



ETEESA

Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

**Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional 2019 – 2033**

**Tomo III
Plan de Expansión de Transmisión**

Gerencia de Planificación

ETE-DI-GPL-407-2019

26 de diciembre 2019

Panamá



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CONTENIDO

Capítulo 1.....	11
RESUMEN EJECUTIVO.....	11
Capítulo 2.....	19
INTRODUCCIÓN.....	19
Capítulo 3.....	23
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL	23
Capítulo 4.....	33
CRITERIOS TÉCNICOS.....	33
Capítulo 5.....	45
METODOLOGÍA.....	45
Capítulo 6.....	51
COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	51
Capítulo 7.....	61
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO	61
Capítulo 8.....	77
PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO	77
Capítulo 9.....	97
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	97
Capítulo 10.....	131
PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO	131
Capítulo 11.....	139
INTERCONEXIONES REGIONALES	139
Capítulo 12.....	149
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	149
Capítulo 13.....	161
PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO.....	161
Capítulo 14.....	171
PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	171
Capítulo 15.....	187
PLAN DE PLANTA GENERAL.....	187
Capítulo 16.....	205
PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN	205
Capítulo 17.....	213
PLAN ESTRATÉGICO	213

Capítulo 18.....	217
CONCLUSIONES.....	217
Capítulo 19.....	223
RECOMENDACIONES.....	223



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Plan de Expansión de Transmisión 2019, Periodo de Estudio	15
Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión	24
Tabla 3.2. Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión	25
Tabla 3.3. Compensación Reactiva del Sistema Principal de Transmisión	25
Tabla 3.4. Esquema EDCxT3 o T5	28
Tabla 3.5. Esquema EDC x Baja Frecuencia	28
Tabla 3.6. Esquema EDC x Baja Voltaje	28
Tabla 3.7. Esquema EDCxBLMCarbón.....	29
Tabla 3.8. Esquema EDCxPANAM	29
Tabla 4.1. Rangos de Operación de Hidroeléctricas Existentes	33
Tabla 4.2. Rangos de Operación de Termoeléctricas Existentes	34
Tabla 4.3. Barras del Sistema Principal de Transmisión	34
Tabla 4.4. Rangos de Variación de Voltaje Estado N.....	34
Tabla 4.5. Rangos de Operación de Centrales Eólicas Existentes.....	35
Tabla 4.6. Rangos de Variación de Voltaje Estado N-1.....	36
Tabla 4.7. Requisitos del Factor de Potencia.....	37
Tabla 4.8. Despacho para Ciclos Combinados en 2+1, Telfers.....	39
Tabla 4.9. Despacho para Ciclos Combinados en 6+1, Martano.....	39
Tabla 4.10. Despacho para Ciclos Combinados en 3+1, Costa Norte.....	40
Tabla 4.11. Centrales Hidroeléctricas con Regulación Horaria	40
Tabla 6. 1 Plan de Generación 2019-2033.....	52
Tabla 6. 2 Orden de Mérito	53
Tabla 6.3. Proyectos de Transmisión Corto Plazo	54
Tabla 6.4. Proyectos de Distribución.....	55
Tabla 6.5. Demanda por Barra.....	56
Tabla 7.1. Resumen: Despacho del Año 2019 Época Lluviosa – Demanda Máxima	63
Tabla 7.2. Resumen: Despacho del Año 2020, Época Seca.....	64
Tabla 7.3. Resumen: Despacho del Año 2020 Época Lluviosa	67
Tabla 7.4. Resumen: Despacho del Año 2021 Época Seca.....	67
Tabla 7.5. Resumen: Despacho del Año 2021 Época Lluviosa	71
Tabla 7.6. Resumen: Despacho del Año 2022 Época Lluviosa	72
Tabla 9. 1 Plan de Generación, Esc. Referencia.....	98
Tabla 9. 2 Inversiones Adicionales sin 4LT, Esc. Referencia	101
Tabla 9. 3 Flujos desde Occidente Esc. Referencia	101
Tabla 9. 4 Perdidas Esc. Referencia.....	102
Tabla 9. 5 Despacho STATCOMs, Esc. Referencia.....	102
Tabla 9. 6 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Referencia	102
Tabla 9. 7 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Referencia	103
Tabla 9. 8 Resumen de Reserva Reactiva 2025, Esc. Referencia	103
Tabla 9. 9 Resumen de Reserva Reactiva 2026, Esc. Referencia	104
Tabla 9. 10 Resumen de Reserva Reactiva 2028, Esc. Referencia	104
Tabla 9. 11 Resumen de Reserva Reactiva 2030, Esc. Referencia	105
Tabla 9. 12 Plan de Generación , Esc. Renovable.....	106
Tabla 9. 13 Flujos desde Occidente , Esc. Renovable	108
Tabla 9. 14 Perdidas Esc. Renovable	108
Tabla 9. 15 Despacho STATCOMs, Esc. Renovable	108
Tabla 9. 16 Resumen de Reserva Reactiva 2023, Esc. Renovable	109
Tabla 9. 17 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Renovable	110

Tabla 9. 18 Resumen de Reserva Reactiva 2025, Esc. Renovable	110
Tabla 9. 19 Resumen de Reserva Reactiva 2026, Esc. Renovable	111
Tabla 9. 20 Resumen de Reserva Reactiva 2028, Esc. Renovable	111
Tabla 9. 21 Resumen de Reserva Reactiva 2030, Esc. Renovable	112
Tabla 9. 22 Inversiones Adicionales sin 4LT, Esc. Renovable	112
Tabla 9. 23 Plan de Generación , Esc. Demanda Alta	112
Tabla 9. 24 Inversiones sin 4LT , Esc. Demanda Alta	114
Tabla 9. 25 Despacho STATCOMs, Esc. Renovable	114
Tabla 9. 26 Flujos desde Occidente , Esc. Demanda Alta.....	115
Tabla 9. 27 Perdidas Esc. Demanda Alta.....	115
Tabla 9. 28 Resumen de Reserva Reactiva 2023, Esc. Demanda Alta	116
Tabla 9. 29 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Demanda Alta	116
Tabla 9. 30 Resumen de Reserva Reactiva 2025, Esc. Demanda Alta	117
Tabla 9. 31 Resumen de Reserva Reactiva 2026, Esc. Demanda Alta	117
Tabla 9. 32 Resumen de Reserva Reactiva 2028, Esc. Demanda Alta	118
Tabla 9. 33 Resumen de Reserva Reactiva 2030, Esc. Demanda Alta	118
Tabla 9. 34 Evaluación B/C 2024.....	119
Tabla 9. 35 Evaluación B/C 2025.....	120
Tabla 9. 36 Evaluación B/C 2026.....	120
Tabla 9. 37 Evaluación B/C 2028.....	120
Tabla 9. 38 Valor presente del costo anualizado del Proyecto 4LT (millones de US\$)	122
Tabla 9. 39 Escenario de Referencia - Inversiones necesarias del sistema sin la 4LT	123
Tabla 9. 40 Escenario Renovable - Inversiones necesarias del sistema sin la 4LT	123
Tabla 9. 41 Escenario de Demanda Alta - Inversiones necesarias del sistema sin la 4LT ..	123
Tabla 9. 42 VP del costos inversiones adicionales del Esc. de Referencia (MMUS\$)	124
Tabla 9. 43 VP del costos de inversiones adicionales del Esc. Renovable (MMUS\$)	124
Tabla 9. 44 VP del costos de inversiones adicionales del Esc. de Dem. Alta (MMUS\$)	124
Tabla 9. 45 Escenarios Analizados	125
Tabla 9. 46 Costo de inversión de Generación por escenario	125
Tabla 9. 47 Resumen de Costos Operativos y Pérdidas por Plan. de Generación	125
Tabla 9. 48 Resumen de Costos Operativos, Pérdidas por Plan. de Generación.....	126
Tabla 9. 49 Análisis de minimización del máximo arrepentimiento en millones de US\$	126
Tabla 11. 1 Intercambios Con Centroamérica	139
Tabla 11. 2 Transferencia Llano Sánchez.....	139
Tabla 11. 3 Pérdidas de Transmisión Importando y Exportando	139
Tabla 11. 4 Transferencia Centroamérica-Colombia	142
Tabla 11. 5 Transferencia Colombia- Centroamérica	142
Tabla 11. 6 Flujos por Llano Sanchez (ICP).....	142
Tabla 11. 7 Perdidas de Transmisión (ICP)	142
Tabla 18. 1 Plan de Expansión de Transmisión 2019, Periodo de Estudio.....	223

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Unifilar del Sistema Principal de Transmisión	26
Figura 3.2. Líneas del Sistema Principal de Transmisión	27
Figura 5.1. Flujograma del Análisis de Largo Plazo	46
Figura 7. 1 Flujo línea 115-37 - falla 115-12, Sin Generación en Zona Atlántica	61
Figura 7. 2 Flujo línea 115-37 - falla 115-12, Con Generación en Zona Atlántica.....	61
Figura 7. 3 Flujo línea 115-37 - falla 115-12, Considerando el EDCxPan_CAC.	61
Figura 7. 4 Reserva Reactiva S/E Panamá 115KV	62
Figura 7. 5 Reserva Reactiva S/E Panamá 115KV Contingencia ECO-BUR	62
Figura 7. 6 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso 2019	63
Figura 7. 7 Matriz de Generación, Periodo Seca 2020.....	64
Figura 7. 8 Flujo línea 230-9 ^a - falla 230-25a, Generación Total de la Zona.....	65
Figura 7. 9 Flujo línea 230-9a - falla 230-25a, Con Generación desplazada en la Zona	65
Figura 7. 10 Reserva Reactiva S/E Chorrera 230KV.....	66
Figura 7. 11 Reserva Reactiva S/E Chorrera 230KV, Falla ECO-BUR.....	66
Figura 7. 12 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso 2020.....	67
Figura 7. 13 Matriz de Generación, Periodo Seco Demanda Máxima 2021	68
Figura 7. 14 Flujo PAN – CAC, Sin considerar el 3er circuito.....	68
Figura 7. 15 Flujo PAN – CAC, Sin considerar el 3er circuito – Contingencia 115-12	68
Figura 7. 16 Flujo PAN – CAC, Sin considerar el 3er circuito.....	68
Figura 7. 17 Flujo Panamá – Cáceres, Con 3er circuito – falla 115-12.....	69
Figura 7. 18 Flujo línea 230-9a - Falla 230-25a, Sin Proyecto Front – MDN	69
Figura 7. 19 Flujo línea 230-9a - Falla 230-25a, Con el Proyecto Front – MDN	70
Figura 7. 20 Reserva Reactiva S/E PAN 115KV, falla ECO-BUR, Lluv - 2021	70
Figura 7. 21 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso Demanda Máxima 2021	71
Figura 7. 22 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso Demanda Máxima 2022	72
Figura 9. 1 Corredor Panamá – Panamá 3, estado N, año 2028.....	98
Figura 9. 2 Corredor Panamá – Panamá 3, estado N-1, año 2028.....	98
Figura 9. 3 Corredor Panamá – Panamá 3, estado N-1, año 2028 + Circuito nuevo	98
Figura 9. 4 Matriz 2023, Esc. Referencia con 4LT	99
Figura 9. 5 Matriz 2024, Esc. Referencia con 4LT	99
Figura 9. 6 Matriz 2025, Esc. Referencia con 4LT	99
Figura 9. 7 Matriz 2026, Esc. Referencia con 4LT	99
Figura 9. 8 Matriz 2028, Esc. Referencia con 4LT	100
Figura 9. 9 Matriz 2030, Esc. Referencia con 4LT	100
Figura 9. 10 Curva QV Año 2023, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	102
Figura 9. 11 Curva QV Año 2024, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	103
Figura 9. 12 Curva QV Año 2025, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	103
Figura 9. 13 Curva QV Año 2026, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	104
Figura 9. 14 Curva QV Año 2028, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	104
Figura 9. 15 Curva QV Año 2030, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	105
Figura 9. 16 Penetración Renovable NC, Esc. Referencia Con y Sin 4LT.....	105
Figura 9. 17 Matriz 2023, Esc. Renovable con 4LT.....	106
Figura 9. 18 Matriz 2024, Esc. Renovable con 4LT.....	106
Figura 9. 19 Matriz 2025, Esc. Renovable con 4LT.....	106
Figura 9. 20 Matriz 2026, Esc. Renovable con 4LT.....	107
Figura 9. 21 Matriz 2028, Esc. Renovable con 4LT.....	107
Figura 9. 22 Matriz 2030, Esc. Renovable con 4LT.....	107

Figura 9. 23 Curva QV Año 2023, Esc. Renovable Con y Sin 4LT	109
Figura 9. 24 Curva QV Año 2024, Esc. Renovable Con y Sin 4LT	109
Figura 9. 25 Curva QV Año 2025, Esc. Renovable Con y Sin 4LT	110
Figura 9. 26 Curva QV Año 2026, Esc. Renovable Con y Sin 4LT	110
Figura 9. 27 Curva QV Año 2028, Esc. Renovable Con y Sin 4LT	111
Figura 9. 28 Curva QV Año 2030, Esc. Renovable Con y Sin 4LT	111
Figura 9. 29 Matriz 2023, Esc. Dem. Alta con 4LT	113
Figura 9. 30 Matriz 2024, Esc. Dem. Alta con 4LT	113
Figura 9. 31 Matriz 2025, Esc. Dem. Alta con 4LT	113
Figura 9. 32 Matriz 2026, Esc. Dem. Alta con 4LT	113
Figura 9. 33 Matriz 2028, Esc. Dem. Alta con 4LT	113
Figura 9. 34 Matriz 2030, Esc. Dem. Alta con 4LT	113
Figura 9. 35 Curva QV Año 2023, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT	115
Figura 9. 36 Curva QV Año 2024, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT	116
Figura 9. 37 Curva QV Año 2025, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT	116
Figura 9. 38 Curva QV Año 2026, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT	117
Figura 9. 39 Curva QV Año 2028, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT	117
Figura 9. 40 Curva QV Año 2030, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT	118
Figura 11. 1 Escenario de Importación año 2023.....	140
Figura 11. 2 Escenario de Importación año 2024.....	140
Figura 11. 3 Escenario de Importación año 2025.....	140
Figura 11. 4 Escenario de Importación año 2026.....	140
Figura 11. 5 Escenario de Importación año 2028.....	140
Figura 11. 6 Escenario de Importación año 2030.....	140
Figura 11. 7 Escenario de Exportación año 2023.....	141
Figura 11. 8 Escenario de Exportación año 2024.....	141
Figura 11. 9 Escenario de Exportación año 2025.....	141
Figura 11. 10 Escenario de Exportación año 2026.....	141
Figura 11. 11 Escenario de Exportación año 2028.....	141
Figura 11. 12 Escenario de Exportación año 2030.....	141
Figura 11. 13 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2024	142
Figura 11. 14 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2024.....	142
Figura 11. 15 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2025	143
Figura 11. 16 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2025.....	143
Figura 11. 17 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2026	143
Figura 11. 18 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2026.....	143
Figura 11. 19 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2028	143
Figura 11. 20 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2028.....	143
Figura 11. 21 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2030	143
Figura 11. 22 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2030.....	143
Figura 11. 23 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2024.....	144
Figura 11. 24 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2024.....	144
Figura 11. 25 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2025.....	144
Figura 11. 26 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2026.....	144
Figura 11. 27 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2026.....	144
Figura 11. 28 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2026.....	144
Figura 11. 29 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2028.....	144
Figura 11. 30 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2028.....	145
Figura 11. 31 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2030.....	145
Figura 11. 32 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2030.....	145

ANEXOS

Tomo III Anexo - 1	Plan de Inversiones 2018-2032
Tomo III Anexo - 2	Diagramas Unifilares – Corto Plazo
Tomo III Anexo - 3	Despachos de Generación – Corto Plazo
Tomo III Anexo - 4	Reportes de Voltajes – Corto Plazo
Tomo III Anexo - 5	Reportes de Estabilidad Dinámica – Corto Plazo
Tomo III Anexo - 6	Reportes de Cortocircuito – Corto Plazo
Tomo III Anexo - 7	Diagramas Unifilares – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 8	Despachos de Generación – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 9	Reportes de Voltajes – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 10	Reportes de Estabilidad Dinámica – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 11	Reportes de Cortocircuito – Largo Plazo
Tomo III Anexo - 12	Curvas QV – Largo Plazo



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 1

RESUMEN EJECUTIVO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 1

RESUMEN EJECUTIVO

OBJETIVO

De acuerdo con lo señalado en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 y sus modificaciones, los Criterios y Políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía, igualmente, al Capítulo V del Reglamento de Transmisión reglamentado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se le da la responsabilidad a ETESA de realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para un horizonte de 15 años.

En respuesta a lo anterior, en este documento se presenta el resultado del Plan de Expansión de Transmisión. Dicho estudio presenta las congestiones y falencias que tiene el sistema en el periodo de corto plazo como las soluciones más factibles para solventarlas en tiempo y forma, a la vez permite minimizar el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define el programa de inversiones necesarias en transmisión y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP. Específicamente, el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2019 - 2033 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema, de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Las instalaciones propuestas comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la

transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

INFORMACIÓN UTILIZADA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y presentadas en el informe de Estudios Básicos 2019-2033, La distribución de cargas por barra se realizó con base a la información entregada por las empresas distribuidoras. De manera adicional se utiliza las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por su parte, con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

Para el horizonte de estudio, se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación 2019-2033, El modelado de estos proyectos se realiza con base a información entregada por los agentes durante el trámite de viabilidad de conexión y a parámetros típicos de elementos de un sistema de potencia (líneas, transformadores, modelos de máquina, gobernador, etc.) para aquellos agentes de los que no se cuente con información para su modelado.

Para la expansión de la transmisión se utilizan como referencia los proyectos propuestos en el Plan de Expansión vigente (2018), aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 13194–Elec del 18 de marzo de 2019 y a los que ETESA ha identificado como prioritarios.

Se modela el sistema eléctrico con todos los activos instalados en la actualidad propiedad de ETESA, puntos de entrega de demanda de las tres distribuidoras y grandes clientes, también se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación (incluyendo las futuras), además de todas las plantas y centrales de generación del SIN.

En el modelo de red se incluyen todas las barras de 230 KV, 115 KV, 44 KV y las barras de 34.5 KV de las principales subestaciones de ETESA en el interior del país, Progreso, Charco Azul, Boquerón III, Mata de Nance, San Bartolo, Caldera, Changuinola, Cañazas, Guasquitas, Veladero, El Higo, Llano Sánchez y Chorrera, así como las Subestaciones Panamá, Panamá II, Cáceres y Santa Rita.

CRITERIOS

De acuerdo al Reglamento de Transmisión y por las características del sistema eléctrico, se utilizará el Criterio de Seguridad N-1 en las líneas del Sistema Principal de Transmisión. Igualmente, el Reglamento de Transmisión especifica el nivel de tensión aceptable en los puntos de interconexión de las empresas distribuidoras y grandes clientes, especificando para condiciones de operación normal +/- 5% tanto para 230 KV como para 115 KV y +/- 7% para condiciones de contingencia simple en 230 KV y 115 KV.

Se proponen criterios básicos para operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Debe recordarse que la descomposición temporal empleada en la expansión del Sistema de Transmisión es Corto y Largo Plazo que corresponden a un horizonte de 4 y 10 años, respectivamente.

DIAGNÓSTICO DEL CORTO PLAZO

Mediante un estudio de flujos de potencia en estado estable, transitorio y contingencia se analiza la condición operativa actual del SIN con el fin de realizar un diagnóstico del mismo y presentar las propuestas de los proyectos necesarios para reforzar el SPT y obtener el correcto funcionamiento del SIN.

Se puede observar la restricción de la transferencia de occidente al centro de carga debido a las siguientes deficiencias en el SIN:

- Falta de capacidad de transporte de energía eléctrica de las líneas de transmisión.
- Déficit de reactivo en el sistema.
- Incumplimientos en el factor de potencia en los puntos de entrega.
- Desaprovechamiento de las curvas de capacidad de algunos generadores conectados en el Sistema Principal del Transmisión.

Estas deficiencias afectan en los primeros años del corto plazo y en consecuencia se debe corregir presentando generación obligada.

En el área capital las LT entre las S/E Panamá y Cáceres presentan sobrecargas en contingencia debido al flujo que demanda el área Atlántica y es transmitido a través de estas líneas. Dada esta situación se recomendó la operación de un Esquema de Desligue de Carga para disminuir la generación obligada en el área Atlántica.

Es necesario concluir el proyecto Frontera – Mata de Nance ya que el retraso del mismo provocaría restricciones de generación en las SSEE Boquerón III, Dominical y Progreso.

El gran crecimiento en Panamá Centro, indican que se necesitan nuevos transformadores para suplir así a la demanda en las SS/EE Panamá y

Panamá II. Además, se debe contemplar la demanda en los demás puntos del país como Chorrera, Llano Sánchez y Mata de Nance, para así añadir la capacidad de transformación necesaria y evitar sobrecargas. Igualmente, estudios realizados a diferentes transformadores del SPT indican que debido al cumplimiento del periodo de vida se presentan fallas que sugieren el reemplazo de algunos.

DIAGNÓSTICO DEL LARGO PLAZO

Para el periodo de largo plazo es importante mantener un margen considerable de reserva reactiva para minimizar el efecto de las variaciones de voltaje ante de los cambios de demanda y contingencias.

El aumento de flujo en la red de 230KV provocaría circulación de energía a través del anillo entre la S/E Panamá, Panamá II y Panamá 3 por lo que sería necesario la construcción de un nuevo circuito entre Panamá y Panamá 3

La eliminación de las restricciones de transmisión entre la Zona Occidente y la Zona Oriente del país conlleva a la disminución de la generación de energía con plantas conectadas en la Zona Atlántica, dejando si plantas que ayuden a regular el voltaje en dicha área por lo que se debe instalar un nuevo banco de capacitores en la S/E Santa Rita.

Para garantizar el buen funcionamiento del SIN y la confiabilidad del mismo se debe construir la 4LT ya que con la entrada en operación de la 4LT a partir del 2023:

- Se eliminaría las restricciones de transmisión y la generación obligada.
- Permitiría aumentar la capacidad de transporte a tal punto que se pudiera cumplir con el despacho económico.
- Aumentaría la confiabilidad del SIN ya que el mismo soportaría

contingencias dobles circuitos paralelos en cada tramo de las líneas 1, 2 y 3.

- Disminuiría la dependencia de compensación reactiva pasiva y dinámica.
- Aumentaría la reserva reactiva disminuyendo y hasta eliminado el problema de estabilidad de voltaje.
- Permitiría un aumento considerable de la penetración de fuentes renovables no convencionales en la Zona Occidente y Central del país.
- Reduciría las pérdidas del SPT, disminuyendo generación de energía innecesaria y su costo.
- Le daría suficiente margen de maniobra a ETESA para realizar los mantenimientos programados de las líneas 1, 2 y 3, sin recurrir en generación obligada.

Sin la 4LT:

- Se repetirían los problemas inestabilidad de voltaje que mantenemos en la actualidad.
- Se presentarían restricciones y se tendría que operar el SIN con generación obligada.
- Se limitaría la penetración de generación eólica y solar.
- Se tendría que invertir en compensación reactiva pasiva y dinámica para soportar grandes volúmenes de transferencia de energía entre occidente y centro del país.
- Se operaría un Sistema con bajos niveles de confiabilidad.
- Se presentarían altos niveles de pérdidas y costos de las mismas.

