión de Coopeguanacaste en la ST Guayabal y las obras a realizar en la ST Moín como parte del proyecto Transformación de Energía, ambos casos presentan un retraso de año y medio.

Les acompañan tres líneas de transmisión del proyecto de incremento en la capacidad de transporte, San Isidro – Palmar, Liberia – Frontera y Río Claro - Progreso con un atraso de 1 año.

Adelantos

Con respecto del plan de expansión de noviembre de 2016, se presentó un adelanto de 6 meses en las obras de conexión de los proyectos PH San Rafael, PH Bonilla 1320 y Bonilla 510 según las fechas de entrada en operación incluidas en el plan de expansión de la generación.

En el desarrollo del proyecto de incremento de capacidad transporte, se registró un adelanto de 6 meses para el aumento de capacidad de 300 a 380 MVA de la línea Pailas - Liberia 230 kV.

Retiros

Con respecto del plan de expansión de noviembre de 2016, el presente plan eliminó 5 obras de transmisión. El detalle es el siguiente:

- Interconexión Ingenio Taboga. Se venció la vigencia de asignación de conexión nacional sin concretar la firma de contrato de conexión.
- Barras de alta tensión ST Sabanilla, ampliación de la barra principal de 138 kV y barra auxiliar y modernización de la subestación. Se reprograma el estudio de pre-factibilidad para dar una solución integral a la problemática de la subestación con mayor atención a los temas socio ambientales. Se incluye la consideración de emplear tecnología aislada en gas GIS como posible opción a ser valorada técnica y económicamente.
- PG Pailas 2, LT Pailas 2 – Pailas 230 kV con distancia de 1 km, 1 circuito, capacidad 200 MVA. Corresponde a una línea de acceso al punto de conexión y es propiedad del proyecto, se excluye del plan al no formar parte del sistema de transmisión.
- Barras auxiliares, ST Escazú, instalación de barra auxiliar. Dada la criticidad y complejidad técnica presente en la subestación se reprograma el estudio de pre-factibilidad de las obras para considerar una estrategia de cómo abordar las obras necesarias impactando de la menor manera posible a los usuarios.
- Refuerzo de transmisión Sur- Centro, LT Pirrís – Tejar, derivación de la LT Tarbaca- El Este en la ST Rosario 2 km, 2 líneas de 2 circuitos a 230 kV y 345 MVA de capacidad. Como parte de la actualización del estudio de pre-factibilidad del refuerzo se determinó que estas obras no resultan necesarias para poder transportar la energía generada en el sur al centro de carga del país; adicionalmente, el paquete total de obras se reprogramó de acuerdo con el plan de expansión de generación ante la variación de la entrada en operación del PH

Diquís y según la revisión de tiempos y financiamiento actualizado en el plan de inversión de transmisión 2017.

Reprogramaciones

Con respecto del plan de noviembre de 2016, se reprogramó 20 obras asociadas a los siguientes proyectos:

- Refuerzo Anillo de Miravalles, se traslada la fecha de entrada en operación de 2019 a 2023.
- Barras Auxiliares, se divide la ejecución de las obras en 2 grupos dada la dificultad de realizar todos los trabajos en paralelo por la afectación de operación del anillo de 138 kV. Se reprograma el primer grupo para entrar en operación en el 2022 y el segundo en el 2023.
- PG Borinquen 1, se reprograman las obras de conexión para entrar en operación en el año 2024 según indicación del plan de expansión de la generación.
- Transmisión Garabito – Colón, se traslada la fecha de entrada en operación de 2023 a 2026, según revisión de tiempos y financiamiento actualizado en el plan de inversión de transmisión 2017.
- PH Diquís, de acuerdo con el plan de expansión de generación, estas obras de transmisión se trasladan de 2025 a 2027.
- Refuerzo de transmisión Sur – Centro, de acuerdo con el plan de expansión de generación ante la reprogramación de la entrada en operación del PH Diquís y según la revisión de tiempos y financiamiento actualizado en el plan de inversión de transmisión 2017 se reprograman las obras asociadas del 2025 al 2027.

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

En general, el presente Plan de Expansión de Transmisión está compuesto por 75 obras. Con respecto del plan de noviembre de 2016 el comportamiento del movimiento de las mismas es mostrado en la figura 3.1.

Un 7% de obras fue incorporado por primera vez al plan de expansión de la transmisión. De las 86 obras que conformaban el plan del 2016 un 15% de las obras planificadas entró en operación, y un 6% de obras fue retirado.

Del restante 79%, un 3% corresponden a obras cuya fecha de entrada en servicio se adelantó 6 meses, un 5% de obras mantiene la fecha de entrada en operación, un 27% de obras sufrió un atraso igual o menor a 6 meses, un 21% de obras sufrió un atraso mayor a y un 23% de las obras fueron reprogramadas.

Movimiento de fechas de las obras del Plan de Expansión de Transmisión PET 2017 con respecto al PET 2016

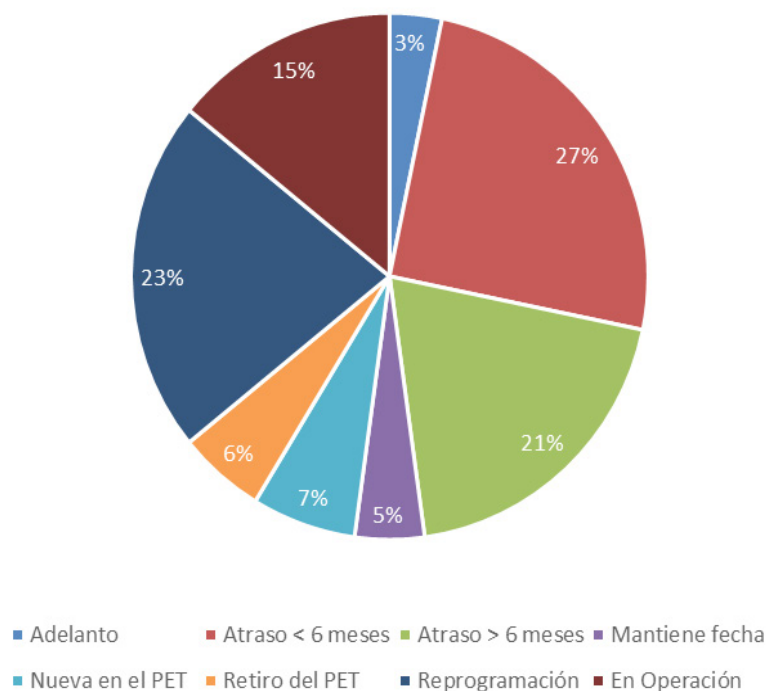


Figura 3.1. Distribución de las obras en función de las fechas de entrada en operación de los proyectos de transmisión. Plan de Expansión de Transmisión 2017 – 2027.

3.6. Obras de transmisión prioritarias

A partir de los estudios técnicos elaborados durante el año 2016 y 2017 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 (2018 y 2019).
- Anillo Sur (2019).
- Anillo de Miravalles 230 kV (2023).
- Refuerzo de transmisión Garabito – Colón 230 kV (2026).

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.

3.7. Red de transmisión al año 2027

En el Anexo 1 se muestra el mapa del sistema de transmisión de Costa Rica para el año 2027.

4.1 Costos del Plan de Expansión de Transmisión

En el Anexo 1 se muestra el mapa del sistema de transmisión de Costa Rica para el año 2027.

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 2018 – 2027 tomando como referencia el año 2017.

Todos los costos se muestran en millones de dólares constantes de los Estados Unidos de América con referencia al año 2017.

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 pre-factibilidad, factibilidad y ejecución) y un estimado de las erogaciones hechas por actores externos.

Los costos de inversión del Plan de Expansión de Transmisión 2017 – 2027 se muestran a continuación.

Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos de Inversión del sistema de transmisión (millones USD @ 2017)				
			Inversión anual ICE	Inversión anual externa	Total anual	Inversión acumulada ICE	Inversión acumulada total
2017	1663	10898	25.8	8.1	33.9	25.8	33.9
2018	1706	11222	56.9	4.0	60.9	82.7	94.8
2019	1754	11580	18.8	0.0	18.8	101.5	113.6
2020	1800	11926	16.5	0.0	16.5	118.0	130.1
2021	1845	12276	20.6	0.0	20.6	138.6	150.7
2022	1882	12615	33.1	0.0	33.1	171.7	183.8
2023	1927	12953	27.6	0.0	27.6	199.3	211.4
2024	1971	13292	64.6	0.0	64.6	263.9	276.0
2025	2016	13630	50.0	0.0	50.0	313.9	326.0
2026	2059	13969	39.4	0.0	39.4	353.3	365.4
2027	2103	14309	23.5	0.0	23.5	376.8	388.9

Enfocándose específicamente en la inversión, se tiene el comportamiento de la Figura 4.1.

Con respecto al plan anterior, la inversión acumulada para el periodo 2016-2026 reportada fue de \$564 millones, el monto para el periodo 2017-2027 se reduce a \$389 millones. Esto se debe a la entrada en ejecución de obras en los años 2016 y 2017, lo que representaba un estimado de \$86 millones y a la revisión de los estudios de los proyectos Refuerzo de Transmisión Sur-Centro, Transmisión Garabito – Colón y Refuerzo Anillo de Miravalles donde se actualizaron los tiempos de ejecución y los montos de inversión necesarios se reducen por un valor de \$87 millones.

El mayor impacto se presentó en el Refuerzo de Transmisión Sur-Centro donde se presentó un ajuste que implica una reducción de \$60 millones con respecto a la estimación considerada en el periodo anterior.

Para el periodo 2017-2021 se presenta un pico de inversión en el año 2018 producto de los retrasos menores a 6 meses en la ejecución de las obras y la ejecución del proyecto Anillo Sur. Posteriormente, se estabiliza la inversión en los tres años siguientes alrededor de los \$18 millones.

En este quinquenio, la inversión hecha por el ICE alcanza un máximo de \$57 millones, un mínimo de \$16.5 millones y un acumulado de \$137 millones. La inversión en transmisión acumulada por parte de entidades externas al ICE asciende a los \$12 millones distribuidos en el 2017 y 2018.