RESUMEN DEL ANÁLISIS

El problema principal que presenta el SIN en el corto plazo es la respuesta dinámica de compensación reactiva, debido a que ante la pérdida de un elemento del SPT o algún elemento conectado al SPT se reflejan caídas de voltajes que no pueden ser ajustadas por la compensación reactiva conectada actualmente en el SIN.

Es de suma importancia la conexión del STATCOM en Llano Sánchez y Panamá II, además de la instalación de nueva compensación reactiva (capacitiva) en Llano Sánchez, Chorrera, San Bartolo, Veladero y Panamá II, y la disponibilidad de la compensación ya instalada en el SIN con el objetivo de mantener al STATCOM en niveles que permitan que el mismo actúe al ocurrir una contingencia y no en estado estable.

Las restricciones provocadas por sobrecargas de líneas deben ser corregidas con la instalación de un nuevo circuito entre Panamá – Cáceres, Frontera –Mata de Nance.

RECOMENDACIONES

A continuación, se tiene un listado de los proyectos propuestos para el Plan de Expansión del SIN. Tomando en cuenta la entrada en operación de los proyectos listados, se eliminarían las restricciones en el año 2020.

Tabla 1.1. Plan de Expansión de Transmisión 2019, Periodo de Estudio

No	DESCRIPCIÓN	FECHA
1	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	09/30/2019
2	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	09/30/2019
3	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV	12/31/2019
4	ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	03/31/2020
5	ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	03/31/2020
6	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV	04/30/2020
7	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV	04/30/2020
8	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV 714 ACCC	04/30/2020
9	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	05/31/2020
10	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	05/31/2020
11	ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV	05/31/2020
12	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR	06/30/2020
13	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	06/30/2020
14	SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR	06/30/2020
15	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	06/30/2020
16	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	06/30/2020
17	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	06/30/2020
18	NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	12/31/2020
19	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	03/31/2021
20	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	05/31/2021
21	NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV	06/30/2021
22	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV	07/31/2021
23	LINEA PAN II - CHEPO 230 KV Y S/E CHEPO 230 KV	08/31/2021
	NUEVA S/E CHEPO 230 KV	08/31/2021
24	NUEVO SUBTERRANEO DE 34.5 KV DEL T1 DE LA SUBESTACIÓN LLANO SÁNCHEZ	10/31/2021
25	SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	10/31/2021
26	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	11/30/2021
27	NUEVA S/E SABANITAS 230 KV	11/30/2021
28	ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR CHORRERA 230 KV 1x30 MVAR	01/31/2022
30	LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV	06/30/2022
31	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL - LLS 230 KV	06/30/2022
32	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV 2x30 MVAR	07/31/2022
33	ADICION BANCO CAPACITORES 20 MVAR STA. RITA 115 KV	07/31/2022
34	SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV	08/31/2022
35	LINEA SABANITAS - PANAMÁ III 230 KV	08/31/2022
36	PROYECTO TELFERS – SABANITAS 230 KV	01/31/2023
37	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 LLS - EHI 230 KV	04/30/2023
38	LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	07/31/2024
39	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 EHI - PAN 230 KV	03/31/2024
40	LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV	01/31/2028
41	ADICION BANCO CAPACITORES 20 MVAR STA. RITA 115 KV	07/31/2028
42	LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	07/31/2030
43	S/E BOQUERON III BARRA B 34.5 KV	

Corto Plazo

Largo Plazo



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 2

INTRODUCCIÓN



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 2

INTRODUCCIÓN

Mediante la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 se establece en su Artículo 8 que es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), elaborar Anualmente el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) de acuerdo con los criterios y políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía.

El Reglamento de Transmisión, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP), en su Título V, “La Expansión del Sistema de Transmisión”, establece que a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para un horizonte de corto y largo plazo.

En cumplimiento con lo establecido previamente, se presentan los resultados del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, el cual tiene como finalidad principal evitar las congestiones actuales, prever y solucionar las futuras, prestar el servicio de transmisión de energía de forma confiable, segura y con la calidad exigida, simultáneamente minimiza el costo de operación incluyendo las pérdidas y su vez incrementa la confiabilidad.

En el plan se define el programa de inversiones necesarias y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP.

El estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2019-2033 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico, evitando así un posible déficit de energía y precios elevados. Se identifican todas las

inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Dentro de los proyectos propuestos se incluyen: nuevas líneas de transmisión, incrementos en la capacidad de transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

Para el presente estudio se determinarán los refuerzos necesarios para permitir intercambios desde y hacia Centroamérica y Suramérica cumpliendo con los criterios establecidos en los distintos reglamentos que regulan la transmisión a nivel nacional e internacional.

Para la elaboración de este informe se requieren estudios de flujos de potencia, estabilidad de voltaje, análisis de corto circuito y estabilidad dinámica del Sistema Interconectado Nacional.

A partir de la proyección de la demanda calculada en el Tomo I: Estudios básicos, se realiza una distribución de la demanda por barra en el Sistema considerando la información enviada por las Empresas Distribuidoras de Energía (ENSA y Naturgy), además de consideran los proyectos de generación indicados en el escenario de referencia del Tomo II: Plan Indicativo de Generación.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 3

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL

SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión de ETESA está constituido por un conjunto de líneas de transmisión de alta tensión de 230 y 115 KV, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transmitir la energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional hacia los diferentes puntos de entrega.

La longitud total de las líneas de 230 KV en líneas de doble circuito es de 2,712.95 Km y en líneas de circuito sencillo, de 94.58 Km. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 267.80 Km. Mientras que las líneas de circuito sencillo, es de 39.90 Km. En la Tabla 3.1 se presentan las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, su longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como operación en contingencia.

ETESA también cuenta con un total de diecisiete (17) subestaciones; dos de ellas seccionadoras a nivel de 115 KV, Cáceres y Santa Rita, y cuatro seccionadoras a nivel de 230 KV, Guasquitas, Veladero, Cañazas y El Higo.

Las otras once son subestaciones reductoras, Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, San Bartolo, Boquerón III, Progreso, Caldera, Charco Azul y Changuinola, además el Sistema Principal de Transmisión cuenta con tres subestaciones que no son propiedad de ETESA, estas son la S/E El Coco, S/E Bella Vista y la S/E 24 de diciembre.

El principal centro de carga del país está ubicado en el área metropolitana de la Ciudad de Panamá, donde se concentra aproximadamente el 70% de la demanda. ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras para suplir esta demanda, Panamá y Panamá II y una subestación seccionadora, Cáceres.

Estas subestaciones alimentan las subestaciones de distribución Locería, Marañón, Centro Bancario y San Francisco, propiedad de la empresa EDEMET y las de Santa María, Monte Oscuro, Tinajitas, Cerro Viento, Tocumen, Chilibre, Llano Bonito y 24 de diciembre (en 230 KV), propiedad de ENSA. Las demás subestaciones de ETESA alimentan el restante 30% de la demanda, distribuido en diversas áreas del país.

La Subestación Chorrera alimenta el área de Panamá Oeste, la Subestación Llano Sánchez alimenta el área de provincias centrales (Coclé, Los Santos, Herrera y Veraguas), las Subestaciones Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera y Charco Azul alimentan el área de la provincia de Chiriquí y la Subestación Changuinola alimenta a la provincia de Bocas del Toro (Changuinola, Almirante y Guabito).

En la Tabla 3.2 se presenta un detalle de las subestaciones reductoras de ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.

Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA											
LINEA	PROYECTO DE LINEA	AÑO	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO MOD	LONGITUD (Km.)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)			
								Normal	Cont.		
LINEAS 230KV	DOBLE CIRCUITO	Linea Bayano - Panama	230-1A	BAYANO - PACORA (1)	1999	49.14	636 ACSR	202.0	350.0		
			230-1B	PACORA - PANAMA II (1)	1999	19.00	636 ACSR	202.0	350.0		
			230-1C	PANAMA II - PANAMA		12.94	605 ACSS	335.0	366.0		
			230-2A	BAY - 24 DICIEMBRE (1)	2016	59.04	636 ACSR	202.0	350.0		
			230-2B	24 DICIEMBRE - PANAMA II (1)	2016	9.10	636 ACSR	202.0	350.0		
			230-2C	PANAMA II - PANAMA		12.94	605 ACSS	335.0	366.0		
			230-3A	PANAMA - CHORRERA		40.30	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-3B	CHORRERA - EL HIGO	2015	60.50	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-3C	EL HIGO - LL SANCHEZ	2015	81.55	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-4A	PANAMA - CHORRERA		40.30	750 ACAR	247.0	366.0		
	DOBLE CIRCUITO	Linea 1 - Panama - Mata de Nance	230-4B	CHORRERA - EL HIGO	2015	60.50	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-4C	EL HIGO - LL SANCHEZ	2015	81.55	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-5A	LL SANCHEZ - VELADERO		109.36	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-6A	LL SANCHEZ - BELLA VISTA (6)	2016	103.36	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-6B	BELLA VISTA - VELADERO (6)	2016	6.00	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-5B	VELADERO - MATA NANCE		84.49	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-6C	VELADERO - MATA NANCE		84.49	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-7	MATA NANCE - FORTUNA		37.50	750 ACAR	193.0	366.0		
			230-8	MATA NANCE - FORTUNA		37.50	750 ACAR	193.0	366.0		
			230-14A	LL SANCHEZ - S. BARTOLO	2015	67.70	1200 ACAR	275.0	500.0		
	DOBLE CIRCUITO	Linea 2 - Panama II - Guasquita	230-14B	S. BARTOLO - VELADERO	2015	42.30	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-15A	LL SANCHEZ - S. BARTOLO	2015	67.70	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-15B	S. BARTOLO - VELADERO	2015	42.30	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-16	VELADERO - GUASQUITAS		84.30	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-17	VELADERO - GUASQUITAS		84.30	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-12A	PANAMA II - BURUNGA (4)(5)	2014/2017	35.34	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-12B	BURUNGA - EL COCO (4)(5)	2014/2017	114.98	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-12C	EL COCO - LL SANCHEZ (4)	2014	44.67	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-13A	PANAMA II - EL COCO (4)	2014	150.33	1200 ACAR	275.0	500.0		
			230-13B	EL COCO - LL SANCHEZ (4)	2014	44.67	1200 ACAR	275.0	500.0		
	DOBLE CIRCUITO	Linea Interconexion Changuinola	230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA (2)		96.87	750 ACAR	304.0	366.0		
			230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA (2)		24.88	750 ACAR	304.0	366.0		
			230-29	GUASQUITAS - CAÑAZAS (2)		44.00	750 ACAR y 1200 ACAR	275.0	366.0		
			230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA (2)		76.65	750 ACAR	304.0	366.0		
			230-47	PANAMA - CHORRERA		37.50	1200 ACAR	500.0	500.0		
			230-48	PANAMA - CHORRERA		37.50	1200 ACAR	500.0	500.0		
			230-49	CHORRERA - LLANO SANCHEZ		154.94	1200 ACAR	500.0	500.0		
			230-50	CHORRERA - LLANO SANCHEZ		154.94	1200 ACAR	500.0	500.0		
			230-51	VELADERO - LLANO SANCHEZ		110.21	1200 ACAR	500.0	500.0		
			230-52	VELADERO - LLANO SANCHEZ		110.21	1200 ACAR	500.0	500.0		
DOBLE CIRCUITO	3era Linea	230-54	CONEXION COSTA NORTE - PANAMA II		48.55	1200 ACAR	500.0	500.0			
		230-55	CONEXION COSTA NORTE - PANAMA II		48.55	1200 ACAR	500.0	500.0			
		230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III		24.33	750 ACAR	248.0	366.0			
		230-9B	BOQUERON III - PROGRESO		29.75	750 ACAR	248.0	366.0			
		230-10	PROGRESO - FRONTERA		9.50	750 ACAR	193.0	366.0			
		230-18	GUASQUITAS - FORTUNA		16.00	1200 ACAR	275.0	500.0			
		230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA		15.00	750 ACAR	248.0	366.0			
		Total 230KV						2,807.53			
		LINEAS DE 115KV	DOBLE CIRCUITO	Linea Caceres - Las Minas 1	115-1A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 ACSR	150.0	175.0
					115-2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 ACSR	150.0	175.0
115-1B	STA. RITA - CATIVA 2 (7)(8)				2004/2009	6.20	636 ACSR	211.0	211.0		
115-1C	CATIVA 2 - LAS MINAS 1 (7)(8)				2004/2009	0.80	636 ACSR	211.0	211.0		
115-2B	STA. RITA - LAS MINAS 1 (8)				2004	6.20	605 ACSS	211.0	211.0		
DOBLE CIRCUITO	Linea Panama - Las Minas 2		115-3A	PANAMA - CHILIBRE (3)	2016	22.50	605 ACSS	168.0	211.0		
			115-3B	CHILIBRE - LAS MINAS 2 (3)	2016	31.50	605 ACSS	168.0	211.0		
			115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA (3)	2016	40.70	605 ACSS	168.0	211.0		
			115-4B	CEMENTO PANAMA - LAS MINAS 2 (3)	2016	16.70	605 ACSS	168.0	211.0		
			115-15	MATA NANCE - CALDERA		25.00	636 ACSR	93.0	175.0		
CIRCUITO SENCILLO	Linea Mata de Nance - Caldera		115-16	MATA NANCE - CALDERA		25.00	636 ACSR	93.0	175.0		
			115-12	PANAMA - CACERES		0.80	636 ACSR	120.0	175.0		
			115-17	CALDERA - LA ESTRELLA		5.80	636 ACSR	93.0	175.0		
			115-18	CALDERA - LOS VALLES		2.00	636 ACSR	93.0	175.0		
			115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO		0.50	636 ACSR	93.0	175.0		
CIRCUITO SENCILLO	Interconexion La Estrella - Los Valles	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL		30.00	636 ACSR	93.0	175.0			
		115-37	PANAMA - CACERES SUBT.		0.80	750 XLPE	142.0	178.0			
		TOTAL 115KV						307.70			

- (1) Estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Pacora y otro en 24 de Diciembre.
- (2) Estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.
- (3) Estas líneas son de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibre y otro en Cemento Panamá, fueron repotenciadas en el 2016
- (4) Estas líneas son de doble circuito, originalmente desde la S/E Llano Sanchez a S/E Panama II, fue seccionada por la S/E El Coco en el 2014
- (5) Estas líneas son de doble circuito, desde el 2014 era originalmente desde la S/E El Coco a S/E Panama II, un circuito fue seccionado por la S/E Burunga en el 2017
- (6) Este circuito originalmente era desde S/E Veladero a S/E Llano Sanchez, fue seccionada por la S/E Bella Vista en el 2016
- (7) Este circuito originalmente era desde S/E Santa Rita a S/E las Minas 1, fue seccionada por la S/E Cativa II
- (8) Estas líneas fueron repotenciadas en el 2016

Tabla 3.2. Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión

No. de S/E	SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)					CAPACIDAD	REDUCTOR	VOLTAJES (KV)			CONEXION	ENTRADA EN OPERACION
			230KV	115KV	34.5KV	13.8KV	4.16KV			ALTA	BAJA	TERCI.		
1	PANAMA 2	1	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
	PANAMA 2	2	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
	PANAMA 2	3	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	2019
2	PANAMA	1	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1993
	PANAMA	2	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1974
	PANAMA	3	350	350		75		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1981
	PANAMA	4	350	350		75		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	2018
3	CHORRERA	1	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
	CHORRERA	2	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	CHORRERA	3	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2013
4	LLANO SANCHEZ	1	70	60	30			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	LLANO SANCHEZ	2	70	60	30			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
	LLANO SANCHEZ	3	100	100	33			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
5	MATA DE NANCE	1	70	60	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	MATA DE NANCE	2	70	60	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
	MATA DE NANCE	3	70	60	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
6	PROGRESO	1	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
	PROGRESO	2	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
7	CHARCO AZUL	1		24		24		OA/FA	REDUCTOR	115	4.16	DEL/EST	1988	
8	CHANGUINOLA	1	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2009
9	CALDERA	1		62.5	62.5			OA/FA/FOA	REDUCTOR	115	34.5	EST/DEL	2010	
10	BOQUERON III	1	83.3		83.3			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5	EST/DEL	2010	
	BOQUERON III	2	83.3		83.3			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5	EST/DEL	2016	
11	SAN BARTOLO	1	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2015
TOTAL			2,641.6	2,511.5	922.1	300.0	24.0							

Subestaciones Seccionadoras

- Cáceres 115 KV
- Santa Rita 115 KV
- Guasquitas 230 KV
- Veladero 230 KV
- El Higo 230 KV
- Cañazas 230 KV

conectados al sistema principal de transmisión.

A continuación, un esquema con las principales líneas de transmisión en 230 KV y 115 KV.

Para brindarle un buen soporte de reactivo al sistema eléctrico, ETESA cuenta con bancos de capacitores y reactores.

Tabla 3.3. Compensación Reactiva del Sistema Principal de Transmisión

Subestacion	Voltaje (KV)	Compensacion (Mvar)	
		Capacitiva	Reactores
Panama	115	120	
Panama II	230	120	
Panama II	115	120	
Llano Sanchez	230	90	-60
Llano Sanchez	34.5		-20
Mata de Nance	34.5		-40
Veladero	230		-60

La base de datos de ETESA se encuentra organizada con las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión y las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes

Figura 3.1. Unifilar del Sistema Principal de Transmisión

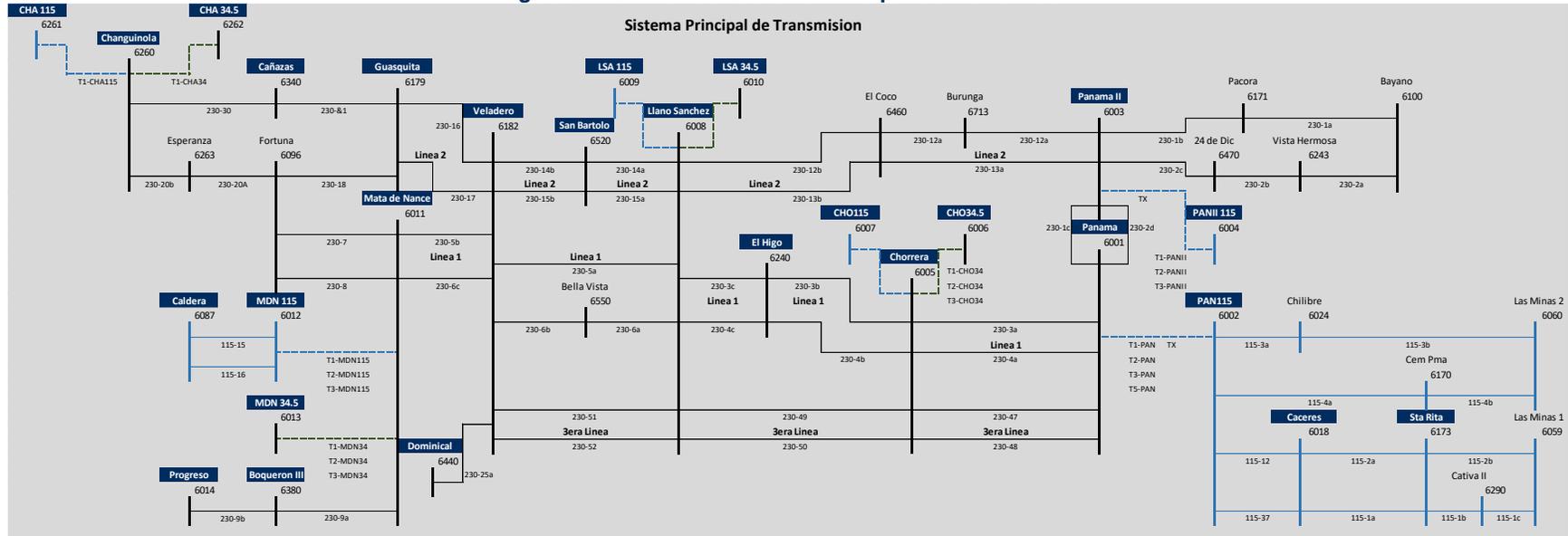
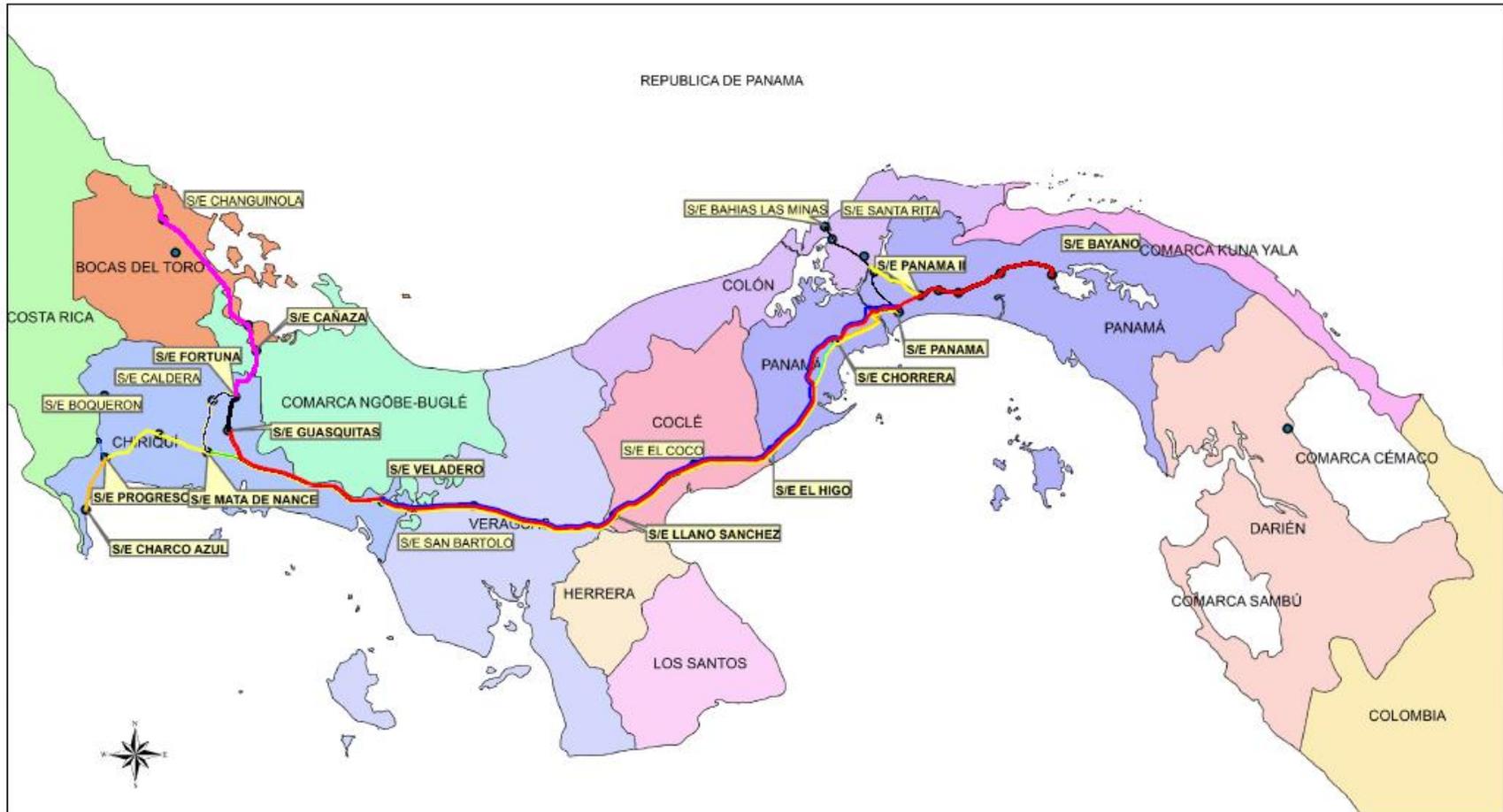


Figura 3.2. Líneas del Sistema Principal de Transmisión



ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

Actualmente el Sistema Interconectado Nacional ante una emergencia tiene operando 6 esquemas de desconexión de carga, ante la pérdida del T3 o T5 de la S/E Panamá siempre y cuando alguno de los dos este fuera de servicio, esquema por baja frecuencia, por bajo voltaje, dos esquemas ante pérdida de generación (PanAm, BLM) y el esquema por pérdida de carga sensible (EDCxPC).

En las Tabla 3.4 a Tabla 3.8 se presentan los valores actualmente utilizados en los esquemas de control de emergencias:

Tabla 3.4. Esquema EDCxT3 o T5

Escalón	Aporte (MW)	Subestación	Circuito
1	20.00	San Francisco	2-05
		San Francisco	2-06
		San Francisco	2-17
		San Francisco	2-20
		San Francisco	2-18
		San Francisco	2-10
2	40.00	Centro Bancario	CEB-08
		Centro Bancario	CEB-09
		Centro Bancario	CEB-10
		Centro Bancario	CEB-11
		Centro Bancario	CEB-12
		Centro Bancario	CEB-13
		Centro Bancario	CEB-14
		Centro Bancario	CEB-15
		Centro Bancario	CEB-16
		Centro Bancario	CEB-17
3	50.00	Centro Bancario	CEB-18
		Centro Bancario	CEB-19
		Centro Bancario	CEB-20
		Locería	4-28
		Locería	4-29
		Locería	4-30
		San Francisco	2-15
		San Francisco	2-14
		San Francisco	2-11
		San Francisco	2-22
4	50.00	San Francisco	2-21
		San Francisco	2-08
		Locería	4-31
		Locería	4-87
		Locería	4-34
		Locería	4-35
		Locería	4-89
		Locería	4-90
		Locería	4-32
		Locería	4-33
5	50.00	Locería	4-81
		Marañón	6-53
		Marañón	6-54
		Marañón	6-52
		Locería	4-84
		Locería	4-85
		Locería	4-80
		Locería	4-83
		Locería	4-82
		Marañón	6-57
Marañón	6-56		
Marañón	6-55		

Tabla 3.5. Esquema EDC x Baja Frecuencia

Escalón	Frecuencia (HZ)	Agente	Subestación	Circuito	
1	59.30	EDEMET	El Torno	16-11	
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-07	
		EDEMET	El Torno	16-14	
		EDEMET	Locería	4-82	
		ENSA	24 de Diciembre	DIC-5	
		ENSA	Cerro Viento	8-69	
		ENSA	Tocumen	TOC-9	
		EDEMET	San Francisco	2-16	
		EDEMET	Locería	4-83	
		EDEMET	Marañón	6-54	
2	59.10	EDEMET	Centro Bancario	CEB-03	
		EDEMET	Coronado	15-17	
		ENSA	Tinajitas	TIN-8	
		ENSA	Chilbre	7-56	
		ENSA	Llano Bonito	LBO-5	
		EDEMET	Locería	4-81	
		EDEMET	Locería	4-32	
		EDEMET	Locería	4-35	
		EDEMET	Locería	4-88	
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-02	
3	58.90	ENSA	Chilbre	7-87	
		ENSA	Monte Oscuro	3-113	
		ENSA	Santa María	5-95	
		Apertura de la línea 230-25B			
		Apertura de la línea 230-21			
		Apertura de la línea 230-10			
		EDEMET	Juan Demóstenes Arosemena	JDA01	
		EDEMET	Locería	4-29	
		EDEMET	Locería	4-31	
		EDEMET	Locería	4-87	
EDEMET	Locería	4-28			
EDEMET	Locería	4-84			
EDEMET	Locería	4-85			
EDEMET	Locería	4-90			
EDEMET	Locería	4-30			
EDEMET	Marañón	6-48			
EDEMET	Marañón	6-63			
EDEMET	San Francisco	2-23			
EDEMET	San Francisco	2-01			
EDEMET	San Francisco	2-04			
EDEMET	Coronado	15-24			
EDEMET	San Francisco	2-17			
EDEMET	Arraján	19-3			
EDEMET	Juan Demóstenes Arosemena	JDA02			
ENSA	Bahía Las Minas	10-2			
ENSA	Tinajitas	TIN-1			
ENSA	Tinajitas	TIN-7			
ENSA	Santa María	5-96			
ENSA	24 Diciembre	DIC-4			
ENSA	Tinajitas	TIN-2			
ENSA	Tocumen	TOC-10			
ENSA	Cerro Viento	8-75			
ENSA	Monte Oscuro	3-115			
4	58.65	EDEMET	Marañón	6-53	
		EDEMET	Arraján	19-2	
		EDEMET	El Torno	16-13	
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-01	
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-05	
		EDEMET	Coronado	15-25	
		ENSA	Tocumen	TOC-2	
		ENSA	Calzada Larga	CI-131	
		ENSA	Santa María	5-38	
		5	58.40	Apertura de la línea 230-21	
Apertura de la línea 230-10					
EDEMET	Marañón			6-53	
EDEMET	Arraján			19-2	
EDEMET	El Torno			16-13	
EDEMET	Centro Bancario			CEB-01	
EDEMET	Centro Bancario			CEB-05	
EDEMET	Coronado			15-25	
ENSA	Tocumen			TOC-2	
ENSA	Calzada Larga			CI-131	
ENSA	Santa María	5-38			

Tabla 3.6. Esquema EDC x Baja Voltaje

Escalón	Voltaje (KV) (Ref. 115 KV)	Tiempo de desc. Ciclos	Agente	Subestación	Circuito
1	105	30	EDEMET	MARAÑÓN	6-47
					6-51
					6-52
					6-55
					6-62
					6-60
2	105	54	ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-61
					8-62
					8-63
					8-64
					8-65
					8-66
3	105	180	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-11
					2-15
					2-08
					2-06
					2-22
					2-22

Tabla 3.7. Esquema EDCxBLMCarbón

Agente	Subestacion	Circuito
EDEMET	Locería	4-28
	Locería	4-29
	Locería	4-30
	San Francisco	2-15
	San Francisco	2-14
	San Francisco	2-11
	San Francisco	2-22
	San Francisco	2-21
	San Francisco	2-08

Se desliga Fortuna G1 siempre y cuando supere los 80MW, de lo contrario desliga Fortuna G1 y G3.

Tabla 3.8. Esquema EDCxPANAM

Agente	Subestacion	Circuito
ENSA	Monte Oscuro	3-101
	Monte Oscuro	3-102
	Monte Oscuro	3-103
	Monte Oscuro	3-104
	Monte Oscuro	3-105
	Monte Oscuro	3-106
	Monte Oscuro	3-107
	Monte Oscuro	3-108
	Monte Oscuro	3-110
	Monte Oscuro	3-111
	Tinajitas	TIN-5
	Tinajitas	TIN-6

Esquema de desligue de generación (fortuna) por pérdida de carga sensible (Panamá)

- La sumatoria de flujos de potencia activa (MW) en las tres interconexiones deben totalizar un flujo SUR-NORTE mayor o igual a 200 MW
- La frecuencia debe ser mayor o igual a 60.1 Hz
- La actuación del esquema es de 500ms (30 Ciclos) luego de darse las dos condiciones anteriores



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 4

CRITERIOS TÉCNICOS



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 4

CRITERIOS TÉCNICOS

El Sistema Interconectado Nacional debe cumplir con diferentes normas establecidas tanto en el Reglamento de Transmisión, como en el Reglamento de Operación. En el Título VI: Normas de Diseño del Sistema de Transmisión del “Reglamento de Transmisión” se tiene lo siguiente:

CRITERIOS DE CALIDAD

Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán contar con el equipamiento necesario que permita el control de tensión y el suministro de potencia reactiva, con el objeto de minimizar el transporte de potencia reactiva por sus instalaciones y mantener el nivel de calidad de servicio en las tensiones exigido en el Reglamento de Transmisión, considerando que todos los usuarios cumplen con su obligación. (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 91).

En Operación normal la generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora. Las unidades deberán suministrar la curva P–Q nominal certificada. El CND podrá solicitar a los Generadores que varíen su generación dentro de los límites de la curva P–Q mencionada. (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 92).

Basado en los artículos mencionados, se presenta en la Tabla 4.1 y Tabla 4.2 las centrales de generación hidroeléctricas y termoeléctricas junto con la potencia activa y reactiva que pueden suministrar al SIN:

Tabla 4.1. Rangos de Operación de Hidroeléctricas Existentes

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Changuinola I	212.40	101.70	-101.70
Mini Chan	9.77	4.80	-3.85
Bayano	260.00	95.00	-75.00
Esti	120.00	57.96	-57.96
La Estrella	47.20	24.00	-10.00
Los Valles	54.76	24.00	-10.00
Lorena	37.60	15.60	-14.00
Prudencia	62.78	16.00	-16.00
Gualaca	25.60	15.60	-14.00
Mendre	19.75	8.32	-8.32
Mendre II	8.12	3.72	0.00
Monte Lirio	53.75	38.40	-24.90
Bugaba I	5.14	2.55	-1.33
Fortuna	300.00	150.00	-150.00
Algarrobos	9.86	4.52	-4.52
Dolega	3.13	2.34	-2.34
La Yeguada	8.20	5.25	-5.25
Macho Monte	2.40	1.66	-1.66
Cochea	15.50	9.82	-9.00
Pedregalito I	21.00	12.50	-13.60
Pedregalito II	13.49	6.64	-6.64
Macano	5.25	2.00	-1.60
RP-490	14.30	9.20	-4.70
San Lorenzo	8.70	3.00	-3.40
El Fraile	6.71	3.30	-3.30
El Alto	75.00	32.64	-22.83
Baitún	85.90	28.00	-28.00
Baitún G3	1.73	0.50	-0.50
Bajo de Mina	56.80	20.00	-20.00
Bajo de Mina G3	0.60	0.50	-0.50
Concepción	11.00	2.00	-1.60
Las Perlas Norte	10.00	2.00	-1.60
Las Perlas Sur	10.00	2.00	-1.60
Paso Ancho	6.16	2.00	-1.60
Los Planetas I	4.82	2.30	-2.30
Bonyic	31.31	14.70	-6.00
La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	1.00	-1.00
La Potra (Bajo Frio)	27.90	20.28	-12.30
Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	20.28	-12.30
Bugaba 2	6.33	2.55	-1.33
Las Cruces	19.47	6.12	-3.76
Las Cruces	0.97	0.50	-0.10
Bajo de Totumas	6.33	2.50	-2.50
La Cuchilla	8.40	3.72	0.00
Barro Blanco	26.80	16.50	-16.50
Barro Blanco Minicentral	1.88	1.16	-1.16
Los Planetas 2	8.89	3.60	-3.60
TOTAL EXISTENTE	1755.70	802.73	-684.15

Tabla 4.2. Rangos de Operación de Termoeléctricas Existentes

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Catavá	87.00	56.00	-56.00
BLM Carbón (BLM 2)	40.00	15.00	0.00
BLM Carbón (BLM 3)	40.00	15.00	0.00
BLM Carbón (BLM 4)	40.00	15.00	0.00
BLM 9 Carbón	49.31	10.00	0.00
J. Brown G5	33.00		
J. Brown G6	33.00		
BLM 8	34.00		
Termo Colón G1	50.00	25.00	-25.00
Termo Colón G2	50.00	25.00	-25.00
Termo Colón G3	50.00	25.00	-35.00
Panam	99.60	54.00	0.00
Pacora	55.34	27.00	-33.00
Miraflores G5	18.00	8.00	0.00
Miraflores G6	18.00	8.00	0.00
Miraflores G7	18.90	8.00	0.00
Miraflores G8	18.90	8.00	0.00
Miraflores G9	40.81	22.15	-20.68
Miraflores G10	40.81	22.15	-20.68
Estrella del Mar (Barcaza)	72.00	78.31	-13.79
Jinro Power	57.83	10.54	-10.54
Barcaza Esperanza	92.00		
Amp. Panam	49.80	27.00	0.00
Cerro Azul MT XQC1600	27.00	7.75	-7.75
Cerro Patacón	8.15	4.62	-4.62
Gas To Power Panamá GTPP*	381.00	212.00	-145.00
Cobre Panamá - PACO Power Plant*	274.00	168.00	-128.00
TOTAL EXISTENTE	1778.44	851.52	-525.06

En cumplimiento con el artículo MOM.1.40 Criterio de Cargabilidad Normal en líneas. Las líneas de transmisión no deberán operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema. Por criterios de seguridad de áreas o estabilidad, debidamente justificados con estudios de red, se podrá establecer un límite menor.

Además, en condiciones de estado estable de operación, los prestadores del servicio público de transmisión, deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor

nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 93):

Tabla 4.3. Barras del Sistema Principal de Transmisión

Nodo	Nombre	Voltaje	Empresa Propietaria
PAN230	Panamá	230	ETESA
PANI230	Panamá II	230	ETESA
CHO230	Chorrera	230	ETESA
LSA230	Llano Sánchez	230	ETESA
MDN230	Mata de Nance	230	ETESA
PRO230	Progreso	230	ETESA
FOR230	Fortuna	230	FORTUNA, S.A.
BAY230	Bayano	230	AES PANAMÁ, S.A.
PAC230	Pacora	230	PEDREGAL POWER
GUA230	Guasquitas	230	ETESA
VEL230	Veladero	230	ETESA
EHIG230	El Higo	230	ETESA
CHA230	Changuinola	230	ETESA
ESP230	La Esperanza	230	AES CHANGUINOLA, S.A.
CAN230	Cañazas	230	ETESA
BOQIII230	Boquerón III	230	ETESA
DOM230	Dominical	230	ETESA
ECO230	El Coco	230	UEP
24DIC230	24 de Diciembre	230	ENSA
SBA230	San Bartolo	230	ETESA
BEV230	Bella Vista	230	GENISA
BUR230	Burunga	230	ETESA
PAN115	Panamá	115	ETESA
PANI115	Panamá II	115	ETESA
CHO115	Chorrera	115	ETESA
LSA115	Llano Sánchez	115	ETESA
MDN115	Mata de Nance	115	ETESA
PRO115	Progreso	115	ETESA
CAC115	Cáceres	115	ETESA
CHI115	Chilibre	115	ENSA
LM1115	Bahía Las Minas #1	115	BLM
LM2115	Bahía Las Minas #2	115	BLM
CAL115	Caldera	115	ETESA
CPA115	Cemento Panamá	115	Cemento ARGOS
STR115	Santa Rita	115	ETESA
CHA115	Changuinola	115	ETESA
CATI115	Cativa II	115	TERMOCOLON

Tabla 4.4. Rangos de Variación de Voltaje Estado N

Nivel de Tensión	Vigencia de la Norma	
	Periodo 4	Periodo 5
	A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 5.0%	± 5.0%
230 kV	± 3.0%	± 5.0%

Se han identificado los requerimientos de potencia reactiva para las centrales eólicas y solares.

Para el caso de Centrales Eólicas

- Deben estar provistas con un control de tensión retroalimentado adecuado que regule la tensión en el punto de conexión. Debe ser capaz de proporcionar continuamente una potencia reactiva entre -0.4 p.u. y +0.4 p.u. en el punto de conexión. (Código de Redes para Generación Eólica, Sección B.2.2: Requerimientos para las Centrales E de Control de Potencia Reactiva – Tensión).
- Para participar en el control de tensión, cada uno de los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento debe tener la capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos de la Central Eólica a solicitud del Centro Nacional de Despacho (CND).
- Los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento deben tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto, o mejor. (Código de Redes para Generación Eólica, Sección B.2.3: Requerimientos para los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento de Control de Potencia Reactiva – Tensión).

Basado en los requisitos establecidos, se presenta en la Tabla 4.5 las centrales de generación eólica existente junto con la potencia activa y reactiva que pueden suministrar al SIN:

Tabla 4.5. Rangos de Operación de Centrales Eólicas Existentes

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Rosa de los Vientos Etapa I	52.50	12.08	-12.08
Marañón	17.50	4.03	-4.03
Nuevo Chagres	55.00	12.65	-12.65
Portobello Ballestillas	32.50	7.48	-7.48
Nuevo Chagres II	62.50	14.38	-14.38
Rosa de los Vientos Etapa II	50.00	11.50	-11.50
TOTAL EXISTENTE	270.00	62.12	-62.12

Los requisitos de regulación de voltaje establecidos para las Centrales Solares Fotovoltaicas serían las siguientes:

- Deberán ser diseñadas con la capacidad de operar en los modos de control de voltaje, de factor de potencia, y de potencia reactiva (Q o MVAR). El modo de operación del control actual (uno de los tres), así como el punto de operación deberán ser establecidos por el CND en coordinación con la distribuidora cuando la central se conecte a la distribuidora. (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.3: Capacidades de Potencia Reactiva).
- Deberán ser diseñadas para suministrar la Potencia Activa Disponible, con capacidad de inyección y absorción de Potencia Reactiva para Factores de Potencia dentro del rango de 0.95 adelantado a 0.95 atrasado disponible desde el 20% de la Potencia Activa Disponible medida en el Punto de Conexión. El suministro de la potencia reactiva se efectuará únicamente mientras la central inyecte potencia activa a la red, es decir que no se le requerirá suministro de potencia reactiva durante la noche. (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.3: Capacidades de Potencia Reactiva).

- De forma complementaria, las Centrales Solares fotovoltaicas deberán estar equipadas con funciones de control de Potencia Reactiva capaces de controlar la Potencia Reactiva suministrada por las centrales en el punto de conexión, como también una función de control de voltaje, capaz de controlar el voltaje en el punto de conexión, por medio de órdenes utilizando puntos de ajuste y gradientes. Dichas funciones serán mutuamente exclusivas, lo cual significa que sólo una de las 3 siguientes funciones podrá ser activadas a la vez (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.4: Funciones de Control de Voltaje y Potencia Reactiva):

- Control de voltaje: Regula el voltaje en el punto de conexión.
- Control de factor de potencia: Regula la Potencia Reactiva de manera

proporcional a la Potencia Activa en el punto de conexión.

- Control de “Q” o “MVAR”: Regula la Potencia Reactiva de forma independiente de la Potencia Activa y el voltaje en el punto de conexión.

CRITERIOS DE SEGURIDAD

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, los que prestan el servicio de transmisión deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 94):

Tabla 4.6. Rangos de Variación de Voltaje Estado N-1

Nivel de Tensión	Vigencia de la Norma	
	Periodo 4	Periodo 5
	A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	A partir del 1 de mayo de 2005
115 kV	± 7.0%	± 7.0%
230 kV	± 5.0%	± 7.0%

Se entiende por contingencia simple a aquella falla que afecte un solo elemento del Sistema Principal de Transmisión.

Con posterioridad a la ocurrencia de cualquier contingencia en el Sistema Principal de Transmisión, los que prestan el Servicio de Transmisión, deberán asegurar en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión que los niveles de tensión no superarán el 20% de la tensión nominal, ni serán inferiores al 85% de la misma. Estos niveles no podrán tener una

duración mayor que un minuto contado a partir de la contingencia. (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 95).

Mientras que el criterio establecido para las líneas está en el MOM.1.41 Criterio de Cargabilidad en emergencia en líneas. En condiciones de emergencia las líneas podrán ser sobrecargadas por periodos máximos de quince (15) minutos. Se permite que los conductores operen a una temperatura máxima de 90°C, pero limitada a un tiempo total de 300 horas durante su vida útil.

Contingencias a realizarse

Para la revisión del cumplimiento del criterio de seguridad se realizarán las siguientes contingencias:

- Contingencias simples en todas las líneas pertenecientes al SPT, tanto en 230KV y 115KV.
- Contingencias simples de las interconexiones.
- Contingencias simples de todos los transformadores de ETESA
- Contingencias de desbalance de carga-generación que superen los 40MW

CRITERIOS ADICIONALES

Adicionalmente, para los efectos del estudio, se considerará a partir del 2020 que los demás elementos del SIN cumplen con las premisas básicas de operación establecidas en el Capítulo VII.2: OBLIGACIONES DE LOS

USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO, DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, entre las que se tiene el Artículo 119 de la sección VII.2.1, Control de Potencia Reactiva, que establece que:

Las empresas de distribución eléctrica y los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión, deberán mantener en sus puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión y el lado de 34.5 KV de los transformadores en los casos que correspondiere, con el fin de minimizar el transporte de potencia reactiva por el Sistema de Transmisión, los siguientes “valores tolerados” del factor de potencia promedio en intervalos de 15 minutos, en los estados estables de operación normal y de contingencia simple:

Tabla 4.7. Requisitos del Factor de Potencia

Horario	Vigencia de la Norma		
	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4
	A partir del 1 de enero del 2003 hasta el 30 de abril de 2005	A partir del 1 de mayo del 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006	A partir del 1 de enero de 2007
Horas de Valle Nocturno de 10:00 p.m a 5:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
Resto del Día	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(+)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1.00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1.00(-)

Nota: 0.XX (-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).
 0.YY (+) indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

Para efectos de las corridas realizadas se considera los factores de potencia modelados por el CND en los escenarios de seguridad operativa.

El Artículo 121 de la misma sección establece que las empresas generadoras deberán operar sus centrales dentro de los límites fijados por sus curvas de capacidad, a los efectos de suministrar o absorber la potencia reactiva que resulte de una correcta y óptima operación del sistema eléctrico. Las empresas generadoras están obligadas a cumplir con los siguientes requerimientos:

a) Entregar en forma permanente, hasta el noventa por ciento (90%) del límite de potencia reactiva inductiva o capacitiva, en cualquier punto de operación que esté dentro de las características técnicas de la máquina dadas por la Curva de Capacidad para la máxima presión de refrigeración.

b) Entregar en forma transitoria, el cien por ciento (100%) durante veinte (20) minutos continuos, con intervalos de cuarenta (40) minutos.

c) Mantener la tensión en barras que le solicite el Centro Nacional de Despacho, dentro de su zona de influencia de acuerdo a la normativa vigente.

d) El no cumplimiento de estas prestaciones significará la aplicación de un recargo de acuerdo a la metodología descrita en el presente Reglamento.

Se proponen entonces criterios básicos para la operación del sistema, diferenciados por estado estacionario y estabilidad. Para establecer estos criterios técnicos se ha tomado como referencia lo establecido en el Reglamento de Transmisión.

Estabilidad

De acuerdo con el Reglamento de Operación, el sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión; con despeje de la falla por operación normal en interruptores de 230 KV en 66 ms (4 ciclos), y en interruptores de 115 KV en 150 ms (9 ciclos) de la protección principal.

1. Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 500 ms.

2. Después de la contingencia sencilla, en el nuevo punto de equilibrio, las tensiones en las barras del Sistema de Transmisión deben estar en el rango de 0.93 a 1.07 p.u.

3. Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema, deberán ser amortiguadas.

4. No se permiten valores de frecuencia inferiores a 58.0 Hz ni mayores a 62 Hz durante los eventos transitorios. La consideración de 58.0 Hz se debe a que las máquinas térmicas del SIN están configuradas en este valor.

5. En caso de contingencia en una de las líneas, se permite la sobrecarga en las demás líneas del sistema hasta 15 minutos para permitir re-despacho que alivie estas sobrecargas.

6. Al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores, el cambio de la tensión en el transitorio, deberá ser inferior a 5% de la tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación.