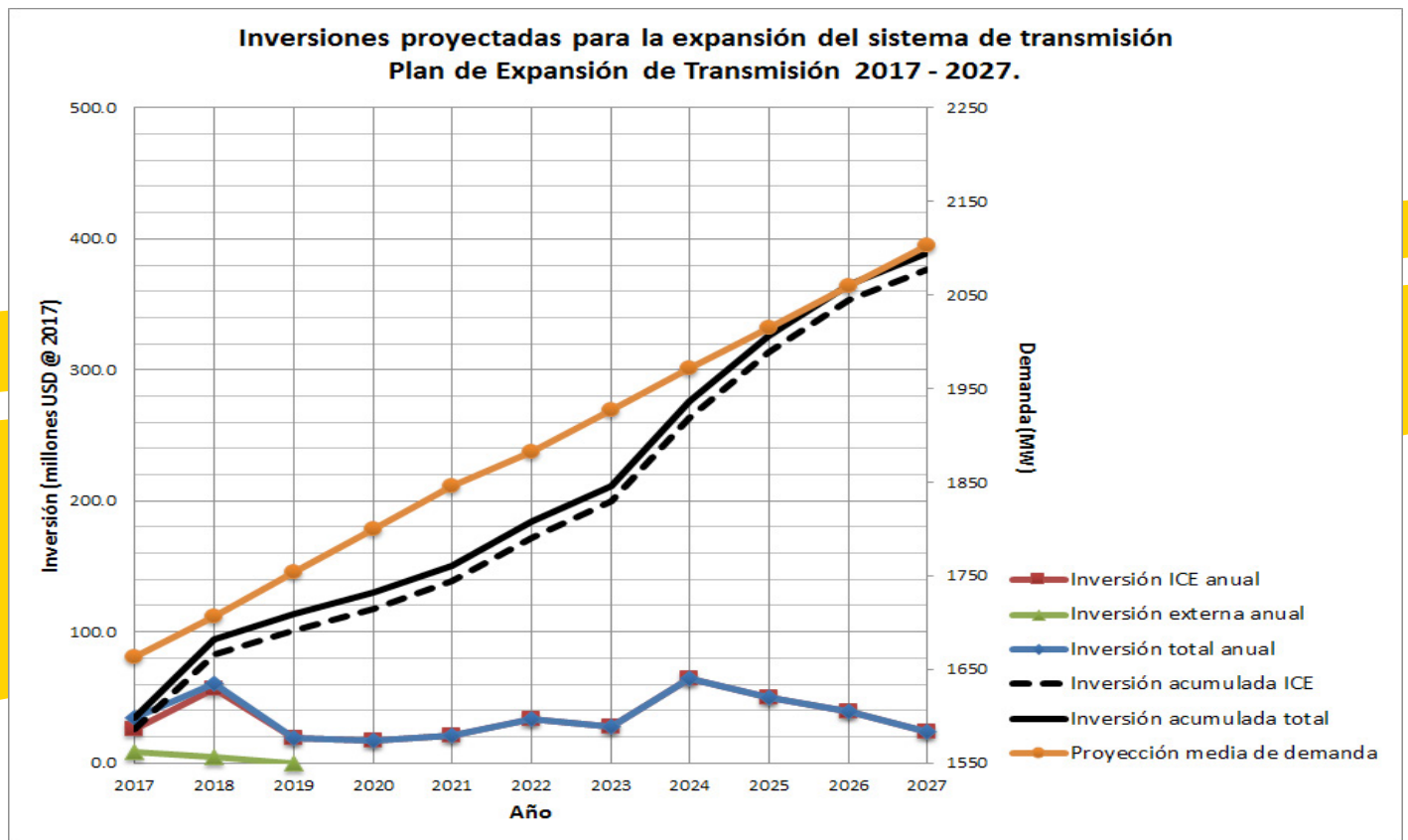


Figura 4.1. Comportamiento de los costos de inversión proyectados en el sistema de transmisión de acuerdo con el Plan de Expansión de Transmisión 2017 – 2027.

Para el período 2022 a 2025 tenemos un pico de inversión en los años 2024 y 2025 por un monto de \$115 millones asociado a los Proyectos PH Diquís, Refuerzo de Transmisión Sur-Centro y Transmisión Garabito – Colón. El acumulado total del periodo es de \$175 millones.

Por último, los años 2026 y 2027 presentan una inversión menor conforme se finalizan las obras mencionadas. En total, la inversión de ese período alcanza los \$63 millones.

El Plan de Expansión de Transmisión tiene un costo total acumulado de inversión de \$389 millones de dólares al 2027 de los cuales \$377 millones corresponden a inversiones por parte del ICE. El valor presente neto de las inversiones del plan es de \$232 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 2017 – 2027 se muestran a continuación.

Tabla 4.2. Análisis de costos de administración, operación y mantenimiento del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2017 - 2027.

Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos incrementales de operación del sistema de transmisión (millones USD @2017)	
			Costos de operación y mantenimiento (*)	Costo total acumulado
2017	1663	10898	2.0	2.0
2018	1706	11222	5.7	7.7
2019	1754	11580	6.8	14.5
2020	1800	11926	7.8	22.3
2021	1845	12276	9.0	31.4
2022	1882	12615	11.0	42.4
2023	1927	12953	12.7	55.1
2024	1971	13292	16.6	71.7
2025	2016	13630	19.6	91.2
2026	2059	13969	21.9	113.1
2027	2103	14309	23.3	136.5

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

Desde la perspectiva de costos, tomando como base los datos de 2017, la figura 4.2 muestra el comportamiento proyectado de los costos adicionales requeridos para atender las necesidades del sistema de transmisión para el período 2017 – 2027, a nivel de operación.