7. La generación o absorción de potencia reactiva de las unidades de generación podrá transitoriamente exceder los límites de capacidad de régimen permanente hasta un máximo de 30 segundos de ocurrida la contingencia. El objetivo es evitar sobrecargas sostenidas que puedan sacar de operación las unidades de generación.

CRITERIOS DE DESPACHOS

Para la elaboración de los escenarios de estudio en el horizonte a considerar se adoptarán los siguientes criterios de despacho de generación.

Lo máximo a lo que se puede despachar cualquier unidad de generación es al 95% de su capacidad instalada (Excepto las plantas o parques en estudio). El 5% restante se considerará reserva rodante y es una condición para todas las centrales de generación del SIN independientemente del periodo estacional. Se exceptúa de esta condición las centrales de energías renovables no convencionales, como son las eólicas y las solares, las cuales se modelan con condiciones específicas según la época.

En caso de despacharse plantas de carbón durante el periodo de demanda máxima, no se deberá sacar de línea para los periodos de demanda media ni demanda mínima. Lo anterior se debe a las restricciones de encendido de la caldera y el tiempo que demora en entrar a operar (la planta de Carbón del BLM se

podrá disminuir hasta 80 MW y la de Punta Rincón hasta cubrir su demanda).

Tomar en cuenta la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación en Bayano y Fortuna. En horas de demanda mínima si es posible tratar de no despachar a los embalses con la finalidad de que puedan recuperar su nivel y tener una mayor disponibilidad de generación en la demanda máxima.

Para realizar el despacho de las centrales de gas con ciclo combinado se tomará en cuenta los siguientes criterios para el modelamiento de las plantas:

Ciclo Combinados Gas (3+1) Telfers

De ser necesario el despacho del CC en cualquier configuración y potencia este deberá permanecer por lo menos en la configuración 1+1 en demanda mínima, se podrá variar su generación siguiendo el criterio que se muestra en la Tabla 4.8.

Cuando se dé el despacho de más de un ciclo combinado de gas se deberá respetar el orden de mérito despachando mayormente el CC de menor costo operativo.

Tabla 4.8. Despacho para Ciclos Combinados en 2+1, Telfers

CC Telfers					
Configuración del CC	Potencia despachada C/U (MW)				
	TG1	TG2	TV	TOTAL	
2+1 CC	A	193.91	193.91	202.72	590.54
	B	120.71	120.71	126.19	367.61
1+1 CC	A	169.79		123.54	293.33
	B	156.98		114.22	271.20
	C	100.99		73.48	174.47

Ciclo Combinado Gas (6+1) Martano

De ser requerido el CC en el periodo de demanda máxima, en cualquier configuración, este deberá permanecer

por lo menos en la configuración 1+1 en demanda media y mínima., se debe respetar el orden de mérito dependiendo de la potencia despachada (Ver Tabla 4.9), de igual forma se puede despachar como turbinas libres (TG).

Tabla 4.9. Despacho para Ciclos Combinados en 6+1, Martano

CC MARTANO			
Configuración del CC	Potencia (MW)		
	TG	TV1	TOTAL
CCMART 6X1	46.50	124.74	403.75
CCMART 5X1	46.50	105.69	338.20
CCMART 4X1	46.50	82.84	268.85
CCMART 3X1	46.50	57.14	196.65
CCMART 2X1	46.50	32.40	125.40
CCMART 1X1	46.50	29.50	76.00

Ciclo Combinado Gas (3+1) Costa Norte

Se puede despachar como CC o Turbinas libres (TG), se puede despachar como CC o Turbinas libres (TG), si el CC es requerido en el periodo de demanda máxima, en cualquier configuración, este deberá permanecer por lo menos en la configuración 1+1 en demanda media y mínima., se debe respetar el (Ver Tabla 4.11).

Tabla 4.10. Despacho para Ciclos Combinados en 3+1, Costa Norte

		CC Costa Norte				
Configuración del CC		Potencia despachada C/U (MW)				
		TG1	TG2	TG3	TV	TOTAL
CN3+1 CC	A	71.25	71.25	71.25	147.25	361.00
	B	60.56	60.56	60.56	136.56	318.25
	C	53.44	53.44	53.44	127.08	287.39
	D	38.50	38.50	38.50	105.40	220.90
CN2+1 CC	A	71.25	71.25		95.24	237.74
	B	60.56	60.56		88.43	209.55
	C	53.44	53.44		82.10	188.97
	D	38.50	38.50		68.30	145.30
CN1+1 CC	A	71.25			40.87	112.12
	B	60.56			38.26	98.82
	C	53.44			35.68	89.12
	D	38.50			30.10	68.60

La planta térmica de Biogás de Cerro Patacón se podrá despachar al 95%, sin importar el periodo estival.

En los años donde se cuente con los SVC en las Subestaciones Panamá 2, Llano Sánchez y Panamá 3, los mismos deben estar despachados lo más cercano posible a cero (0) MVAR en estado estable.

A las unidades de Madden y Gatún pertenecientes a la ACP no se les debe modificar su despacho.

Todas las centrales mini hidroeléctricas, deberán estar al 95% de la potencia instalada sin importar el periodo estival (Chan G3, Chan II G3, Dolega G3, Bugaba I G3, Bugaba II G4, La Potra G4, Barro Blanco G3 y Las Cruces G3).

De ser necesario disminuir generación hidroeléctrica, se debe tomar en cuenta las plantas que cuenten con regulación horaria, las cuales son presentadas en la Tabla 4.11.

Tabla 4.11. Centrales Hidroeléctricas con Regulación Horaria

Centrales con Reg. Horaria
Changuinola
La Estrella
Esti
Prudencia
Bajo de Mina
Baitun
Pedregalito
Pando
El Alto
Cochea
La Potra
San Lorenzo
Bonyic
Las Cruces
Barro Blanco

Se debe tomar en cuenta que redespachar la central Estí, puede afectar la generación de Gualaca y Lorena, ya que las mismas se encuentran en cascada.

Periodo Seco

- Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán tener su generación disminuida muy cerca de la capacidad mínimo de generación y las plantas que cuenten con pequeños embalses podrán despacharse al 75% como máximo.
- Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 78%, 65% y 45% de su capacidad instalada para la demanda máxima, media y mínima, respectivamente.
- En demanda máxima, la generación de Changuinola no deberá ser superior en ningún momento al 75% de su capacidad instalada y a un mínimo de 70MW de ser necesaria, ya que se considera como una central hidroeléctrica de pasada. La Mini-Chan y Changuinola G3 (Mini-ChanII) deberá operar siempre al 95% de su

capacidad instalada. En periodo de demanda mínima, se podrá sacar al menos una unidad generadora, con el objetivo que se recupere nivel en el embalse.

- En demanda mínima si es necesario, se podrá sacar de línea las centrales de pasada Estí (bajar Gualaca, Lorena y Prudencia), Bajo de Mina, Baitún, y algunas otras que cuenten con un pequeño embalse de regulación, para que se recupere su nivel y solo operar un generador en las centrales de pasada.
- La generación solar debe ser despachada al 71% de la capacidad instalada en demanda máxima, 23% en demanda media y 0% en demanda mínima.

- La generación solar debe ser despachada al 47% de la capacidad instalada en demanda máxima, 13% en demanda media y 0% en demanda mínima.

En caso de darse generación obligada la misma debe ser despachada siguiendo el orden de mérito, respetando las condiciones operativas de cada máquina.

Periodo lluvioso

Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán despacharse al 95% de su capacidad instalada. Con ello se modela la estacionalidad.

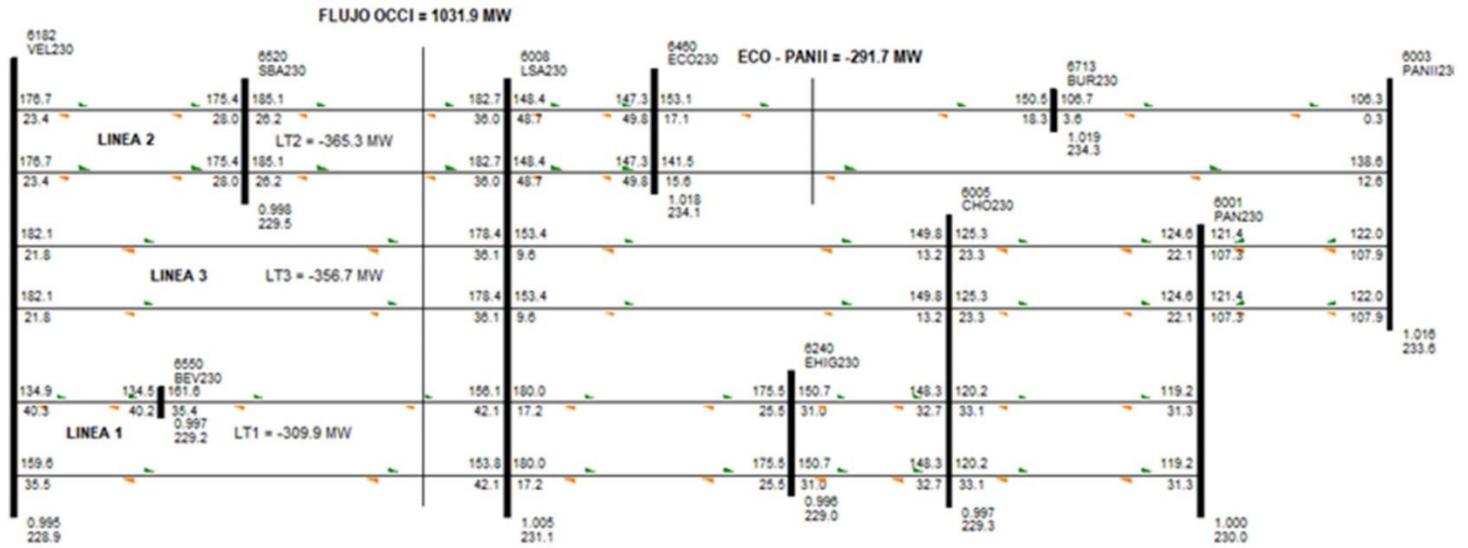
Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 0% de su capacidad instalada para las demandas.

- En horas de demanda mínima se podrá despachar los embalses, siempre y cuando no se viole la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación. Si el sistema lo permite, se podrá sacar de línea unidades para que puedan recuperar el nivel de embalse.
- La central hidroeléctrica Changuinola se considerará como una central de filo de agua. Sin embargo, en periodo lluvioso, la generación de Changuinola I no deberá estar a menos de 70MW. La mini-Chan y Changuinola G3 (Mini-ChanII) se despachar siempre al 95% de su capacidad instalada.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
OCCIDENTE - PANAMA CENTRO



CAPÍTULO 5

METODOLOGÍA



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 5

METODOLOGÍA

METODOLOGÍA DE ESTUDIO

El proceso de planificación para determinar las inversiones necesarias en el Sistema de Transmisión inicia con el diagnóstico operativo del sistema eléctrico del año previo, identificando así los problemas de saturación en la red de transmisión, sobrecargas de transformadores, bajos y altos niveles de tensión y posteriormente se utiliza la proyección de demanda para realizar los análisis futuros anualmente.

Los análisis eléctricos desarrollados se realizaron utilizando la herramienta “Power System Simulator Extended” (PSS/ETM) de SIEMENS PTI, y consisten en estudios de flujo de potencia, corto circuito y estabilidad dinámica, para la propuesta de expansión recomendada por ETESA. Cabe mencionar que, al desarrollar el Plan de Expansión.

El estudio eléctrico tiene como principal objetivo verificar el impacto que produciría la incorporación de nuevos elementos en el sistema de transporte. Se evalúan las condiciones de funcionamiento del sistema, previstas en el Reglamento de Transmisión y Operación, que definen los atributos de desempeño técnico de las obras analizadas, la cual abarcan el cálculo de flujos de carga y cortocircuito en condiciones críticas, la verificación de caídas de voltaje y de posibles saturaciones de transporte.

La evaluación incluye la realización de los estudios eléctricos de flujo de potencia, cortocircuito y análisis de estabilidad de dinámica y estabilidad de voltaje.

La finalidad principal del PESIN es garantizar el máximo flujo desde

occidente en la época lluviosa y el máximo flujo desde la zona norte de Panamá (Colón) en la época seca, por lo tanto, se utilizan los criterios de planificación establecidos por ETESA tomando en cuenta siempre lo dictado en el Reglamento de Transmisión y Reglamento de Operaciones. Basado en esto los casos analizados representan los dos extremos que se pudieran dar en el Sistema Interconectado Nacional.

Estudios de flujo de potencia: Son destinados a verificar el cumplimiento de las restricciones técnicas de operación de estado estacionario del sistema, cuando se incorporen las nuevas instalaciones bajo análisis.

Es decir, se verifica la existencia o no de sobrecargas en equipamientos, y el cumplimiento del perfil de tensiones en los nodos. Se verifica el correcto funcionamiento del sistema para distintos escenarios dentro del horizonte de estudio, y la operación de estado estacionario del sistema, bajo condiciones de operación normal y de contingencia simple y múltiple.

Estudios de cortocircuito: Se realizan estudios de falla monofásica y trifásica en los puntos de la red aledaños a la nueva subestación a conectarse. Se verifica que no se superen los niveles de cortocircuito que pueden ser admitidos por las instalaciones y equipos pertenecientes a las estaciones afectadas por las obras, analizando la condición más desfavorable dentro de los escenarios elegidos.

Análisis de Estabilidad Dinámica: se busca revisar el comportamiento dinámico del sistema ante una perturbación provocada por la pérdida de cualquier

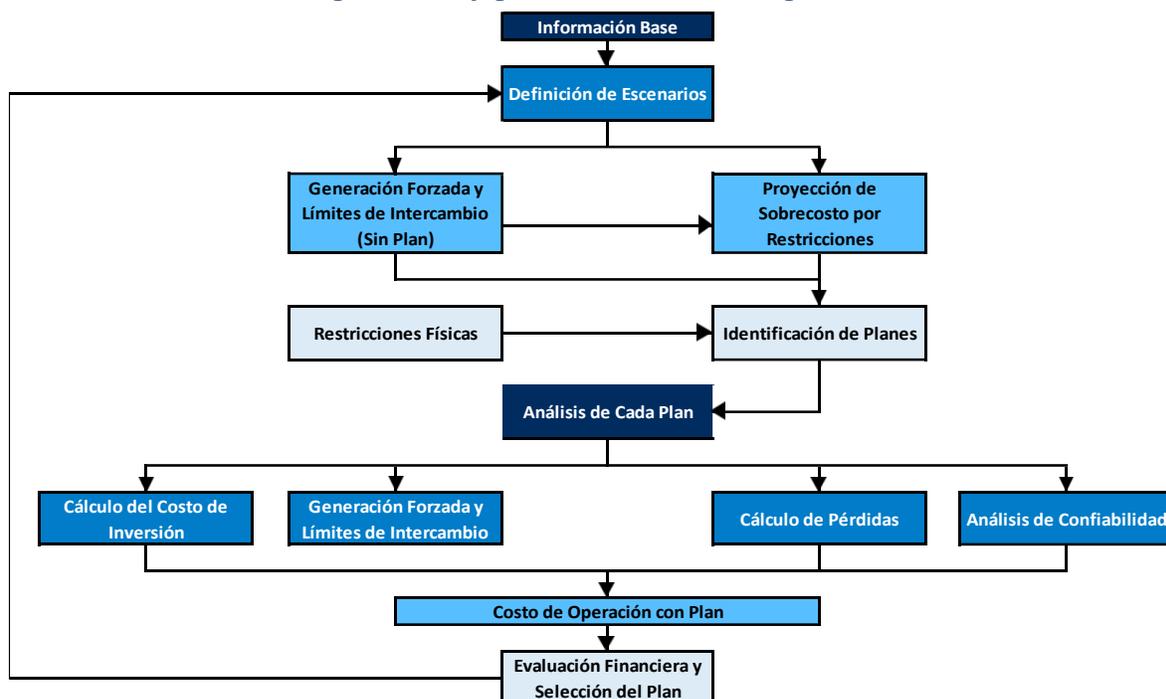
elemento del Sistema Interconectado Nacional con la finalidad de comprobar que el sistema se equilibre luego de

haberse producido la falla, en los tiempos y rangos establecidos.

DETERMINACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

En la Figura 5.1 se muestra el flujograma de la metodología específica con la cual se determina el Plan de Expansión de Transmisión.

Figura 5.1. Flujograma del Análisis de Largo Plazo



DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Para iniciar con el análisis de expansión de transmisión es necesario determinar cuál será la composición demanda/generación del sistema al cual se le va a establecer el plan de transmisión óptimo. Esta composición que se denomina “escenario” es el resultado de estudios macroeconómicos, que sirven de insumo para el análisis de la transmisión.

Adicionalmente a la demanda, los planes indicativos de generación también

determinarán escenarios a los cuales se les harán los análisis eléctricos, energéticos y de confiabilidad con el objeto de determinar el plan óptimo de transmisión en cada caso.

Al definir escenarios se pretende estimar cómo será el crecimiento esperado del sistema para que al final del análisis se logre encontrar un Plan de Expansión robusto, que permita un óptimo desempeño del sistema frente a los posibles cambios que puedan darse

debido a cambios en las condiciones económicas.

Ante un alto crecimiento de la demanda, las necesidades de generación se incrementan, lo cual implica mayor inversión en la infraestructura del sistema de transmisión.

El poder definir escenarios con buen criterio es una tarea que fija los parámetros de la solución que ha de encontrarse, facilitando determinar la conveniencia económica de la implementación de los proyectos.

Entre mejor sustentados estén los escenarios, mejor será la calidad en la solución del Plan de Expansión de Transmisión, evitando proyectos innecesarios que generarían sobrecostos de inversión.

ETESA ha definido 3 escenarios a ser considerados en el estudio, los cuales incluyen los planes indicativos de generación elaborados en el Plan de Expansión de Generación 2019.

Para la elaboración de este estudio se utilizará como la expansión de la generación indicada en el escenario de referencia definido en el Plan Indicativo de Generación y el escenario de demanda moderada definido en los Estudios Básicos 2019.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 6

COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 6

COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

PLANTEL DE GENERACIÓN

Con base al escenario de referencia mostrado en el Plan Indicativo de Generación 2019, se presentan los proyectos de generación considerados para el periodo de corto plazo y largo plazo.

GENERACIÓN PARA ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Para el análisis de corto plazo, se tomaron en cuenta los proyectos futuros de los cuales se tiene certeza de la fecha de entrada en operación al plantel de existente dentro del periodo 2019-2022.

Para este periodo se espera la entrada en operación de una gran cantidad de parques eólicos y solares, además de grandes plantas termoeléctricas a base de GNL.

Se observa una diversificación de tecnologías en la matriz energética enfocada en las fuentes renovables de energía a desarrollarse en los próximos años considerando un incremento importante de capacidad instalada.

Debemos recordar que los proyectos considerados, así como sus posibles fechas de ingreso en operación son producto de la coordinación conjunta de la Secretaría Nacional de Energía¹ (SNE), la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el horizonte de largo plazo, 2023 – 2033, se seleccionaron los proyectos más probables de ejecución y las alternativas de expansión que contemplan candidatos de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con combustible tradicional que representen los menores costos posibles para la demanda (Carbón, Bunker, Gas Natural y Diésel), de igual forma existen proyectos renovables estos se presentan en el Plan Indicativo de Generación 2019.

¹ Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional

2019, Secretaría Nacional de Energía (SNE).

Tabla 6. 1 Plan de Generación 2019-2033

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Bunker	Diesel	Carbón	GNL
2	2019	Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	0.00						153.00**	
6	2019	Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	3.00		3.00					
7	2019	Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	9.90		9.90					
8	2019	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	San Andres	9.89	9.89						
11	2019	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	5.10					5.10		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G5	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	J. Brown G6	(33.00)					(33.00)		
12	2019	Bahía Las Minas Corp.	BLM 8	(34.00)					(34.00)		
1	2020	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	66.00			66.00				
1	2020	Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	10.00		10.00					
1	2020	Electron Investment	Pando	37.00	37.00						
6	2020	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	0.96		0.96					
1	2021	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95					
1	2021	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 1	60.00		60.00					
1	2021	Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	10.58		10.58					
6	2021	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 1	2.00		2.00					
6	2021	Bajo Frio PV S.A.	Bajo Frio Solar	19.95		19.95					
6	2021	Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2 Etapa 2	5.16		5.16					
10	2021	Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	9.99		9.99					
12	2021	Progreso Solar 20 MW, S.A.	La Esperanza Solar	19.99		19.99					
1	2022	Llano Sanchez Solar Power, S.A.	Don Félix Etapa 2	7.99		7.99					
1	2022	Avanzalia Panamá S.A.	Solar Penonomé Etapa 2	60.00		60.00					
1	2022	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co, Inc.	Gas To Power Panamá GTPP	458.10						458.10	
6	2022	Green Electric, S.A.	La Mata Etapa 2	3.00		3.00					
12	2022	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00					
12	2022	Hidroeléctrica Barriles, S.A.	Colorado	5.14	5.14						
1	2023	SDR Energy Panama, S.A	Parque Solar Progreso 19.8MW	19.80		19.80					
1	2023		Solar Zona Coclé 20	9.96		9.96					
1	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90					
1	2023	Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	25.90		25.90					
1	2023	Panamá NG Power, S.A	Telfers	670.00						670.00	
1	2023	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17						
1	2023	Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	8.80	8.80						
1	2023	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Tizingal	4.64	4.64						
1	2023	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00						
1	2025	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30						
1	2030	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	214.76						
1	2030	Bocas del Toro Energía, S.A.	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	13.70						
				Hidro	370		52		90		228
				Solar	324		242		82		0
				Eólico	66		66		0		0
				Bunker	0		0		0		0
				Diesel	5		5		0		0
				Carbón	0		0		0		0
				GNL	1128		458		670		0
				Total	1894		824		841		228

** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SIN

Retiro de Unidades

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2019, Plan Indicativo de Generación

ORDEN DE MÉRITO

Para efectos de simular la estacionalidad, la generación se hará respetando siempre el siguiente Orden de Mérito (ver Tabla 6. 2).

Tabla 6. 2 Orden de Mérito

23	2019	2020	2021	2022	2023	2024-2029	2030-2033
	Lluviosa	Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa
1	Solares						
2	Eolicas						
3	hidro Pasada						
4	Hidro Reg Horaria						
5	CPATACON						
6	FORTUNA	COB1	FORTUNA	COB1	FORTUNA	COB1	FORTUNA
7	COB2						
8	COB2	CN 3+1A	COB1	CN 3+1A	COB1	CN 3+1A	COB1
9	BAYANO	CN 3+1B	COB2	CN 3+1B	COB2	CN 3+1B	COB2
10	CN 3+1A	CN 2+1A	CN 3+1A	CN 2+1A	CN 3+1A	CN 2+1A	CN 3+1A
11	CN 3+1B	CN 2+1B	CN 3+1B	CN 2+1B	CN 3+1B	CN 2+1B	CN 3+1B
12	CN 2+1A	CN 3+1C	CN 2+1A	CN 3+1C	CN 2+1A	CN 3+1C	CN 2+1A
13	CN 2+1B	CN 2+1C	CN 2+1B	CN 2+1C	CN 2+1B	CN 2+1C	CN 2+1B
14	CN 3+1C	CN 1+1A	CN 3+1C	CN 1+1A	CN 3+1C	CN 1+1A	CN 3+1C
15	CN 2+1C	CN 1+1B	CN 2+1C	CN 1+1B	CN 2+1C	CN 1+1B	CN 2+1C
16	CN 1+1A	CN 1+1C	CN 1+1A	CN 1+1C	CN 1+1A	CN 1+1C	CN 1+1A
17	CN 1+1B	CN 3+1D	CN 1+1B	CN 3+1D	CN 1+1B	CN 3+1D	CN 1+1B
18	CN 1+1C	CN 2+1D	CN 1+1C	CN 2+1D	CN 1+1C	CN 2+1D	CN 1+1C
19	CN 3+1D	CN 1+1D	CN 3+1D	CN 1+1D	CN 3+1D	CN 1+1D	CN 3+1D
20	CN 2+1D	BLM Carbon	CN 2+1D	BLM Carbon	CN 2+1D	BLM Carbon	CN 2+1D
21	CN 1+1D	CN 3+100 - TG	CN 1+1D	CN 3+100 - TG	CN 1+1D	CN 3+100 - TG	CN 1+1D
22	BLM Carbon	CN 2+100 - TG	BLM Carbon	CN 2+100 - TG	BLM Carbon	CN 2+100 - TG	BLM Carbon
23	CN 3+100 - TG	CONG3-TG	CN 3+100 - TG	CONG3-TG	CN 3+100 - TG	CONG3-TG	CN 3+100 - TG
24	CN 2+100 - TG	CONG3-TG	CN 2+100 - TG	CONG3-TG	CN 2+100 - TG	CONG3-TG	CN 2+100 - TG
25	CONG3-TG						
26	CONG3-TG	CN 1+100 - TG	CONG3-TG	CN 1+100 - TG	CONG3-TG	CN 1+100 - TG	CONG3-TG
27	CONG3-TG	CN 3+85 - TG	CONG3-TG	CN 3+85 - TG	CONG3-TG	CN 3+85 - TG	CONG3-TG
28	CN 1+100 - TG	CN 2+85 - TG	CN 1+100 - TG	CN 2+85 - TG	CN 1+100 - TG	CN 2+85 - TG	CN 1+100 - TG
29	CN 3+85 - TG	CN 1+85 - TG	CN 3+85 - TG	CN 1+85 - TG	CN 3+85 - TG	CN 1+85 - TG	CN 3+85 - TG
30	CN 2+85 - TG	CN 3+75 - TG	CN 2+85 - TG	CN 3+75 - TG	CN 2+85 - TG	CN 3+75 - TG	CN 2+85 - TG
31	CN 1+85 - TG	CN 2+75 - TG	CN 1+85 - TG	CN 2+75 - TG	CN 1+85 - TG	CN 2+75 - TG	CN 1+85 - TG
32	CN 3+75 - TG	MIRG10	CN 3+75 - TG	MIRG10	CN 3+75 - TG	MIRG10	CN 3+75 - TG
33	CN 2+75 - TG	MIRG9	CN 2+75 - TG	MIRG9	CN 2+75 - TG	MIRG9	CN 2+75 - TG
34	CN 1+75 - TG	CN 1+75 - TG	CN 1+75 - TG	MIRG9	CN 1+75 - TG	MIRG9	CN 1+75 - TG
35	MIRG10	AMP PANAM	MIRG10	AMP PANAM	MIRG10	AMP PANAM	MIRG10
36	MIRG9	EDM1	MIRG9	EDM1	MIRG9	EDM1	MIRG9
37	CN 3+52 - TG						
38	CN 2+52 - TG	ACP 2 - MRG7					
39	CN 1+52 - TG	ACP 4 - MRG8	CN 2+52 - TG	ACP 2 - MRG7	AMP PANAM	CN 1+75 - TG	CN 1+52 - TG
40	AMP PANAM	CN 2+52 - TG	EDM1	ACP 4 - MRG8	EDM1	MIRG10	MIRG10
41	EDM1	CN 1+52 - TG	CN 1+52 - TG	CN 1+52 - TG	MIRG9	MIRG9	MIRG9
42	ACP 2 - MRG7	ACP 3 - MRG6	ACP 2 - MRG7	ACP 3 - MRG6	ACP 2 - MRG7	ACP 3 - MRG6	ACP 2 - MRG7
43	ACP 4 - MRG8	FORTUNA	ACP 4 - MRG8	BAYANO	ACP 4 - MRG8	EDM1	CN 2+52 - TG
44	ACP 3 - MRG6	BAYANO	ACP 3 - MRG6	FORTUNA	ACP 3 - MRG6	CN 3+52 - TG	AMP PANAM
45	PACORA	PACORA	PACORA	PACORA	PACORA	CN 2+52 - TG	EDM1
46	PANAM	PANAM	PANAM	PANAM	ACP 2 - MRG7	CN 1+52 - TG	MIRG9
47	CATIVA	CATIVA	CATIVA	CATIVA	ACP 4 - MRG8	ACP 2 - MRG7	AMP PANAM
48	JINRO	JINRO	JINRO	JINRO	CN 1+52 - TG	ACP 4 - MRG8	EDM1
49	BARC. ESPERANZA	BARC. ESPERANZA	BARC. ESPERANZA	BARC. ESPERANZA	ACP 3 - MRG6	ACP 3 - MRG6	CN 3+52 - TG
50	TCO CC	TCO CC	TCO CC	TCO CC	PACORA	PACORA	CN 2+52 - TG
51	CERRO AZUL	CERRO AZUL	CERRO AZUL	CERRO AZUL	PANAM	PANAM	ACP 2 - MRG7
52	TCO TG1	CERRO AZUL	CERRO AZUL	CERRO AZUL	CATIVA	CATIVA	ACP 4 - MRG8
53	TCO TG2	TCO TG1	TCO TG1	TCO TG1	JINRO	JINRO	CN 1+52 - TG
54	BLM6 TG	TCO TG2	TCO TG2	TCO TG2	TCO CC	TCO CC	ACP 3 - MRG6
55	BLM5 TG	MIRG5	MIRG5	MIRG5	BARC. ESPERANZA	BARC. ESPERANZA	PACORA
56	MIRG5				CERRO AZUL	CERRO AZUL	PANAM
57	BLM6 TG				CERRO AZUL	CERRO AZUL	CATIVA
58					TCO TG1	TCO TG1	TCO CC
59					TCO TG2	TCO TG2	JINRO
60					MIRG5	MIRG5	BARC. ESPERANZA
61							CERRO AZUL
62							CERRO AZUL
63							BARC. ESPERANZA
64							BARC. ESPERANZA
65							BARC. ESPERANZA
66							BARC. ESPERANZA

RED DE TRANSMISIÓN

Para el presente estudio se toma en cuenta el estado actual de la red de transmisión y el plantel de generación instalado, para los años venideros del periodo de corto plazo se incorporan al sistema los proyectos de transmisión que fueron recomendados y aprobados en los

Planes de Expansión que anteceden al presente. A continuación, se presenta la lista de los proyectos considerados y aprobados en el PESIN 2018 actualizando las fechas.

Tabla 6.3. Proyectos de Transmisión Corto Plazo

No	DESCRIPCIÓN	FECHA
1	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	09/30/2019
2	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	09/30/2019
3	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV	12/31/2019
4	ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	03/31/2020
5	ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	03/31/2020
6	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV	04/30/2020
7	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV	04/30/2020
8	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV 714 ACCC	04/30/2020
9	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	05/31/2020
10	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	05/31/2020
11	ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV	05/31/2020
12	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR	06/30/2020
13	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	06/30/2020
14	SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR	06/30/2020
15	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	06/30/2020
16	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	06/30/2020
17	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	06/30/2020
18	NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	12/31/2020
19	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	03/31/2021
20	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	05/31/2021
21	NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV	06/30/2021
22	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV	07/31/2021
23	LÍNEA PAN II - CHEPO 230 KV Y S/E CHEPO 230 KV NUEVA S/E CHEPO 230 KV	08/31/2021 08/31/2021
24	NUEVO SUBTERRANEO DE 34.5 KV DEL T1 DE LA SUBESTACIÓN LLANO SÁNCHEZ	10/31/2021
25	SEGUNDA LÍNEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	10/31/2021
26	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	11/30/2021
27	NUEVA S/E SABANITAS 230 KV	11/30/2021
28	ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR CHORRERA 230 KV 1x30 MVAR	01/31/2022
30	LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV	06/30/2022
31	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL - LLS 230 KV	06/30/2022
32	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV 2x30 MVAR	07/31/2022
33	ADICION BANCO CAPACITORES 20 MVAR STA. RITA 115 KV	07/31/2022
34	SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV	08/31/2022
35	LÍNEA SABANITAS - PANAMÁ III 230 KV	08/31/2022
36	PROYECTO TELFERS – SABANITAS 230 KV	01/31/2023
37	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 LLS - EHI 230 KV	04/30/2023
38	LÍNEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	07/31/2024
39	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 EHI - PAN 230 KV	03/31/2024
40	LÍNEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV	01/31/2028
41	ADICION BANCO CAPACITORES 20 MVAR STA. RITA 115 KV	07/31/2028
42	LÍNEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	07/31/2030
43	S/E BOQUERON III BARRA B 34.5 KV	

RED DE DISTRIBUCIÓN

En cumplimiento al Artículo 64 del Reglamento de Transmisión, punto d. iii) en donde se expone que la empresa de

transmisión, deberá coordinar con las empresas distribuidoras los proyectos de alta tensión (líneas y subestaciones) y

media tensión (líneas) en los puntos de interconexión de frontera con el Sistema Principal de Transmisión o Sistema de Conexión de Transmisión. ETESA ha consultado con los agentes distribuidores sobre las obras en alta y media tensión a considerarse dentro del presente Plan de

Expansión de Transmisión. De parte de las distribuidoras se realizaron reuniones para discutir el Plan de Expansión de cada una de ellas. A continuación, se presenta el resumen de los proyectos de expansión de las empresas distribuidoras para el periodo en estudio.

Tabla 6.4. Proyectos de Distribución

ENSA	Proyecto	Fecha	Descripción
1	Expansión S/E Geehan	Dic 2019	Adición de nuevo transformador de 20MVA (13.8/34.5/13.8). Geehan - 24dic - Pacora
2	Expansión I S/E Santa María	Dic 2020	Adición de nuevo de transformador TXN en la S/E por uno de 50MVA (115/13.8kV).
3	Expansión S/E Calzada Larga	Dic 2020	Nuevo transformador en la S/E Calzada Larga de 20MVA (115/13.8kV)
4	Expansión II S/E Santa María	Jun 2021	Reemplazo de transformador TX3 en la S/E por uno de 50MVA (115/13.8kV). Y retiro de transformador TX1 su carga se conectará al TXN (115/13.8kV). Además de expansión del patio de Alta tensión.
5	Expansión II S/E Santa María	Jun 2021	Se realizará una expansión en el Patio de 115kV de la S/E, además se construirá una nueva línea desde la S/E Santa María hasta la S/E Cáceres. Por otra parte se realizará una reestructuración de algunas líneas: La S/E Tinajitas se conectará en doble circuito a la S/E Panamá 115kV, desconectando la S/E Monte Oscuro de Tinajitas y de Panamá, la cual ahora se conectará directamente en doble circuito a la S/E Santa María
6	Nuevo TX Argos (CPA)	Jun 2021	Nuevo transformador (25MVA, 115/13.8kV) en la S/E Cemento Panamá para alimentar la carga de Chilibre y brindar mejor confiabilidad al sector
7	Nuevo transformador Santa Rita	Jun 2022	Adición de nuevo transformador de 20MVA (115/34.5/13.8)
8	S/E Cativá	Dic 2023	Esta nueva S/E secciona las líneas 115-30 Y 115-31 que van de la S/E Las Minas 1 a La S/E France Field, además se añade un nuevo tercer circuito de las Minas 1 a France Field. Cuenta con un transformador de 25MVA.
9	S/E Gonzalillo	Dic 2024	La Nueva S/E Gonzalillo seccionará las líneas 230-54 y 230-55 que van de la S/E Sabanita a la S/E Panamá II 230kV, cuenta en un inicio con un transformador de 50MVA.
10	Expansión Llano Bonito	Dic 2026	Adición de nuevo transformador de 50MVA (115/13.8kV).
11	Expansión Zona Colón	Dic 2028	Reestructuración de cableado y voltaje en líneas y S/E Colón y S/E Monte Esperanza
12	Brisas del Golf	Dic 2031	Nueva S/E Brisas del Golf, secciona la líneas 230-1C y 230-2C, adiciona un nuevo circuito desde la S/E Panama II y se instala un transformador de 25MVA (115/13.8kV).
EDEMET	Proyecto	Fecha	Descripción
1	Subestación Bella Vista (BVA), 115/13.8 kV Fase 1	Dic 2020	La Nueva S/E Bella Vista secciona las Líneas (115-21) provenientes de la S/E Cáceres y S/E La Locería, su recorrido será LOC-BVA-MAR.. Contará con 3 transformadores de 30MVA en 115/13.8kV.
2	Subestación Bella Vista (BVA), 115/13.8 kV Fase 2	Dic 2021	se propone la conexión de la segunda línea de alimentación en 115 kV para la subestación Bella Vista, mediante la reconfiguración de la línea 115-8. su recorrido será CAC-BVA-MAR
3	Transformador de SE El Higo	Dic 2021	Adición de nuevo Transformador de Potencia T4 de 50 MVA (230/115/13.8kV).
4	Subestación La Floresta 115 kV Fase 1	Dic 2022	La Nueva S/E La Floresta secciona los circuitos (115-5 y 115-35) provenientes de Cáceres y Santa María, cuenta con dos transformadores de 30MVA.
5	Transformador de SE Pocrí	Dic 2022	Reemplazar el transformador T2 de 25MVA de Pocrí por uno de 50MVA, 115/34.5kV, con lo que capacidad de transformación de la subestación aumentaría de 52.5MVA a 77.5MVA
9	Subestación Bella Vista (BVA), 230KV		Con la entrada de la nueva S/E Panamá 3 se instalarán 2 nuevos transformadores de 250MVA de 230/115kV.
6	Subestación Santiago 2	Dic 2023	La nueva S/E Santiago 2 seccionara la línea de ETESA 230-5A para alimentar con un doble circuito a 2 transformadores, 1 en 230/115kV el cual a travez de un nuevo circuito se conectará a la actual Santiago 115 como respaldo. Y el otro transformador será en 230/34.5kV para alimentar carga en Santiago.
7	Subestación La Floresta 115 kV Fase 2	Dic 2023	conexión a la nueva S/E Panamá 3 con dos líneas en 115kV
8	Línea Llano Sánchez – Pocrí, 115kV	Dic 2025	Nuevo circuito Llano Sánchez-Pocrí.
EDECHI	Proyecto	Fecha	Descripción
1	Conexión al SIN de RMT (34.5kV) de EDECHI en Subestación Veladero	Dic 2022	Adición de nuevo circuito de carga a la S/E Veladero, conexión del nuevo transformador 230/34.5kV de 30MVA
1	Subestacion Boqueron 4	Dic 2025	Instalación de un transformador de 50MVA 230/34.5kV, se conecta la carga de Boqueron 3

DEMANDA

El pronóstico de demanda utilizado en el presente Plan de Expansión es el realizado por ETESA y presentado en el informe Estudios Básicos 2019.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas entregadas por cada agente distribuidor.

Tabla 6.5. Demanda por Barra

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2018-2033 (MW)

ENSA	COD.	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Tocumen	TOC	77.58	83.87	86.72	88.95	90.96	87.57	89.31	90.68	91.74	92.93	94.02	97.95	98.92	99.87	100.83
Cerro Viento	CVI	83.43	88.77	91.36	94.00	96.50	87.61	92.82	93.26	93.08	95.02	97.47	98.55	95.85	96.22	97.41
Llano Bonito	LBO13	20.05	22.57	24.66	27.01	29.61	32.50	36.51	40.30	46.10	48.79	50.74	52.96	55.93	59.71	62.27
Santa María	SMA	90.63	94.76	97.70	100.93	104.24	106.47	108.62	110.73	113.08	116.92	119.25	121.45	123.69	125.63	128.26
Monte Oscuro	MOS	49.30	46.57	44.41	44.06	44.19	44.51	44.65	45.12	45.95	47.03	48.12	49.21	50.29	51.38	52.47
Tinajitas	TIN	63.88	66.28	68.78	71.40	73.82	58.99	59.64	60.25	60.82	61.35	61.83	62.27	62.65	62.98	63.24
Geehan	PAC	20.29	21.34	22.11	23.08	24.32	24.99	25.75	26.58	27.62	28.99	29.61	30.29	30.64	29.96	30.25
Chilibre (incluye el IDAAN)	CHI115	38.90	39.58	33.56	34.06	34.56	35.05	35.55	36.05	36.54	37.04	37.54	38.03	38.53	39.03	39.52
Calzada Larga	CLA13.8	10.32	10.90	11.36	11.81	12.26	12.72	13.17	13.63	14.08	14.53	14.99	15.44	15.90	16.35	16.81
France Field	FF13.8	60.60	73.24	76.52	77.45	67.10	67.73	68.11	68.58	69.00	69.42	69.86	70.14	70.61	71.07	71.46
Bahía Las Minas	L.M.13B	24.75	25.62	28.40	29.16	29.92	30.68	31.45	32.21	32.97	33.73	34.49	35.25	36.01	36.77	37.53
Bahía Las Minas 44 kV (anillo 44 kV: carga SE COL+ SE MH)	MHOPE	32.71	33.50	34.28	30.17	26.63	27.30	27.96	28.65	29.33	30.00	30.69	31.31	32.00	32.70	33.37
24 de Diciembre	24DIC13	41.28	44.87	49.64	52.30	54.92	57.73	60.39	61.74	62.80	63.83	64.98	66.04	67.15	68.09	69.02
Nueva S/E Costa del Este	CDE13A	40.78	45.73	49.99	52.00	53.40	54.57	55.96	56.96	57.50	57.71	57.93	58.15	58.37	58.59	58.80
Nueva S/E Santa Rita	STR13.8			5.38	5.43	5.47	5.51	5.56	5.60	5.65	5.69	5.74	5.78	5.83	5.87	5.91
Nueva S/E Argos	ARG			6.38	6.56	6.74	6.92	7.11	7.29	7.47	7.65	7.83	8.01	8.19	8.37	8.55
Nueva S/E Cativá	CAT513					13.68	14.05	14.44	14.72	15.06	15.41	15.73	16.23	16.52	16.80	17.14
Nueva S/E Gonzalillo	GON13						26.77	28.95	31.36	34.45	38.77	40.19	41.90	34.10	35.68	37.87
Nueva S/E Brisas del Golf	BGO													16.84	17.16	17.45
TOTAL ENSA		654.49	697.62	731.25	748.37	768.32	781.70	805.96	823.71	843.23	864.82	880.99	898.97	918.01	932.22	948.17
EDEMET		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Llano Sánchez 115 KV	LSA115	149.12	152.34	155.53	139.04	128.25	130.50	132.81	135.11	137.31	139.72	142.19	144.79	147.44	150.25	152.93
Llano Sánchez 34.5 KV	LSA34	1.46	1.49	1.52	1.54	1.56	1.59	1.62	1.64	1.67	1.70	1.73	1.76	1.79	1.83	1.86
El Higo	EHIG34	49.75	50.83	51.89	52.56	46.67	47.48	48.33	49.16	49.96	50.84	51.74	52.68	53.65	54.67	55.64
Chorrera	CHO34	77.34	79.03	80.89	81.92	82.88	84.38	85.88	87.38	88.79	90.32	91.93	93.60	95.30	97.12	98.85
San Francisco	SFR	119.04	121.24	119.78	118.31	119.75	121.74	123.75	125.74	127.64	129.69	131.84	134.06	136.33	138.71	141.00
Lotería	LOC	106.53	108.50	100.77	99.46	100.42	101.87	103.31	104.72	106.03	107.45	108.94	110.48	112.04	113.67	115.20
Marañón	MAR	91.89	93.60	85.56	84.42	85.18	86.36	87.53	88.66	89.71	90.85	92.05	93.28	94.52	95.82	97.03
Centro Bancario	CBA	78.44	79.89	77.56	76.59	77.47	78.71	79.96	81.19	82.36	83.62	84.95	86.32	87.71	89.17	90.58
Nueva S/E Burunga	BUR34	42.71	43.60	44.16	56.58	57.33	58.36	59.39	60.42	61.41	62.47	63.59	64.75	65.94	67.18	68.39
Nueva S/E El Torno	TOR	24.25	24.76	25.07	25.41	25.86	26.32	26.77	27.21	27.69	28.18	28.69	29.22	29.77	30.31	30.88
Nueva S/E Bella Vista	BVI13			28.00	28.00	29.40	30.87	32.41	34.03	35.74	37.52	39.40	41.37	43.44	45.61	47.89
Nueva S/E La Floresta	LAF13				10.20	10.33	10.52	10.70	10.89	11.07	11.26	11.46	11.67	11.88	12.11	12.32
Nueva S/E Santiago 2	STG234				18.49	18.74	19.07	19.41	19.74	20.07	20.42	20.78	21.16	21.55	21.96	22.35
El Coco (Penonome)	PEN2					19.21	19.63	19.97	20.30	20.67	21.00	21.41	21.79	22.19	22.56	23.02
TOTAL EDEMET		740.51	755.26	770.74	792.52	803.07	817.40	831.86	846.21	860.12	875.04	890.69	906.91	923.54	940.98	957.95

EDECHI		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Caldera 115 KV	CAL115	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.06	0.07	0.07
Progreso 34.5 KV	PRO34	7.72	7.84	8.01	8.13	8.27	8.44	8.61	8.77	8.95	9.13	9.32	9.51	9.71	9.93	10.14
Progreso 115 KV	PRO115	1.32	1.34	1.37	1.39	1.42	1.45	1.47	1.50	1.53	1.56	1.60	1.63	1.66	1.70	1.74
Mata de Nance 34.5 KV	MDN34	70.06	71.21	69.10	70.13	71.33	72.87	74.24	75.69	77.18	78.77	80.39	82.08	83.83	85.68	87.53
San Cristobal	SAC34	20.22	20.55	20.98	21.31	21.67	22.13	22.55	22.99	23.44	23.92	24.41	24.92	25.45	26.01	26.57
Cañazas (PTP)	CAN34	17.57	17.86	18.24	18.53	18.79	19.24	19.61	19.99	20.39	20.81	21.25	21.70	22.17	22.66	23.16
Isla Colon - Changuinola	CHA34	13.92	14.15	14.45	14.68	14.93	18.80	19.16	19.53	19.91	20.32	20.74	21.18	21.62	22.10	22.58
Boqueron III	BOQ34	9.74	9.90	10.06	10.27	10.43	10.61	10.83								
Boqueron IV	BOQ4								11.04	11.25	11.47	11.71	11.95	12.20	12.46	12.73
Veladero	VEL34			3.65	3.71	3.77	3.85	3.92	4.00	4.08	4.16	4.25	4.33	4.43	4.52	4.62
TOTAL EDECHI		140.59	142.90	145.91	148.21	150.65	157.44	160.44	163.57	166.78	170.21	173.73	177.37	181.14	185.13	189.14
GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)																
Grandes Clientes		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Argos	CPA115	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	7.94	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77	11.77
Cemex	CEMEX	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56	21.56
Manzanillo Internacional Terminal	MIT	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15	8.15
Minera Panama	BOT34	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00	239.00
ACP	ACP	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00	25.00
TOTAL Grandes Clientes (Sin Minera)		51.55	51.76	51.77	51.79	51.77	51.77	51.79	51.81	55.65	55.67	55.69	55.70	55.72	55.74	55.91
TOTAL Grandes Clientes Conectados el SPT		29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	29.50	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33	33.33
Pronóstico de Carga del SIN																
		2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
Demanda Maxima		1,951.49	2,002.35	2,052.70	2,102.57	2,151.94	2,200.82	2,249.22	2,297.14	2,344.58	2,391.54	2,438.04	2,484.06	2,529.62	2,574.72	2,644.99
Demanda Media		1,679.14	1,721.79	1,764.02	1,805.83	1,847.24	1,888.23	1,928.82	1,969.00	2,008.78	2,048.17	2,087.16	2,125.76	2,163.96	2,201.78	2,260.71
Demanda Minima		1,346.61	1,379.23	1,411.54	1,443.53	1,475.20	1,506.57	1,537.62	1,568.36	1,598.79	1,628.92	1,658.75	1,688.28	1,717.51	1,746.44	1,791.52



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 7

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 7

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

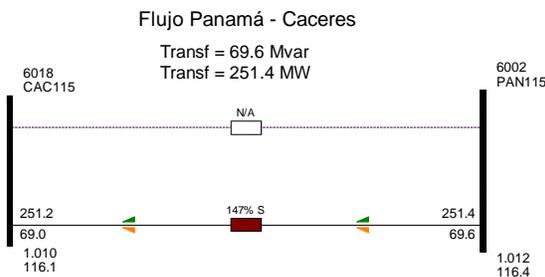
ANÁLISIS DE CASOS DE CORTO PLAZO

PERIODO LLUVIOSO 2019

Para este año se presentan restricciones debido a la falta de compensación reactiva y restricciones de flujo entre la S/E Panamá y Cáceres.