Para el período 2017 – 2027 se requiere de un acumulado de \$136.5 millones para operar el sistema de transmisión, cuyo valor presente es de \$67 millones.

Costos proyectados para la operación del sistema de transmisión
Plan de Expansión de Transmisión 2017 - 2027.

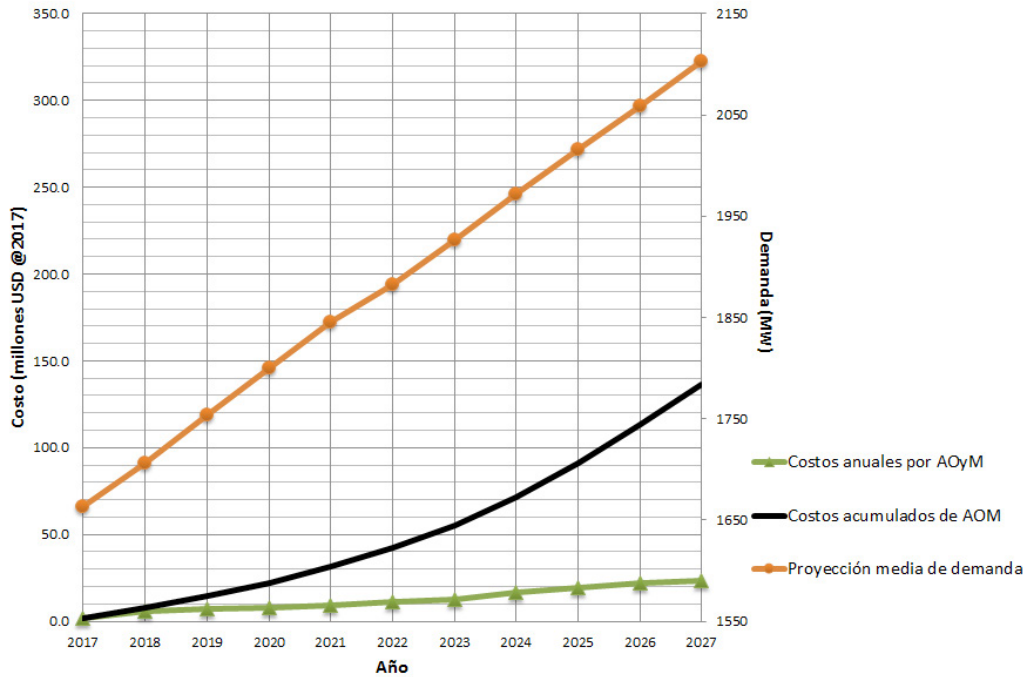


Figura 4.2. Comportamiento de los costos operativos proyectados del sistema de transmisión de acuerdo con el Plan de Expansión de Transmisión 2017 - 2027.

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.

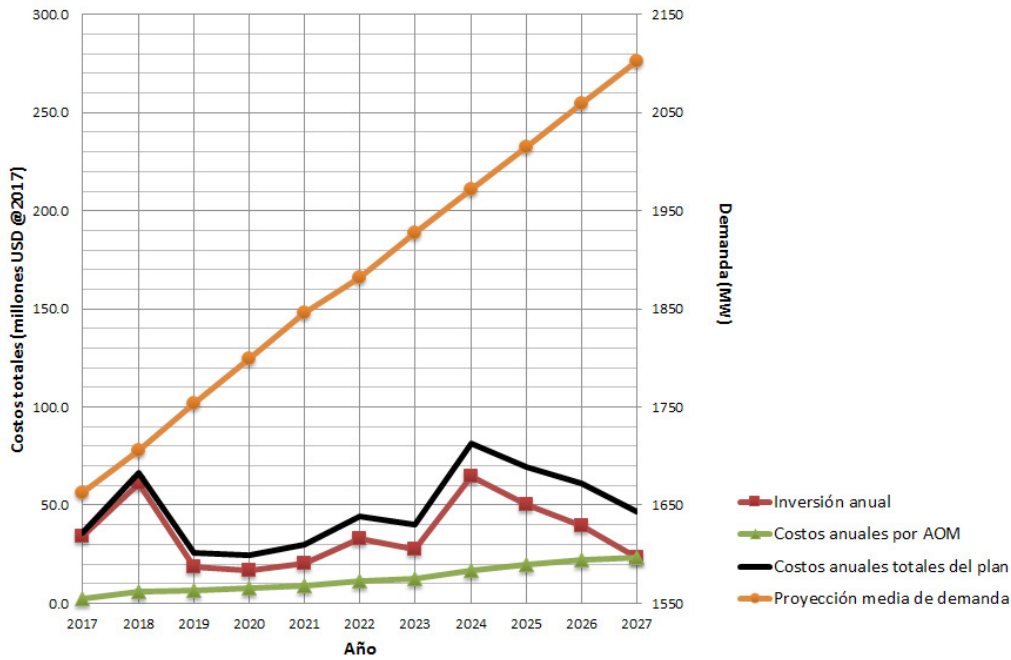
Tabla 4.3. Análisis de costos totales del Plan de Expansión de Transmisión para el período 2017 - 2027.