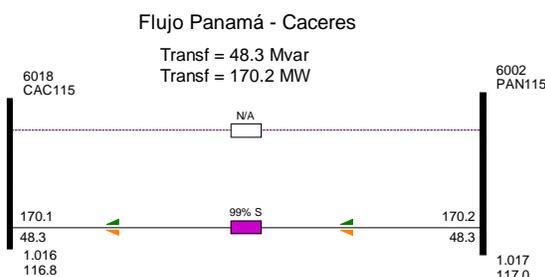
Las restricciones presentadas no permitirían el cumplimiento del despacho económico por lo que se tendría que mantener generación obligada en la Zona Atlántica para disminuir el flujo entre Panamá y Cáceres.

Figura 7. 1 Flujo línea 115-37 - falla 115-12, Sin Generación en Zona Atlántica



El flujo máximo permitido sería de 177MW por lo que se debe mantener generando 184MVA en la Zona Atlántica.

Figura 7. 2 Flujo línea 115-37 - falla 115-12, Con Generación en Zona Atlántica.

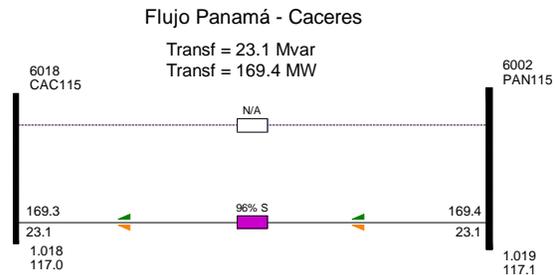


Para este escenario no se contará con el 3er circuito entre Panamá y Cáceres, de

forma temporal se ha propuesto la implementación de un Esquema de Desligue de Carga (EDCxPan_CAC) ante la pérdida de cualquiera de los dos circuitos (115-12 y 115-37) que permita aumentar el flujo por este corredor.

La operación del mismo permitiría aumentar el flujo entre Panamá y Cáceres de 177MW (Establecido por el CND) a 225MW, por lo que se pudiera disminuir la generación obligada (75MW vs 184MW).

Figura 7. 3 Flujo línea 115-37 - falla 115-12, Considerando el EDCxPan_CAC.



Bajo estas condiciones el EDCxPAN_CAC tendría que desligar aproximadamente 162MW, la demanda a desligar sería de las SSEE San Francisco, Centro Bancario y Locería.

Como se mencionó con anterioridad el SIN además de las restricciones de transmisión carece de reservas reactivas, dichas reservas son necesarias para mantener el voltaje estable de darse alguna contingencia.

La falta de compensación reactiva estática y dinámica solo podría ser solventada con generación obligada en centro de carga, dado que en la actualidad no se tiene instalado un elemento que sea capaz de generar la compensación

requerida de forma variable automáticamente (dinámica).

Tomando en cuenta lo anterior el flujo máximo sería de 870MW., considerando la disponibilidad de toda la compensación reactiva instalada en la actualidad, además de la restricción entre Panamá y Cáceres con y sin el EDCxPAN_CAC.

El aprovechamiento de la generación hidroeléctrica en occidente sería del 66%.

Según el Plan de Inversiones se espera la puesta en servicio de bancos de capacitores que totalizarían 60MVAR en la S/E Panamá II, por lo que se incrementaría el soporte reactivo y se aumentaría el flujo desde occidente a 956MW.

Para este periodo se espera la entrada en operación del STATCOM en la S/E Llano Sanchez, elemento que subsanará en parte la falta de reactivo dinámico que mantiene el sistema operando con restricciones.

Figura 7. 4 Reserva Reactiva S/E Panamá 115KV

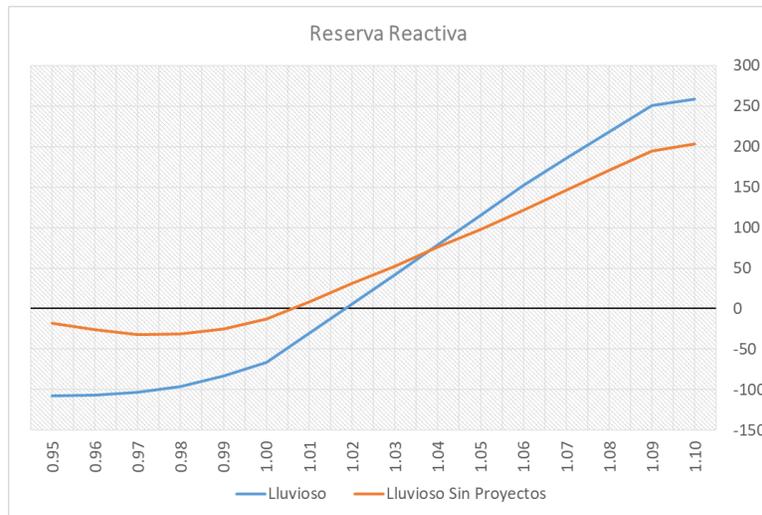
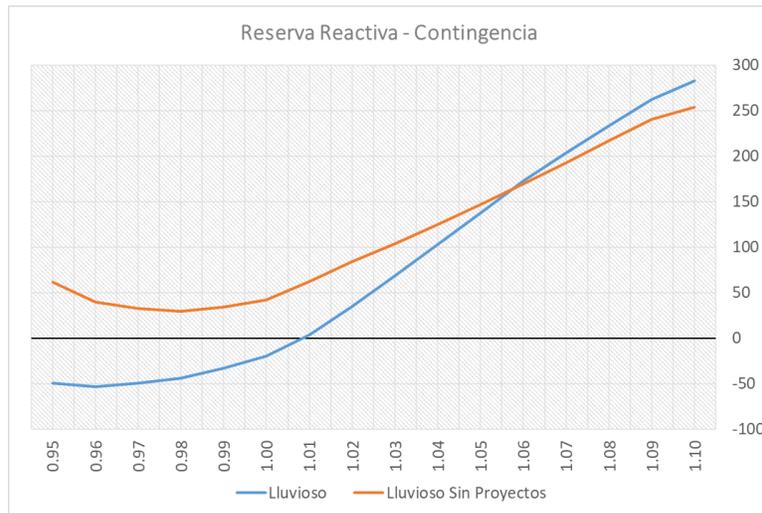


Figura 7. 5 Reserva Reactiva S/E Panamá 115KV Contingencia ECO-BUR



Considerando la entrada oportuna de todos los proyectos el SIN mantiene suficiente reserva reactiva para soportar condiciones de falla, contrario a lo que se aprecia del escenario sin los proyectos.

Como se puede apreciar ante la contingencia de la línea El Coco – Burunga (ECO-BUR) el SIN no mantendría la reserva mínima (10MVAR) para el escenario sin los proyectos de transmisión.

El flujo máximo desde occidente no podrá superar los 1031MW, siempre y cuando se mantenga disponible toda la compensación reactiva (banco de capacitores y STATCOM) de lo contrario el monto podría ser inferior.

El aprovechamiento de la generación hidroeléctrica en occidente aumentaría al 81%.

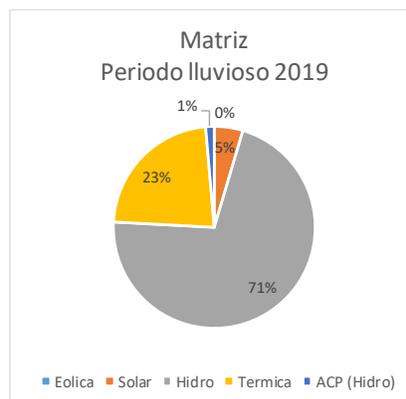
Cabe mencionar que estas cifras se tienen tomando en cuenta la operación del EDCxPAN_CAC y la disponibilidad de la CH Changuinola que en este momento se mantiene fuera de servicio por mantenimiento.

En caso tal, la CH Changuinola entre en operación pasada la fecha prevista el sistema tendría la capacidad de transportar toda la generación disponible en occidente.

Tabla 7.1. Resumen: Despacho del Año 2019 Época Lluviosa – Demanda Máxima

Periodo Lluvioso	Instalada (MW)	Max (MW)	% Gen/Inst	Min (MW)	% Gen/Inst
Eolica	270.00	0.00	0%	0.00	0%
Solar Centro	127.41	59.89	47%	0.00	0%
Solar Occidente	74.00	34.79	47%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,493.02	1,213.25	81%	1,112.55	75%
Hidro Oriente	260.00	246.00	95%	40.00	15%
Hidro Centro	13.69	12.99	95%	12.99	95%
Termica	1,401.64	210.27	15%	0.00	0%
ACP (Hidro)	58.50	28.40	49%	28.40	49%
Minera Panama	274.00	260.30	95%	239.00	87%
Total	3,972.26	2065.89	55%	1432.94	38%
Renovable	2,164.12	1,595.32	77%	1,193.94	83%
TRANSFER		1,031.00	69%	958.00	64%

Figura 7. 6 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso 2019



AÑO 2020

Para este año no se presenta generación obligada en la época seca debido a la baja

hidrología que predomina en este periodo, bajo estas circunstancias se presentan grandes aportes de fuentes térmicas, solares y eólicas.

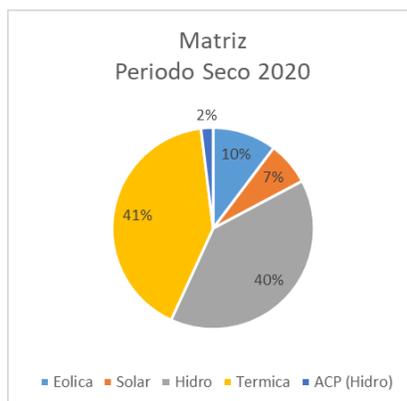
Dado que en su totalidad las fuentes térmicas se encuentran conectadas cerca de los centros de carga el sistema mantiene mayor reserva reactiva lo que permite mantener el sistema operando de forma estable.

En total la generación térmica representaría el 41.22% de la generación total del sistema, mientras que la renovable no convencional tendría un 17.21% de participación.

Tabla 7.2. Resumen: Despacho del Año 2020, Época Seca

Periodo Seco	Instalada (MW)	MAX (MW)	% Gen/Inst	MIN (MW)	% Gen/Inst
Eolica	270.00	210.60	78%	121.52	45%
Solar Centro	117.52	83.44	71%	0.00	0%
Solar Occidente	83.89	59.56	71%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,493.02	584.21	39%	584.32	39%
Hidro Oriente	260.00	225.00	87%	50.00	19%
Hidro Centro	13.69	4.78	35%	4.78	35%
Termica	1,401.64	601.88	43%	370.50	26%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	68%
Minera Panama	274.00	245.00	89%	245.00	89%
Total	3,972.26	2054.07	54%	1415.72	38%
Renovable	2,212.73	1,207.20	59%	800.22	57%
TRANSFER		475.00		477.80	

Figura 7. 7 Matriz de Generación, Periodo Seca 2020

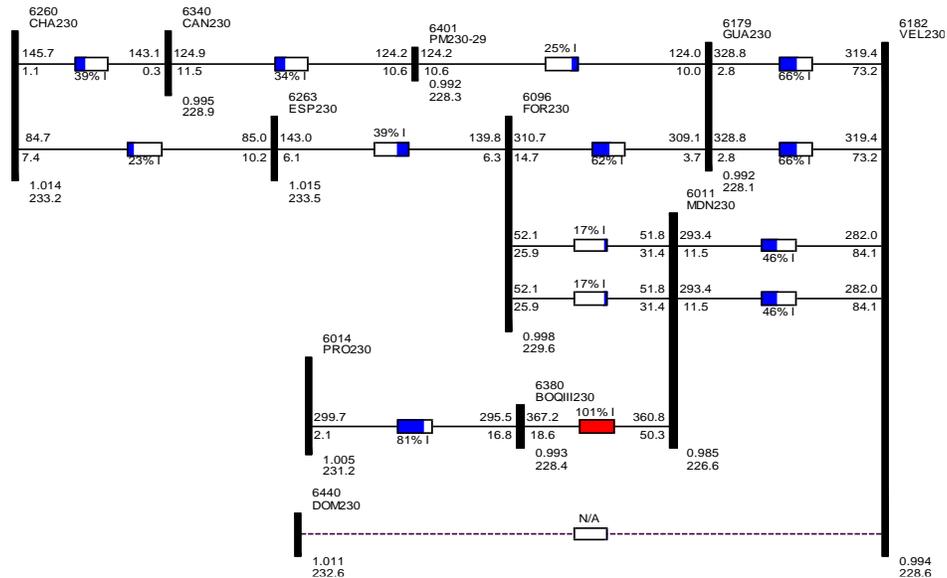


Para este periodo (1 semestre del año) se espera la entrada en operación del STATCOM en la S/E Panamá II, dicho elemento es de suma importancia dado que en la época lluviosa debido a los altos flujos de energía desde occidente se requiere de grandes volúmenes de reservas reactivas para mantener el sistema estable.

Para la época lluviosa considerando grandes aportes hídricos el sistema mantendría restricciones en la zona occidente del país, dado que ante la pérdida de la línea 230-25a (Dominical – Veladero) se sobrecargaría la línea 230-9a (Mata de Nance – Boquerón III).

Figura 7. 8 Flujo línea 230-9a - falla 230-25a, Generación Total de la Zona

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
ZONA OCCIDENTE**

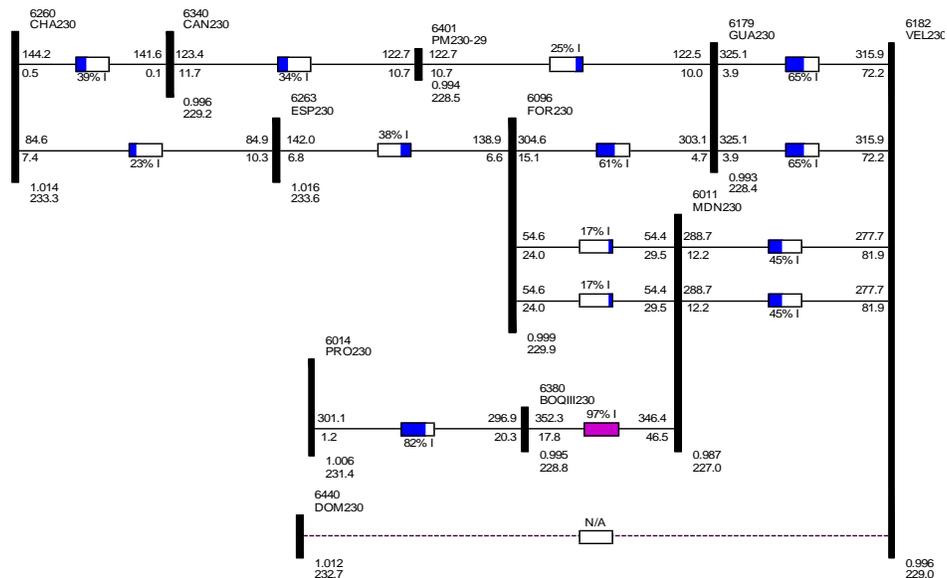


Tomando en cuenta lo anterior se debe desplazar 17.28MW entre las plantas que se encuentran conectadas en la SSEE Dominicana, Boquerón III y Progreso.

A continuación, se muestra el resultado del flujo considerando la contingencia de la línea 230-25a luego de desplazar la potencia necesaria.

Figura 7. 9 Flujo línea 230-9a - falla 230-25a, Con Generación desplazada en la Zona

**SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISION
ZONA OCCIDENTE**



El problema principal que mantiene el sistema para la época lluviosa es la falta de compensación reactiva. Dicho

requerimiento es necesario para mantener los niveles de voltaje de forma tal que de darse alguna contingencia la

misma sea superada con facilidad sin causar inestabilidad en el voltaje.

Figura 7. 10 Reserva Reactiva S/E Chorrera 230KV

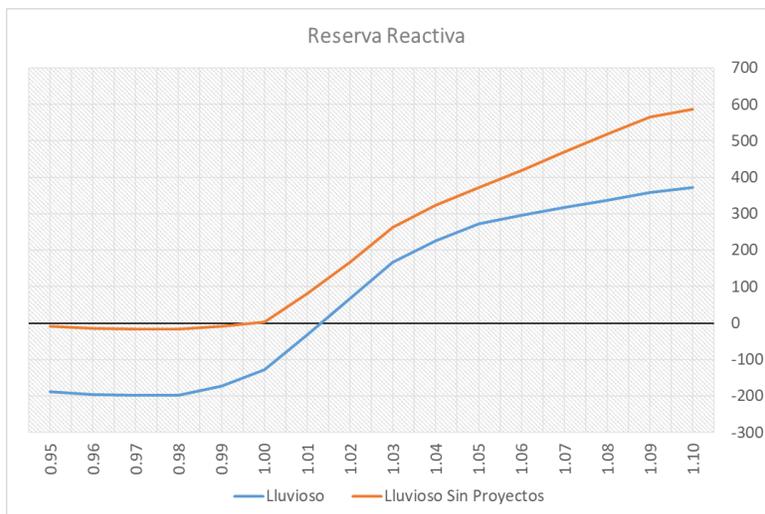
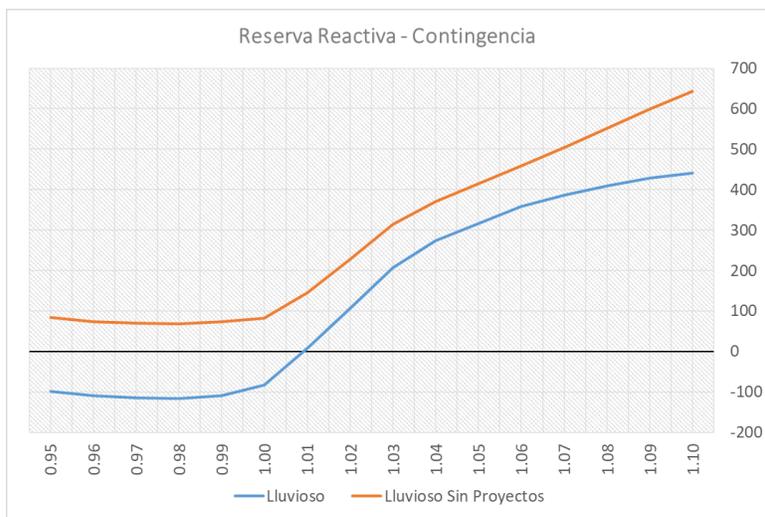


Figura 7. 11 Reserva Reactiva S/E Chorrera 230KV, Falla ECO-BUR



Dicho esto, de darse un atraso en la entrada en operación de los bancos de capacitores a instalarse en las SSEE Veladero, San Bartolo y Llano Sánchez se tendría que desplazar 69MW en la zona occidente.

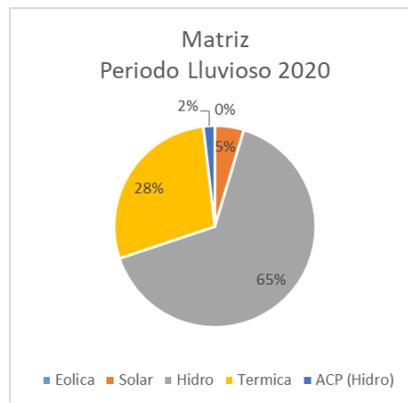
circuito entre Panamá y Cáceres, por lo que el flujo considerando la operación del EDCxPAN_CAC debe ser limitado a 225MW.

Para este escenario todavía no se cuenta con la entrada en operación del 3er

Tabla 7.3. Resumen: Despacho del Año 2020 Época Lluviosa

Periodo Lluvioso	Instalada (MW)	MAX (MW)	% Gen/Inst	MIN (MW)	% Gen/Inst
Eolica	336.00	0.00	0%	0.00	0%
Solar Centro	138.37	65.03	47%	65.03	0%
Solar Occidente	74.00	34.78	47%	34.78	0%
Hidro Occid.	1,493.02	1,389.80	93%	1,199.71	0%
Hidro Oriente	260.00	0.00	0%	0.00	0%
Hidro Centro	13.69	12.99	95%	12.99	0%
Termica	1,401.64	363.47	26%	523.52	0%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	0%
Minera Panama	274.00	245.00	89%	245.00	0%
Total	4,049.22	2,150.68	56%	2,120.64	0%
Renovable	2,299.58	1,542.21	72%	1,352.12	64%
TRANSFER		1,197.70		1,019.80	

Figura 7. 12 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso 2020



AÑO 2021

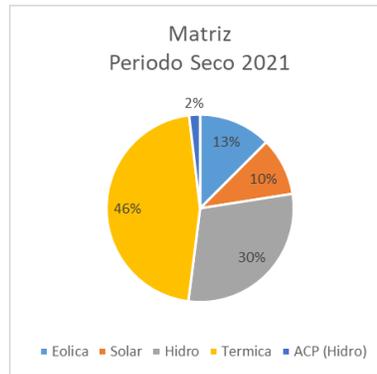
La disminución de los aportes hídricos que se presentan en el periodo seco permitirían que el SIN opere de forma segura debido a que no se cuentan con grandes volúmenes de energía transmitida desde occidente.

El periodo seco mantendría un despacho térmico de 791MW por lo que dicho monto aumenta considerablemente la reserva de reactivo manteniendo el SIN estable ante condiciones de falla.

Tabla 7.4. Resumen: Despacho del Año 2021 Época Seca

Periodo Seco	Instalada	MAX (MW)	% Gen/Inst	MIN (MW)	% Gen/Inst
Eolica	336.00	262.08	78%	151.20	45%
Solar Centro	190.37	135.16	71%	0.00	0%
Solar Occidente	104.00	73.84	71%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,493.02	385.38	26%	295.53	20%
Hidro Oriente	260.00	228.00	88%	0.00	0%
Hidro Centro	13.69	4.13	30%	4.13	30%
Termica	1,401.64	719.30	51%	697.10	50%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	68%
Minera Panama	274.00	245.00	89%	245.00	89%
Total	4,131.22	2,092.49	53%	1,432.56	37%
Renovable	2,351.58	1,128.19	54%	490.46	34%
TRANSFER		310.53	21%	208.27	14%

Figura 7. 13 Matriz de Generación, Periodo Seco Demanda Máxima 2021



Caso contrario al periodo seco, el periodo lluvioso presenta generación obligada de no contar con el nuevo circuito subterráneo entre Panamá y Cáceres.