Año	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda proyectada en energía (GWh)	Costos acumulados del sistema de transmisión (millones USD @ 2017)				Total acumulado
			Inversión anual	Operación y mantenimiento anual (*)	Inversión acumulada	Operación y mantenimiento acumulado	
2017	1663	10898	33.9	2.0	33.9	2.0	35.9
2018	1706	11222	60.9	5.7	94.8	7.7	102.5
2019	1754	11580	18.8	6.8	113.6	14.5	128.1
2020	1800	11926	16.5	7.8	130.1	22.3	152.4
2021	1845	12276	20.6	9.0	150.7	31.4	182.0
2022	1882	12615	33.1	11.0	183.8	42.4	226.2
2023	1927	12953	27.6	12.7	211.4	55.1	266.5
2024	1971	13292	64.6	16.6	276.0	71.7	347.7
2025	2016	13630	50.0	19.6	326.0	91.2	417.2
2026	2059	13969	39.4	21.9	365.4	113.1	478.5
2027	2103	14309	23.5	23.3	388.9	136.5	525.3

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

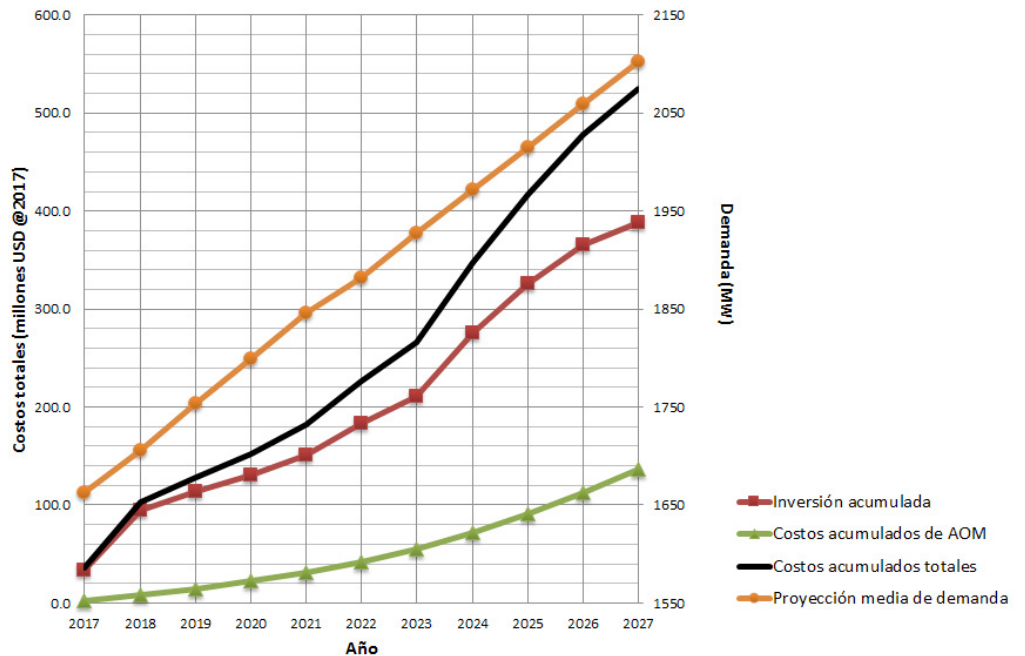
De forma resumida, el costo total en el sistema de transmisión para satisfacer las necesidades de expansión y operación para el período 2017 – 2027 alcanza los \$525 millones acumulados.

**Costos totales anuales del sistema de transmisión
Plan de Expansión de Transmisión 2017 - 2027.**



A) Costos totales anuales

**Costos totales acumulados del sistema de transmisión
Plan de Expansión de Transmisión 2017 - 2027.**



B) Costos totales acumulados

Figura 4.3. Comportamiento de los costos proyectados del sistema de transmisión de acuerdo con el Plan de Expansión de Transmisión 2016 – 2026.

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.

El modelo previamente empleado, en la actualización de costos incrementales de largo plazo, como parte del desarrollo del Plan de Expansión de la Transmisión era 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

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

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

Donde:

- k:** año de referencia para el cálculo del CPILP
- T:** horizonte de cálculo
- CTt:** Costo total anual de transmisión \$
- IA:** costo de inversión anualizado a 30 años \$
- O:** costo de operación adicional anual a un 6% de la inversión \$
- Q:** Demanda total anual MWh
- t:** Periodo de amortización Años
- 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 CPILPT del sistema de transmisión de la tabla 4.4.

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.

Tabla 4.4. Cálculo de los Costos Promedio Incrementales de Largo Plazo de Transmisión para el periodo 2017 - 2027. Plan de Expansión de Transmisión 2017 – 2027.

Año	Demanda proyectada en energía (GWh)	Demanda incremental en energía (GWh)	Demanda proyectada en potencia (MW)	Demanda incremental en potencia (MW)	Inversión (millones USD @2017)	Costo anual equivalente de inversión (millones USD @2017)	Costo adicional de operación (millones USD @2017)	Costo total incremental (millones USD @2017)
2017	10898.0	---	1663.1	---	33.9	---	---	---
2018	11222.2	324.2	1706.1	43.0	60.9	4.2	2.0	6.2
2019	11580.1	357.9	1753.9	47.8	18.8	7.6	3.7	11.2
2020	11926.2	346.1	1799.6	45.7	16.5	2.3	1.1	3.5
2021	12276.1	349.9	1845.5	45.9	20.6	2.1	1.0	3.0
2022	12615.0	338.8	1882.4	36.9	33.1	2.6	1.2	3.8
2023	12953.5	338.5	1927.1	44.6	27.6	4.1	2.0	6.1
2024	13291.9	338.5	1971.4	44.4	64.6	3.4	1.7	5.1
2025	13630.4	338.5	2015.5	44.1	50.0	8.0	3.9	11.9
2026	13969.0	338.5	2059.4	43.8	39.4	6.2	3.0	9.2
2027	14308.5	339.5	2103.1	43.7	23.5	4.9	2.4	7.3
	VAN=	1928.47		249.56	232.03	24.88	12.03	36.91
						CPILPT Capacidad	147.9	USD/kW
						CPILPT Energía	19.1	USD/MWh

El CPILPT en potencia indica que transportar 1 kW más de demanda para el período 2017 – 2027 tiene un costo promedio de \$147.9. El CPILPT en energía indica que transportar 1 MWh de más de demanda para ese mismo período tiene un costo promedio de \$19.1.

Se calculó el CPILPT para los planes de expansión de la transmisión 2015 y 2016 con el nuevo modelo para emplearlos como comparación, los datos se incluyen en la tabla 4.5. Al confrontar los costos incrementales del presente plan de expansión con el plan de 2016, se identificó una reducción de del CPILPT de energía del 15%. El CPILPT de potencia experimentó una reducción del 10%.

Tabla 4.5. Comparación CPILPT para Plan de Expansión de la Transmisión 2015, 2016 y 2017

Plan de Expansión	Periodo	CPILPT Potencia USD/kW	CPILPT Energía USD/MWh	% Variación CPILPT Potencia	% Variación CPILPT Energía
2015	2015-2025	178.8	23.3	---	---
2016	2016-2026	162.2	21.9	-10%	-6%
2017	2017-2027	147.9	19.1	-10%	-15%

La reducción en ambos indicadores obedece al efecto combinado entre la gran cantidad de inversión que entró en servicio en 2016 y 2017 (que tiende a reducir el CPILPT) y una nueva reducción en la proyección de la demanda a largo plazo (que tiende a incrementarlo).

Tabla 4.6. Resolución RIE-105-2016 Tarifa del servicio de generación

ICE Sistema de Transmisión		Rige desde el 1/ene/2017 al 31/12/2017	Rige desde el 1/ene/2018
Tarifa T-TE Usuarios del servicio de transmisión			
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	10.51	10.88
Tarifa T-Teb Usuarios del servicio de transmisión \$/kWh			
Por consumo de energía (kWh)	cada kWh	0.0193	0.0200

El costo incremental promedio de largo plazo (aproximación del costo marginal de largo plazo), calculado en 0.0191 \$/kWh es muy cercano a la tarifa actual de 0.0193 \$/kWh para el servicio de transmisión, que corresponde al costo marginal de corto plazo de transmisión. El resultado refleja una expectativa de que la tarifa de transmisión se mantenga constante en el periodo cubierto por el Plan de Expansión de la Transmisión.



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. Armando Muñoz Gómez.
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 12 meses y será actualizado a más tardar el 30 de noviembre de 2018.

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

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

Apoyo:

- Ing. José Carlos López Mora
Coordinador Área Seguimiento y Control de Proyectos – Proceso Expansión de la Red
- Ing. Christiam Valerio Mena
Coordinador Área Diseño Básico – Proceso Expansión de la Red

Colaboración:

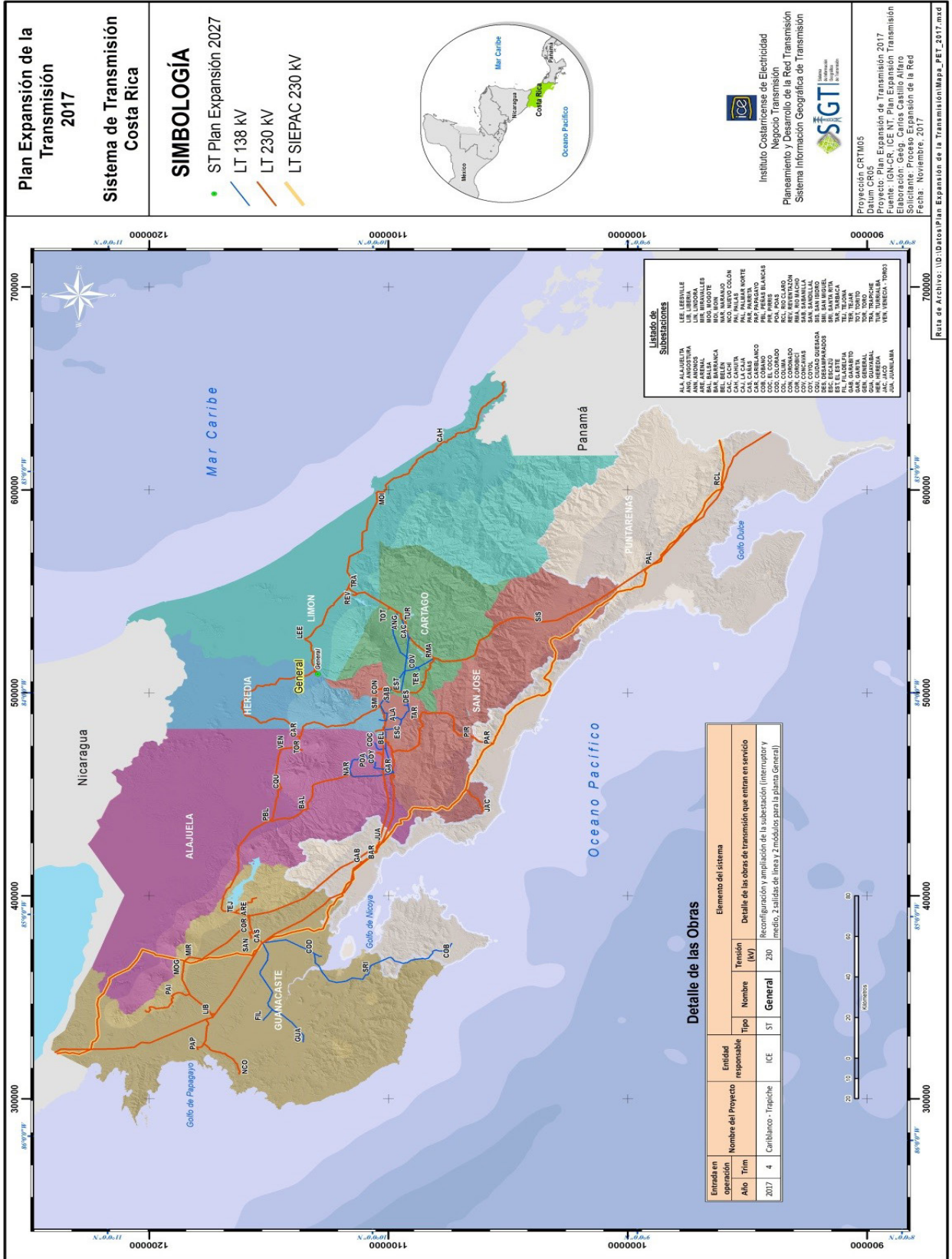
- Geóg. Carlos Castillo Alfaro
Sistemas de información Geográfica - Área Diseño Básico – Proceso Expansión de la Red
- Carolina Hernández Carmona
Diseño Gráfico – Proceso Gestión de la Calidad