Como se puede apreciar si no se considera generación obligada se presentaría sobrecargas en el circuito 115-37.

Figura 7. 14 Flujo PAN – CAC, Sin considerar el 3er circuito.

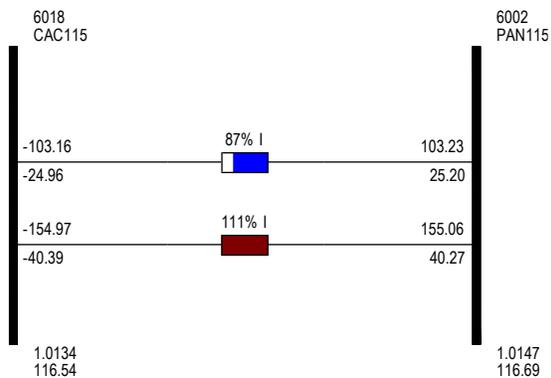
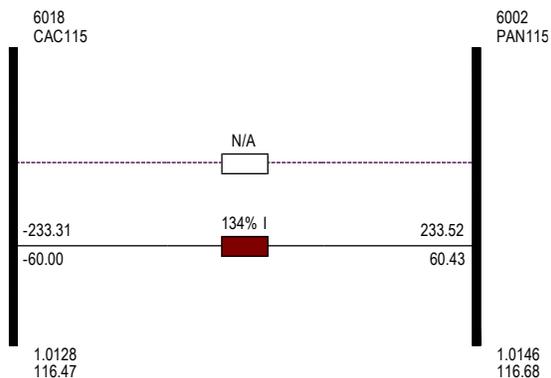


Figura 7. 15 Flujo PAN – CAC, Sin considerar el 3er circuito – Contingencia 115-12



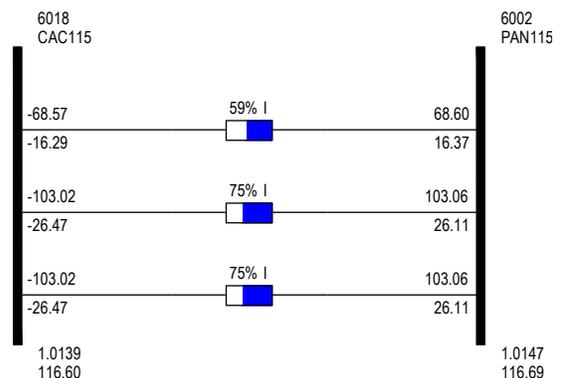
La contingencia de la línea 115-12 sobrecargaría de igual manera el circuito 115.37, ver Figura 7. 15.

Esta restricción se disminuye considerando la operación del EDCxPAN_CAC en total se necesitarían 48MW de obligada en la Zona Atlántica.

Esta restricción no afectaría el flujo desde occidente ya que se pudiera desplazar generación en Costa Norte para generarla en la Zona Atlántica.

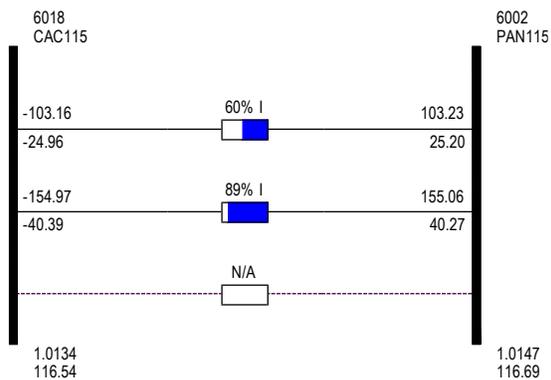
La entrada oportuna del tercer circuito entre Panamá y Cáceres eliminaría por completo la generación obligada a causa de las restricciones en occidente.

Figura 7. 16 Flujo PAN – CAC, Sin considerar el 3er circuito.



Con este nuevo circuito este corredor cumpliría con el criterio N-1

Figura 7. 17 Flujo Panamá – Cáceres, Con 3er circuito – falla 115-12

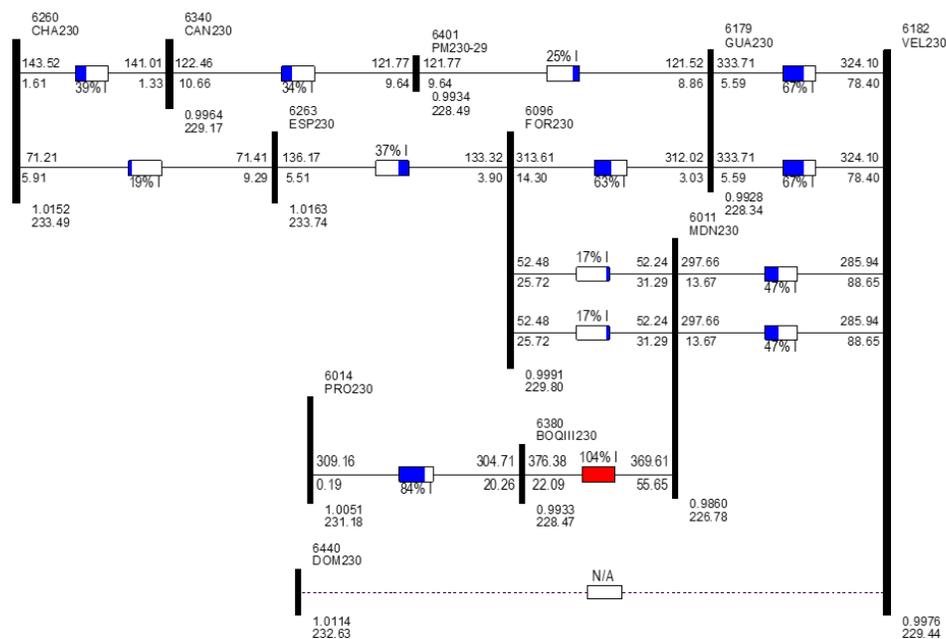


Al resolver la sobrecarga de Cáceres, el sistema queda sin generación en el área

atlántica provocando falta de compensación reactiva en Santa Rita en estado N-1, por lo que entra al despacho 8.5MW de generación obligada desplazando energía en centro de carga, evitando así afectar al flujo de occidente y resolviendo el tema de bajos voltajes.

De darse algún retraso en la entrada en operación del proyecto Frontera – Mata de Nance se generarían restricciones específicamente a las generadoras conectadas en las SS/EE Progreso, Dominical y Boquerón III.

Figura 7. 18 Flujo línea 230-9a - Falla 230-25a, Sin Proyecto Front – MDN

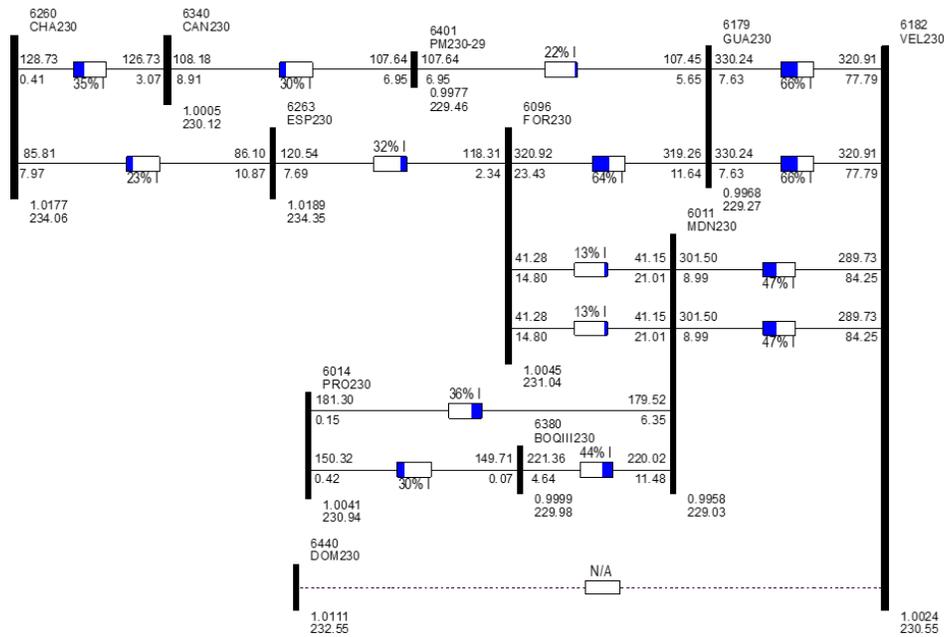


En total se tendrían que desplazar 26MW dado que ante la pérdida de la línea Veladero – Dominical (230-25a) se sobrecargaría la línea Boquerón – Mata de Nance 230-9a.

Bajo estas condiciones el flujo máximo desde occidente sería de 1231MW, el aprovechamiento de la generación hidro de occidente sería del 93%.

Considerando la entrada del proyecto Frontera – Mata de Nance se pudiera aprovechar el 95% de la generación instalada en occidente haciendo la salvedad de que el 5% restante se debe guardar como reserva rodante, el flujo desde occidente sería de 1259MW.

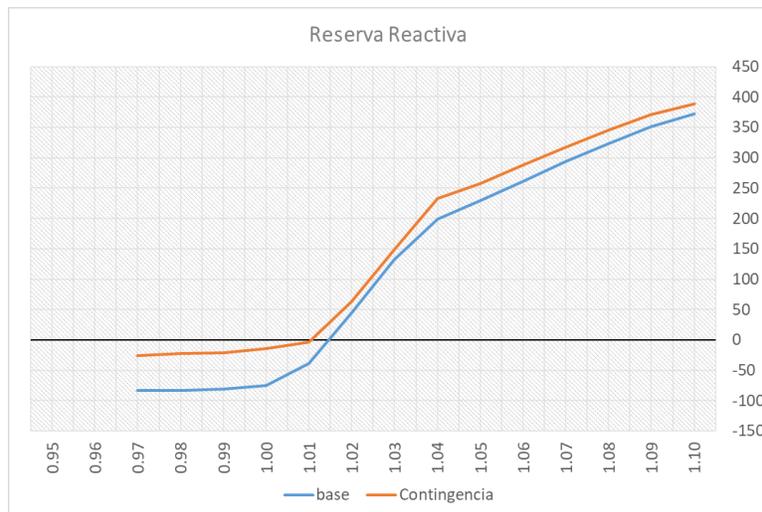
Figura 7. 19 Flujo línea 230-9a - Falla 230-25a, Con el Proyecto Front – MDN



Cabe mencionar que este escenario demanda toda la compensación reactiva instalada en el SPT a tal punto que el STATCOM en S/E Llano Sanchez se encuentra al máximo de su capacidad, mientras que el STATCOM en S/E Panamá II aporta 53.34MVAR.

A continuación, se presenta la reserva reactiva del caso vs la contingencia de la línea El Coco – Burunga.

Figura 7. 20 Reserva Reactiva S/E PAN 115KV, falla ECO-BUR, Lluv - 2021

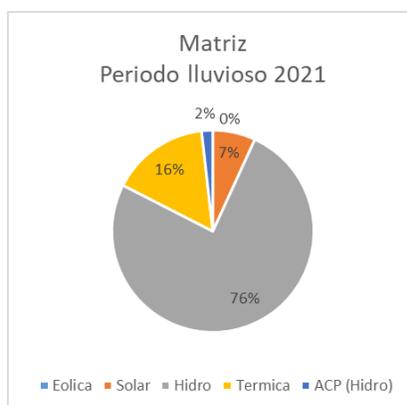


En la Tabla 7.5 , se muestra la distribución del despacho por tecnología y por zona.

Tabla 7.5. Resumen: Despacho del Año 2021 Época Lluviosa

Periodo Lluvioso	Instalada	MAX (MW)	% Gen/Inst	MIN (MW)	% Gen/Inst
Eolica	336.00	0.00	0%	0.00	0%
Solar Centro	217.48	102.26	47%	0.00	0%
Solar Occidente	104.00	48.88	47%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,493.02	1,413.06	95%	1,218.72	82%
Hidro Oriente	260.00	245.00	94%	0.00	0%
Hidro Centro	13.69	12.99	95%	12.99	95%
Termica	1,401.64	101.50	7%	9.50	1%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	68%
Minera Panama	274.00	245.00	89%	239.00	87%
Total	4,158.33	2,208.28	56%	1,519.81	38%
Renovable	2,378.69	1,861.78	84%	1,271.31	84%
TRANSFER		1,259.00		1,076.00	

Figura 7. 21 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso Demanda Máxima 2021



AÑO 2022

Con la entrada de la S/E Panamá III y la S/E Sabanitas (unifilares Anexo III-2), se concretarían todos los requerimientos que tiene el SIN para garantizar la evacuación de toda la energía generada con las plantas térmicas de GNL que estén disponible (según Plan de Expansión Indicativo de Generación) en el área de Colón hacia los diferentes centros de carga en el centro del país. Esta

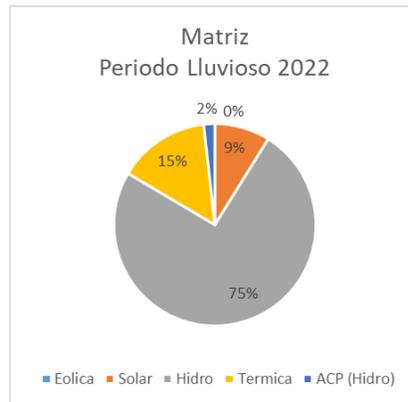
generación desplazaría las plantas conectadas al área de 115 KV de la provincia de Colón lo que significaría que esta área se quedaría sin soporte de reactivo lo cual debe ser subsanado con la instalación de capacitores en la S/E Santa Rita.

Este escenario no presenta generación obligada siempre y cuando todos los agentes conectados al SPT cumplan con sus obligaciones de calidad y seguridad.

Tabla 7.6. Resumen: Despacho del Año 2022 Época Lluviosa

Periodo Lluvioso	Instalada (MW)	MAX (MW)	% Gen/Inst	MIN (MW)	% Gen/Inst
Eolica	336.00	0.00	0%	0.00	0%
Solar Centro	308.47	144.97	47%	0.00	0%
Solar Occidente	114.00	53.58	47%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,493.02	1,413.84	95%	1,238.74	83%
Hidro Oriente	260.00	244.00	94%	0.00	0%
Hidro Centro	13.69	12.99	95%	12.99	95%
Termica	1,826.34	84.75	5%	9.50	1%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	68%
Minera Panama	274.00	245.00	89%	239.00	87%
Total	4,684.02	2,238.73	50%	1,539.83	35%
Renovable	2,469.68	1,908.98	85%	1,291.33	84%
TRANSFER		1,137.00		1,002.20	

Figura 7. 22 Matriz de Generación, Periodo Lluvioso Demanda Máxima 2022



RESUMEN DE CORTO PLAZO

El problema principal que presenta el SIN es la respuesta dinámica de compensación reactiva, debido a que ante la pérdida de un elemento del SPT o algún elemento conectado al SPT se reflejan caídas de voltajes que no pueden ser ajustadas por la compensación reactiva conectada actualmente en el SIN.

Es de suma importancia la conexión de los STATCOM en Llano Sánchez y Panamá II, además de la instalación de nueva compensación reactiva (capacitiva) en Llano Sánchez, Chorrera, Panamá II, San Bartolo, Veladero, y la disponibilidad completa de la compensación ya instalada en el SIN.

Para mejorar la estabilidad del SIN ante fallas en el mismo es importante mantener los STATCOM en niveles que permitan que actúen al ocurrir una contingencia y

no en estado estable, por lo que los mismos de ser posible deben estar operando muy cerca de OMVAR.

Las restricciones provocadas por sobrecargas de líneas deben ser corregidas con la repotenciación de las líneas Mata de Nance – Veladero, Guasquitas – Veladero y el proyecto Frontera – Mata de Nance y sobre todo la instalación de un nuevo circuito entre Panamá – Cáceres.

Los escenarios presentan valores de voltajes en los nodos del SPT dentro del rango de $\pm 5\%$ establecidos en el Reglamento de Transmisión, tendiendo siempre a llevarlos lo más cercano al límite superior con la finalidad de aumentar el flujo desde occidente.

Para los años 2019 al 2021, se presenta generación obligada ya sea por restricciones de flujos en estado estable y

contingencia, como para dar soporte reactivo. Para garantizar el buen funcionamiento del sistema se debe mantener generación obligada específicamente ubicada en Zona Atlántica (115 KV).



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 8

PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 8

PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos propuestos a instalarse como parte del Sistema Principal de Transmisión para el periodo de corto plazo, 2019 – 2022, fueron aprobados en Planes de Expansión anteriores (PESIN 2018), muchos de los cuales se encuentran en construcción, o próximos a iniciar la misma.

AUMENTO DE LA CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA.

Se espera que en el horizonte de estudio se presente un aumento considerable de la demanda lo cual conllevaría a que se presentara sobrecarga en varios de los transformadores instalados en los diferentes puntos de entrega de energía a las empresas distribuidoras. Para evitar estas sobrecargas se prevé el aumento de la capacidad de transformación mediante la instalación de nuevos transformadores y el reemplazo de algunos transformadores cuyo periodo de vida o capacidad de transformación se verían limitados. Adicionalmente, es importante mencionar que ETESA debe cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 indicado en el Artículo 89 del Reglamento de Transmisión:

“Artículo 89: El criterio de seguridad del sistema principal de transmisión es el criterio N-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple.

Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no

proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor.”

1. Adición Transformador T2 S/E Changuinola 230/115/34.5 KV

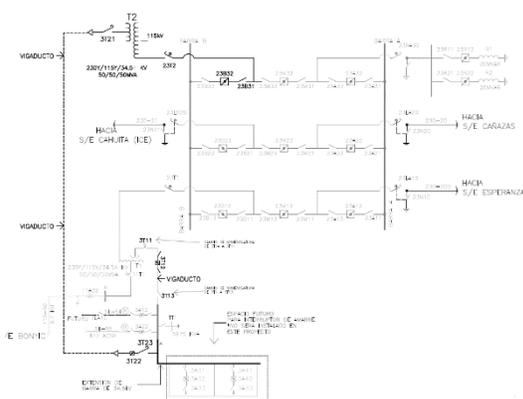
Con el propósito de que la S/E Changuinola cumpla con el Criterio de Seguridad N-1, se ha considerado necesario la adición de un segundo transformador 230/115/34.5 KV, con igual capacidad que el T1, 50/50/50 MVA, en sus tres devanados, ya que este equipo forma parte del Sistema Principal de Transmisión. Actualmente, si se da mantenimiento al transformador T1 existente, se queda sin suministro de energía el área de Bocas del Toro (Changuinola), además que se pierde la generación de la Central Hidroeléctrica Bonyic.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Ampliación del patio de 230 KV de la S/E Changuinola mediante la adición de una nave de interruptor y medio, con dos (2) interruptores y demás equipos asociados, cuchillas, CTs, Pts, etc. para la conexión del transformador T2.

- Adquisición de un transformador T2, 230/115/34.5 KV, con capacidad de 50 MVA en sus tres devanados.
- Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de dos (2) interruptores, uno para la conexión del T2 y uno para conectar el T1, que actualmente entra directo a la barra. Además, los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc), para la conexión del transformador a la barra sencilla de 34.5 KV

Esquema del Proyecto



Contrato: Por licitar

Estado del Proyecto: en diseño

Inicio de Operación: noviembre de 2021

Costo estimado: B/. 6,971,187

Beneficios

Con la adición de estos nuevos transformadores, se aumenta la capacidad y la confiabilidad del sistema en cuanto a la transformación de energía que debe ser entregada a las empresas de distribución en los diferentes puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión.

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El 31 de septiembre de 2018, se publicó en Panamacompra la LP No. 2018-2-78-0-01-LV-010738
- El 8 de marzo de 2019, día de la apertura de sobres, no se presentó ningún proponente, declarándose desierta la Licitación.
- Se procede con la revisión del precio de Referencia, ajustándolo a B/. 3,920,000.00, y el 4 de abril de 2019, se publica nuevamente la segunda Convocatoria,
- El 6 de septiembre de 2019 se realiza la apertura de sobres, recibiendo dos propuestas, las cuales se encuentran en evaluación.

2. Nuevo Subterráneo de 34.5 kV del T1 de la Subestación Llano Sánchez

Debido a la instalación del nuevo autotransformador T1 de la subestación Llano Sánchez 230/115/34.5 KV con capacidad de 100/100/100 MVA en sus tres devanados, será necesario la instalación de un nuevo circuito subterráneo desde el devanado de 34.5 KV del nuevo T1 hasta el patio de 34.5 KV de la subestación. Esto con el propósito de que pueda llevar la totalidad de la capacidad de este devanado, 100 MV, ya que el circuito existente solo tiene capacidad para 30 MVA.

Con este propósito se construirá un nuevo vigaducto con un circuito subterráneo, de aproximadamente 200mts de longitud, con tres (3) cables 1000 XLPE por fase.

Contrato: Por licitar

Estado del Proyecto: en diseño

Inicio de Operación: diciembre de 2020

Costo estimado: B/. 850,000

Adición de Compensación Reactiva

Existe restricción de flujos en la Red de Transmisión, además los bajos niveles de

voltaje y reserva de potencia reactiva que se presentan en algunos puntos del Sistema Principal de Transmisión, los cuales se provocan cuando se transfiere gran cantidad de energía generada por las plantas hidroeléctricas ubicadas en el occidente del país y que debe ser transferida hacia los principales centros de carga, en la ciudad de Panamá y Colón. Esta situación se agudiza en los escenarios de demanda alta en época lluviosa, a pesar que se ha invertido en la instalación de bancos de capacitores a finales del 2012, en las Subestaciones Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y Panamá II 115 KV (120 MVAR) y en el 2013 en Panamá II 230 KV (120 MVAR) y en Panamá 115 KV (aumento a 120 MVAR).

Con el propósito de tomar medidas concretas tendientes a eliminar estas restricciones se contrató a la empresa Manitoba Hydro International para la consultoría "Estudios y Diseño de Dos Subestaciones de Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC) en las Subestaciones de Llano Sánchez y Panamá II". El resultado de esta consultoría arrojó que era necesario adicionar dos compensadores estáticos de potencia reactiva (SVC) de +120/-30 MVAR en las Subestaciones Llano Sánchez y Panamá II, además de la instalación de bancos de capacitores en las Subestaciones Panamá II 230 KV (2 x 30 MVAR) y Chorrera (3 x 30 MVAR). Además, estudios realizados por ETESA han determinado la necesidad de instalación de compensación reactiva (Capacitiva) en la S/E Veladero, Llano Sánchez y San Bartolo, mientras que en la S/E Changuinola y Guasquitas se necesitaría la instalación de reactores.

3. Adición de Bancos de Capacitores de 60 MVAR en Subestación Panamá II 230 KV

Contrato: GG-112-2015
Estado del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: abril de 2020
Costo: B/. 7,019,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- Los suministros de los equipos a ser instalados se encuentran en sitio desde octubre de 2016.
- ETESA realizó una contratación para la construcción de plataformas, movimiento de tierra y conformación de taludes, que impactaban los siguientes proyectos: Capacitores de Panamá II, Capacitores de Chorrera y Statcom's de Llano Sánchez y Chorrera.
- El contrato de movimiento de tierra debió culminarse en 2016, sin embargo, las plataformas de los capacitores no fueron entregadas hasta octubre de 2018 para Panamá II, y febrero de 2019 para SE Chorrera.
- Esta demora ha generado 3 adendas de extensión de tiempo para la ejecución del contrato, el cual a día de hoy cuenta con un avance físico del 95% para Panamá II y de 80% para Chorrera.
- El retraso de este proyecto no se basa en problemas de la ejecución per sé del mismo, sino de contratar separadamente la construcción de las terracerías lo cual ha impactado negativamente la puesta en servicio del proyecto.