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

Anexo 1. Mapas del sistema de transmisión.

Año 2017



Anexo 2. Plan de Expansión de Transmisión 2016-2026.

Publicado noviembre 2016.

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
2016	4	Interconexión Arcelor Mittal	Arcelor Mittal	ST	Leesville	230	Módulo de transformación
		PE Altamira	Inversiones Guanacaste	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión. Conexión temporal .
		PE Campos Azules	Inversiones Eólicas Campos Azules	ST	Tejona	34.5	Módulo para línea de conexión. Conexión temporal .
		PH Bijagua	CoopeGuanacaste	ST	Miravalles	34.5	Módulo para línea de conexión
		Reubicación de reactores	ICE	ST	Río Claro	230	Traslado e instalación del reactor de la ST Miravalles, 20 MVA
		Transformación de Energía	ICE	ST	Heredia	138	Sustitución de 1 transformador reductor (45 MVA)
2017	1	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)
		PE Vientos de la Perla	Vientos del Volcán	ST	Orosí	230	Ampliación de la subestación para la instalación de un transformador y la línea de conexión
		PE Vientos de Miramar	Costa Rica Energy Holding	ST	Orosí	230	Ampliación de la subestación para la instalación de un transformador y la línea de conexión
		Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	24.9	Módulo para la conexión de 1 banco de capacitores. 6 MVA.
	Reubicación de reactores	ICE	ST	Palmar	230	Traslado e instalación del reactor de la ST San Isidro, 20 MVA	
	2	PE Mogote	Fila de Mogote DCR	ST	Mogote	230	Ampliación de la subestación para para la instalación de un transformador y la línea de conexión
		Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Río Claro - Progreso	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA
	3	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	Ampliación de la subestación para la conexión del 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)
				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	El Este	230	Instalación de 2 transformadores 230/34.5 kV (90 MVA). BID CCLIP 13 y 14
		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)
	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	
	4	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	LT	Liberia - Frontera	230	Incremento de la capacidad de transporte de 250 MVA a 390 MVA
				LT	Arenal - Miravalles	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA
		Interconexión Ingenio Taboga	Ingenio Taboga	ST	Cañas	138	Módulo de transformación
		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	
Cóbano		ICE	ST	Santa Rita	34.5 y 24.9	5 módulos de media tensión.	
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.	
Transformación de Energía		ICE	ST	Moín	230 y 138	Módulos para transformador, traslado del autotransformador de la ST Leesville, autotransformador #3 (110 MVA)	
Tejona		ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar 1 transformador (55 MVA)	
2018	1	Incremento de la capacidad de transporte	ICE	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
		Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	24.9	Módulo para la conexión de 1 banco de capacitores. 6 MVA.
	Interconexión CoopeGuanacaste	CoopeGuanacaste	ST	Guayabal	69	Instalación de un transformador 138/69, nueva barra de 69 kV	
	PH Los Negros 2	ESPH	ST	Mogote	230	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo para la instalación de un transformador y la línea de conexión	
	3	Tejona	ICE	ST	Tejona	230	Ampliación de la subestación para conectar 1 transformador (55 MVA)
	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
				LT	Caja - Coco - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA
				LT	Pailas - Liberia	230	Incremento de la capacidad de transporte de 300 MVA a 380 MVA
				LT	Caja - Garita	138	Incremento de la capacidad de transporte de 110 MVA a 190 MVA
				LT	Liberia - Cañas	230	Incremento de la capacidad de transporte de 310 MVA a 390 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			
Interconexión CoopeGuanacaste	CoopeGuanacaste	ST	Nuevo Colón	230	Ampliación de la subestación para la instalación de un transformador 230/69, nueva barra de 69 kV		
Refuerzo de Transmisión Península de Nicoya	ICE	ST	Guayabal	138	Instalación de barra principal y auxiliar, modernización de la barra de 24.9 kV		

Entrada en operación		Nombre del Proyecto	Entidad responsable	Elemento del sistema			
Año	Trím			Tipo	Nombre	Tensión (kV)	Detalle de las obras de transmisión que entran en servicio
2019	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	Ampliación de la subestación para la conexión del módulo de línea para la conexión del PG Pailas 2
	3	Anillo Sur	ICE	LT	Pailas 2 - Pailas	230	200 MVA. LT Pailas 2 - Pailas (1 km, 1 circuito)
				LT	Pirris - Tejar	230	345 MVA. LT Tarbaca - El Este (19.7 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. Cambio de conductor de la LT Tarbaca - Pirris (1.5 km)
				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			
	PH Río Bonilla 1320	Hidrosarrollos del Río Platanares	ST	Angostura	34.5	Módulo para línea de conexión de la planta	
	PH Río Bonilla 510	Hidrosarrollos 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	
4	Anillo de Miravalles	ICE	LT	Río Macho - San Isidro	230	Incremento de la capacidad de transporte de 200 MVA a 300 MVA	
		ICE	ST	Guayabo	230	ST Guayabo (interruptor y medio, 4 salidas de línea), traslado e instalación del reactor de línea de la ST Cañas.	
		EPR	LT	Mogote - Miravalles	230	380 MVA. Derivación de la línea en la ST Guayabo (1 km, 2 circuitos)	
2020	4	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
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	Juanilama	138	Instalación de barra auxiliar
2022	1						
2023	1	Borinquen 1	ICE	ST	Borinquen	230	ST Borinquen (interruptor y medio, 3 salidas de línea, 1 para la conexión de la planta)
		Transmisión Garabito - Colón	ICE	ST	Garabito	230	Ampliación de la subestación para la conexión de un módulo de línea
				ST	Colón	230	ST Colón (interruptor y medio, 6 salidas de línea).
				LT	Garabito - Colón	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 Colón (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	380 MVA. Derivación de la LT Lindora - San Miguel 1 en la ST La Caja (1 km, 2 circuitos)				
2024	1						
2025	4	Refuerzo de transmisión Sur - Centro	ICE	LT	Diquis-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 en la ST Rosario (2 km, 2 líneas de 2 circuitos)
				LT	Pirris - Tejar	230	345 MVA. Derivación de la LT Tarbaca - El Este en la ST Rosario (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		
		Transmisión PH Diquis	ICE	ST	Diquis	230	ST Diquis (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 en la ST Diquis (2 km, 2 circuitos)				

Anexo 3. Plan de Expansión de Generación.

Revisión Tarifaria 2017. Suministrado por Planificación y Desarrollo Eléctrico.

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
						Capacidad Efectiva en MW (dic-jueves):			3,317
2017	11,245		1,714		7	Vientos de Miramar	Eólic	20.0	3,337
					7	Vientos de la Perla	Eólic	20.0	3,357
2018	11,580	3.0%	1,759	2.6%	1	Valle Escondido	Solar	5.0	3,362
					3	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28.0	3,390
2019	11,949	3.2%	1,809	2.8%	1	Pailas 2	Geot	55.0	3,445
					1	Río Bonilla 1320	Hidro	6.0	3,451
					1	Río Bonilla 510	Hidro	6.0	3,457
					1	San Rafael	Hidro	7.0	3,464
2020	12,306	3.0%	1,854	2.5%					3,464
2021	12,667	2.9%	1,903	2.7%					3,464
2022	13,017	2.8%	1,939	1.9%					3,464
2023	13,367	2.7%	1,985	2.3%					3,464
2024	13,715	2.6%	2,030	2.3%	1	Borinquen 1	Geot	52.0	3,516
2025	14,065	2.6%	2,079	2.4%	1	T Gas Proy 1-Alquiler	Térm	10.0	3,526
2026	14,414	2.5%	2,124	2.2%	1	Borinquen 2	Geot	55.0	3,581
					1	T Gas Proy 1-Alquiler	Térm	70.0	3,651
2027	14,764	2.4%	2,169	2.1%	1	Diquís	Hidro	623.0	4,274
					1	Diquís Minicentral	Hidro	27.0	4,301
					1	T Gas Proy 1-Alquiler	Térm	-80.0	4,221
2028	15,118	2.4%	2,210	1.9%					4,221
2029	15,476	2.4%	2,260	2.2%					4,221
2030	15,838	2.3%	2,296	1.6%					4,221
2031	16,204	2.3%	2,345	2.2%					4,221
2032	16,566	2.2%	2,395	2.1%					4,221
2033	16,915	2.1%	2,440	1.9%					4,221
2034	17,245	2.0%	2,481	1.7%					4,221
2035	17,547	1.8%	2,517	1.5%	1	Geotérm Proy 1	Geot	65.0	4,286
					1	Hidro Proy D1	Hidro	50.0	4,336



Negocio Transmisión