4. Adición de Bancos de Capacitores de 90 MVAR en Subestación Chorrera 230 KV

Contrato: GG-112-2015
Estado del Proyecto: en ejecución
Inicio de Operación: abril de 2020
Costo: B/. 7,487,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- Los suministros de los equipos a ser instalados se encuentran en sitio desde octubre de 2016.
- ETESA realizó una contratación para la construcción de plataformas, movimiento de tierra y conformación de taludes, que impactaban los siguientes proyectos: Capacitores de Panamá II, Capacitores de Chorrera y Statcom's de Llano Sánchez y Chorrera.
- El contrato de movimiento de tierra debió culminarse en 2016, sin embargo, las plataformas de los capacitores no fueron entregadas hasta octubre de 2018 para Panamá II, y febrero de 2019 para SE Chorrera.
- Esta demora ha generado 3 adendas de extensión de tiempo para la ejecución del contrato, el cual a día de hoy cuenta con un avance físico del 95% para Panamá II y de 80% para Chorrera.
- El retraso de este proyecto no se basa en problemas de la ejecución per sé del mismo, sino de contratar separadamente la construcción de las terracerías lo cual ha impactado negativamente la puesta en servicio del proyecto.

5. STATCOM Panamá II y Llano Sánchez

Basado en los análisis de flujo se identificó la necesidad de contar con equipos que compensaran al SIN de forma dinámica (SVC, STATCOM), se consideró la instalación de dos STATCOM con capacidad de

compensación capacitiva e inductiva de +120/-120 MVAR,

Con la adición de estos STATCOM en las Subestaciones Llano Sánchez y Panamá II, se brindará la potencia reactiva necesaria para mantener el voltaje del sistema dentro de los límites permitidos de manera automática de presentarse alguna contingencia en el Sistema Interconectado Nacional, cumpliendo así con el Reglamento de Transmisión.

Este elemento permitiría aumentar considerablemente el flujo de energía desde occidente beneficiando la generación producida por las plantas hidroeléctricas localizadas en el occidente del país, en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.

Contrato: GG-037-2016

Estado del proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: junio de 2020

Costo S/E Llano Sánchez: 22,702,000

Costo S/E Panamá II: 21,652,000

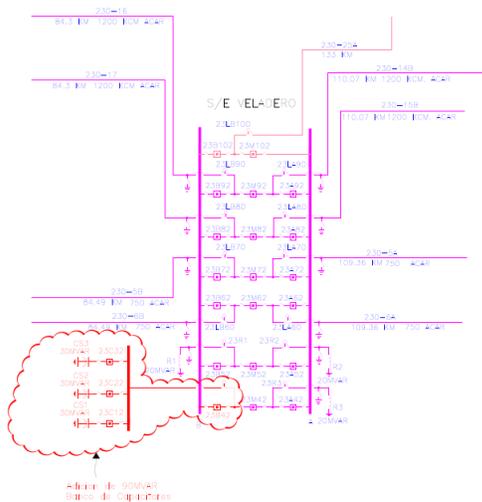
Costo total de B/. 44,354,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

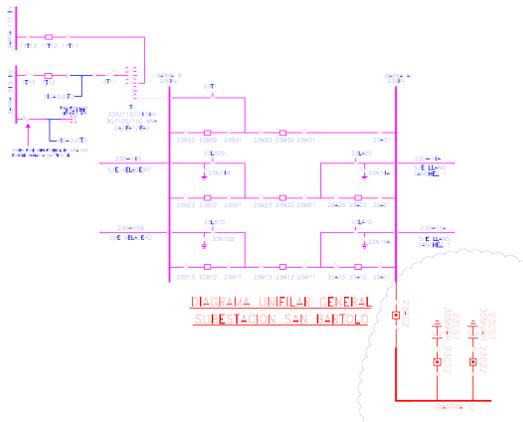
- ETESA dio la Orden de Proceder a CONSORCIO VIMAC, S.A. y HYOSUNG CORPORATION, a partir del 20 de marzo de 2017.
- La empresa VIMAC, S.A. fue inhabilitada para trabajar con ETESA; por lo que el departamento de Legal de ETESA le solicitó a HYOSUNG que registrara su empresa en Panamá.
- En el segundo semestre del 2017, se iniciaron conversaciones con la empresa HYOSUNG CORPORATION para que ellos se encargaran de realizar el montaje, puesta en marcha y obras civiles de compensadores estáticos de

- potencia reactiva (SVC/STATCOM) en las subestaciones Panamá II y Llano Sánchez de 230kV. Conforme a lo establecido en el capítulo VIII de la ley 22 de 27 de junio de 2006, ETESA da inicio en septiembre de 2017 al proceso de contratación a través del Procedimiento Especial de Contratación (PEC).
- La selección de la empresa Hyosung T&D Panamá se sustentó en que era la filial en Panamá de Hyosung Corporation fabricante del STATCOM y propietaria del contrato GG-037-2016, con alcance de suministro de los equipos convencionales y especiales, así como de la supervisión del montaje del proyecto. Dado que la tecnología del STATCOM es de vanguardia mundial en el sector eléctrico, estas tecnologías solamente son implementadas por sus desarrolladores.
 - Por lo anteriormente expuesto y aunada la necesidad de entrada en operación del proyecto en diciembre de 2017 se presentó en la Asamblea Nacional para aprobación.
 - A principios de 2018, continuaron las negociaciones de las cláusulas de este nuevo contrato, y la solicitud de todos los requerimientos pertinentes.
 - En mayo de 2018, mediante la nota HS-PA-STATCOM-L142, del 31 de mayo, HYOSUNG CORPORATION nos informa que, a partir del 1 de junio de este año se daría una segregación, y producto de esto la empresa que llevaría el contrato en asunto pasaría a ser HYOSUNG HEAVY INDUSTRIES CORPORATION, lo cual nos obliga a realizar nuevamente todos los trámites de aprobaciones a todas las entidades correspondientes con la finalidad de dar inicio a la construcción del proyecto, cuyos materiales estaban próximos a ser recibidos.
 - Posteriormente, ETESA se encontraba a la espera de que HYOSUNG HEAVY INDUSTRIES CORPORATION, sometiera toda la documentación correspondiente para la firma de contrato, mientras se realizaban las negociaciones referentes a algunas cláusulas.
 - Mediante la nota ETE-DTR-GI-803-2018, con acuse de recibo del 28 de agosto de 2018, se le informó al contratista que ETESA había recibido sustancialmente la plataforma de la subestación Llano Sánchez donde se instalarán los equipos del proyecto STATCOM.
 - En octubre del 2018, ETESA y el contratista firman un Acuerdo de Entendimiento para el Montaje, Puesta en Servicio y Obras Civiles de Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC/STATCOM) en las subestaciones Panamá II y Llano Sánchez de 230kV, mientras se culminaba el trámite de firma del contrato.
 - Las Fianzas para el contrato se recibieron en ETESA el 2 de noviembre de 2018, mediante la nota HHIC-PA-PJT-L001.
 - El 9 de noviembre de 2018, se firmó, con HYOSUNG HEAVY INDUSTRIES CORPORATION, el contrato GG-114-2018, para el “Montaje, Puesta en Servicio y Obras Civiles de Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (STATCOM) en las subestaciones Panamá II y Llano Sánchez de 230kV”
 - El 21 de noviembre de 2018, el contratista extrajo muestras en el área de la nave 9 de 230kV, y de la plataforma del STATCOM, en la subestación Llano Sánchez, para elaborar el estudio de suelo que le permitiría proceder con la elaboración de planos y memorias de cálculos. Dicho estudio de suelo fue presentado a ETESA el 13 de diciembre de 2018.

S/E Veladero



S/E San Bartolo



Contrato: GG-131-2017

Estado del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: mayo de 2020

Costo S/E Llano Sánchez: B/. 2,478,000

S/E San Bartolo: B/. 5,231,000

S/E Veladero: B/. 7,520,000

Costo total: B/. 15,229,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- La orden de proceder para el contrato GG-131-2017, fue dada el 9 de abril de 2018.
- Debido a experiencias previas en proyectos anteriores de compensación

reactiva con bancos de capacitores shunt, ETESA modifica ciertos parámetros de las características de los interruptores de potencia en las especificaciones técnicas, para mitigar los efectos de reencendidos de las cámaras interruptoras y evitar así indisponibilidades de estos importantes equipos.

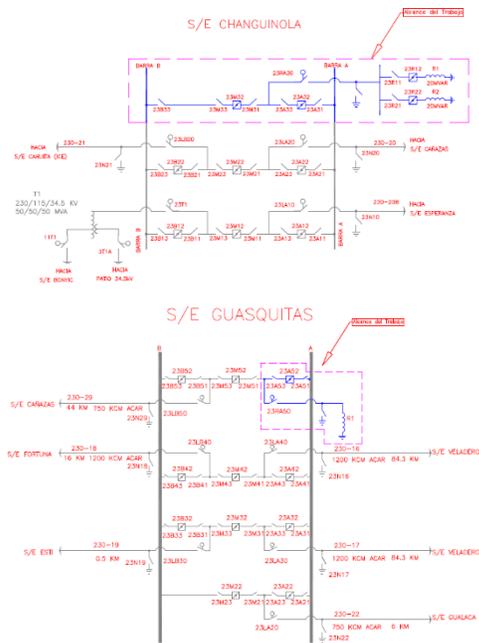
- Los valores descritos en las especificaciones no correspondían a valores posibles de ajustar en un aislamiento de 230 kV, sino en 362 kV. Esto generó una larga sesión de discusión con los futuros fabricantes de estos equipos para asegurar que los equipos estuviesen constituidos de las características eléctricas necesaria para mitigar este dañino efecto, entendiendo que los valores solicitados fuesen superiores a los normados por los distintos organismos como (ANSI, IEC).
- La sesión se extendió alrededor de 6 meses, los cuales después de un acuerdo contractual entre ambas partes se dio la orden de fabricación de los equipos en octubre de 2018.
- Todos los equipos se entregaron en sitio a finales de mayo del 2019.
- Actualmente se cuenta con un avance global del 83%, en la adenda se ha tramita una extensión hasta marzo de 2020.

7. Adición de Banco de Reactores de 40 MVAR en Subestación Changuinola y 20 MVAR en Subestación Guasquitas 230 KV

Con el objetivo de cumplir con el criterio calidad de suministro establecidos en la reglamentación vigente, es necesario la adición de bancos de reactores en las Subestaciones Changuinola (40 MVAR) y Guasquitas (20 MVAR), para mantener el

voltaje en el rango adecuado para las condiciones de demanda mínima.

Esquema del Proyecto



Contrato: GG-069-2017 Suministro y GG-132-2017 Montaje

Estado del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: marzo de 2020

S/E Changuinola: B/. 16,934,000

S/E Guasquitas: B/. 11,320,000

Costo total: B/. 28,254,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El proyecto de adición de Reactores de SE Guasquitas (20 MVAR) y Changuinola (40 MVAR), fue realizado bajo la modalidad Suministro – Montaje, el cual mediante licitación pública fue rubricado el contrato GG-069-2017 para el suministro de los reactores de ambas subestaciones.
- Luego de infructuosamente adjudicar el contrato de montaje, se contactó a la empresa adjudicataria del contrato

de suministro para realizar la instalación de los equipos, para lo cual se generó el contrato GG-132-2017, para tal fin.

- Actualmente la adición del reactor de SE Guasquitas lleva un 70% de avance, por lo que se espera energizar el proyecto dentro del primer cuatrimestre del 2020.
- Para SE Changuinola, se tramita una adenda para la adecuación del terreno donde se instalarán los 2 reactores. El terreno donde se instalará la plataforma no posee las condiciones adecuadas para realizar la construcción por lo que se hace necesario el saneamiento completo de la plataforma para eliminar el material orgánico que actualmente se encuentra en dicho lugar.
- Actualmente se tramita la citada adenda, para formalizar contractualmente los adicionales por adecuaciones del terreno.
- Todos los equipos de todas las subestaciones se encuentran en cada sitio, para el caso crítico de Subestación Changuinola se requiere el refrendo por parte de la Contraloría General de la República para seguir adelante con los trabajos adicionales.

8. Adición de Bancos de Capacitores de 20 MVAR en Subestación Santa Rita 115 KV

Con el propósito de brindar el soporte de potencia reactiva en el área de Colón, una vez se vea disminuido la producción de energía en la Zona de Atlántica (115 KV), producto de que la misma se vería desplazada una vez se eliminen las restricciones en la SSEE Panamá y Cáceres, será necesario instalar bancos de capacitores en la Subestación Santa Rita 115 KV.

Con el fin de cumplir con los criterios de nivel de tensión y seguridad, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión. Se requiere sea instalado 20 MVAR en el año 2022.

Contrato: por licitar
Estado del Proyecto: en diseño
Inicio de Operación: julio 2022
Costo: B/. 1,649,000

Beneficios

Con la adición de la compensación reactiva detallada con anterioridad se incrementará la reserva de potencia reactiva del sistema y se mantendrán los voltajes dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión, permitiendo un aumento considerable del flujo de energía desde occidente, beneficiando la generación de las plantas hidroeléctricas instaladas en el área occidental del país, lo que se traduce en un menor costo operativo del sistema al desplazar energía termoeléctrica cuyo costo de producción depende de la volatilidad del precio del combustible.

REPOTENCIACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE NUEVAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) en los próximos años, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación y la instalación de nuevos proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de aproximadamente 840 MW, que sumado a los más 2,162 MW existentes daría un total de 3,000 MW aproximadamente. Debido a que la mayor parte de esta generación que se espera sea instalada, generaría de manera intermitente, se debe tener suficiente capacidad de transmisión para transportar dicha energía hasta los principales centros de carga, Subestaciones Panamá y Panamá II, por lo tanto, es necesario reforzar el sistema de transmisión

proveniente desde el occidente, desde la Subestación de Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones.

En el año 2017, entró en operación la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea de transmisión LT1, Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez – El Higo – Chorrera – Panamá la cual data de los años 1978 y 1979, además de la LT2 Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la eficiencia de la LT1 y LT2, la capacidad de la misma debe ser aumentada a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal, utilizando un conductor que permita reducir las pérdidas.

Una vez se pueda transportar toda la energía generada en la zona occidente y zona central del país se pudieran presentar sobrecargas en las líneas de transmisión del área de Colón debido a que la generación del área sería desplazada por su alto costo de producción. Además, en la actualidad existen líneas que deben ser reemplazadas debido a que están próximas a cumplir con el periodo de vida establecido por el distribuidor del mismo.

Debido a la construcción de nuevas plantas de generación térmica a base de gas natural ubicadas geográficamente en la provincia de Colón y cuya generación espera ser transportada directamente a los centros de cargas ubicados en la provincia de Panamá, se prevé la instalación de un nuevo corredor energético que permita transmitir la energía generada de manera segura y confiable.

9. Aumento de Capacidad LT 1 Línea de 230 KV Mata de Nance–Veladero

Para el aumento de capacidad de esta línea será necesario cambiar el conductor de la misma por uno que soporte altas temperaturas de operación y características similares (peso, tensión, etc.) al conductor existente 750 ACAR, de esta forma se podrán utilizar las torres ya instaladas. Para esto se ha considerado utilizar el conductor 714 Dove ACCC que cumple con lo especificado con anterioridad.

Contrato: GG-136-2017

Estado del proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: marzo de 2020

Costo estimado: B/. 37,564,000

10. Aumento de Capacidad de la LT 2 Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero

Para el aumento de la capacidad de la línea de transmisión LT2 en el tramo Guasquitas – Veladero, por tratarse de un conductor que es capaz de alcanzar los 500 MVA a 90°C (1200 ACAR) y la misma fue diseñada para operar a una temperatura inferior, solo se hace necesario hacer trabajos de retensado, cambios en los aisladores o herrajes de la línea o movimientos de tierra (de ser necesario).

Contrato: GG-115-2017

Estado del proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: diciembre de 2019

Costo estimado: B/. 4,738,000

11. Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 KV

Este proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión de 230 KV, doble circuito, de 54 km. de longitud de la Subestación Mata de Nance a Progreso, con uno de los circuitos seccionado en la Subestación Boquerón III. Esta nueva línea reemplazará la línea existente entre estas subestaciones.

Se utilizará un conductor 1200 ACAR, con una capacidad de transmisión de 500 MVA, será necesario construir una línea de circuito sencillo desde la Subestación Progreso hacia la frontera con Costa Rica, con longitud de 9.7 km., para reemplazar la existente, con la misma capacidad antes indicada.

Para la conexión de esta nueva línea de doble circuito será necesaria la ampliación de la S/E Mata de Nance, con la adición de una nave de dos interruptores y en la S/E Progreso, con la adición de un interruptor en una de las naves existentes.

Con la construcción de este proyecto se podrá transmitir la totalidad de la generación de las centrales hidroeléctricas y solares existentes y en construcción en el área de Progreso, tales como Bajo de Mina (56 MW), Baitún (88 MW) y Bajo Frío (56 MW), además de las centrales hidroeléctricas conectadas en la S/E Boquerón III, que pueden llegar a un total de 100 MW aproximadamente y a la vez se reforzará la capacidad de intercambio con el sistema eléctrico de Costa Rica.

Contratos: GG-101-2015 (línea) y GG-034-2017 (subestaciones)

Fase del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: junio de 2022

Costo estimado: B/. 32,276,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

Acuerdo Suplementario de Ejecución de Fianza de Cumplimiento:

Objetivo:

Resolver administrativamente el contrato entre ETESA y las empresas VIMAC, S.A. e ISOTRON, S.A.U., debido a la no ejecución de la obra. El Subrogado Fiador

NACIONAL DE SEGUROS DE PANAMÁ Y CENTROAMÉRICA, S.A., designa como Tercer Ejecutor a CHINA CAMC ENGINEERING CO., LTD, PANAMÁ BRANCH.

- a) Plazo: 450 días
- b) Fecha de firma de Acuerdo: 21 de noviembre de 2017.
- c) Orden de Proceder: 19 de febrero de 2018.
- d) Fecha Final: 15 de mayo de 2019.
- e) Plazo Final Contractual: 630 días.
- f) Fecha Final Contractual: 11 de noviembre de 2019.
- g) Observaciones: Debido a que el tercer ejecutor CHINA CAMC ENGINEERING CO., LTD, PANAMÁ BRANCH, se retira del proyecto, se está en negociación con el Subrogado Fiador NASE S.A., para proponer un tercer ejecutor y dar inicios a los trabajos.
- h) De llegar a un entendimiento con el Subrogado Fiador y dar inicios a los trabajos a finales del 2019, se estima poder finalizar este proyecto a finales del 2022.

12. Línea Subterránea Panamá – Cáceres 115 KV

Debido al aumento de la demanda de las subestaciones de las empresas distribuidoras conectadas a la Subestación Cáceres, además del desplazamiento de energía generada en el área de Colón por generación de occidente a un menor costo, existe la posibilidad de sobrecarga en las líneas de transmisión que vinculan las Subestaciones Panamá y Cáceres, líneas 115-12 y 115-37. Para evitar esta sobrecarga es necesario la construcción de una nueva línea de transmisión entre estas dos subestaciones. Debido a que no existe posibilidad de una línea aérea debido a lo poblado que se encuentra el

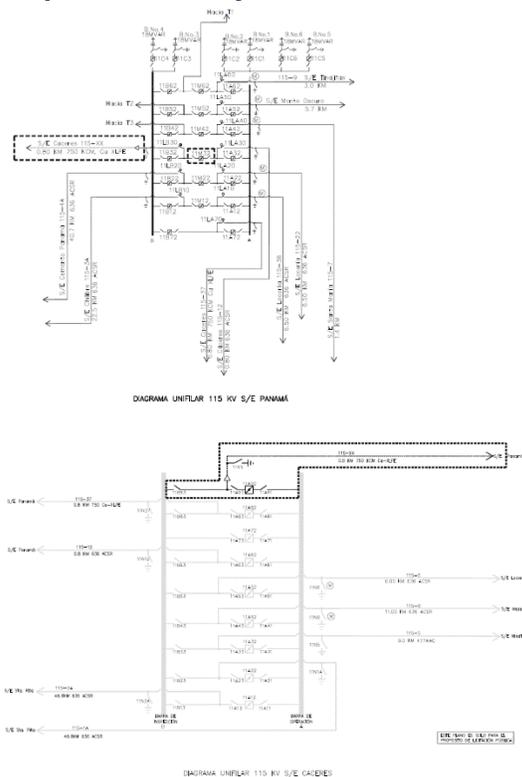
área, será necesario la construcción de un nuevo vigaducto para la conexión de esta línea.

Este proyecto permitirá atender de forma segura y confiable la demanda de las subestaciones de las empresas distribuidoras conectadas en la Subestación Cáceres, sin la necesidad de realizar cambios al despacho económico previsto por el CND.

Este proyecto comprende las siguientes obras de transmisión:

- Nuevo vigaducto desde la S/E Panamá hasta la S/E Cáceres. Esta línea será de aproximadamente 0.8 km de longitud, con cable 750 XLPE, capacidad de transmisión de aproximadamente 150 MVA en condiciones normales de operación y de 180 MVA para contingencias.
- Ampliación en la S/E Cáceres: será necesario la ampliación de la S/E Cáceres 115 KV, que cuenta con esquema de barra principal y transferencia, mediante la adición de un interruptor de 115 KV, incluyendo los demás equipos asociados (cuchillas, CTs, etc.)
- Ampliación de la S/E Panamá: para la conexión de esta nueva línea se utilizará la posición en la nave 3, donde se conectará la Turbina de Gas de EGESA. Para esto, será necesario reemplazar el interruptor 11M32.

Esquema del Proyecto



Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: octubre de 2021

Costo estimado: B/. 6,808,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- 2016-2-78-0-08-LP-007889: primera licitación pública cuyo acto de apertura fue el 27 de diciembre de 2016, se licitó solamente la adición de las subestaciones Cáceres y Panamá y se declaró desierto porque la única empresa (COBRA) presentó una oferta muy por encima del valor estimado (101.54%)
- 2016-2-78-0-08-LP-007894: segunda licitación pública cuyo acto de apertura estaba para el 26 de enero de 2017 se canceló porque el vigaducto que se tenía estimado utilizar (vigaducto de ENSA) no iba a

estar disponible para la fecha que debía entrar la línea subterránea.

- 2018-2-78-0-08-LV-010201_1ra. Convocatoria: licitación por mejor valor cuyo acto de apertura fue el 26 de noviembre de 2018 y se declaró desierto porque la empresa que oferto (IPELSA) no presentó todos los requisitos obligatorios para el Acto.
- 2018-2-78-0-08-LV-010201_2da. Convocatoria: licitación por mejor valor cuyo acto de apertura fue el 09 de septiembre. En el mismo participaron tres (3) empresas (CELMEC, INGELMEC Y COBRA) se encuentra en etapa de evaluación.

13. Línea de Transmisión Sabanitas – Panamá III 230 KV

ETESA ha determinado que la mejor manera de evacuar la futura generación a instalarse en la provincia de Colón, que permita además proveer de un corredor alternativo de abastecimiento a la provincia de Panamá, es mediante una nueva línea de transmisión a nivel de 230 KV desde Colón (Sabanitas) y se conectará a la Subestación Panamá III.

La línea será de 230 KV, doble circuito, con dos (2) conductores por fase, 1200 ACAR a temperatura de diseño de 90 °C, con lo que tendrá una capacidad aproximada de 1000 MVA por circuito tanto para operación normal como en contingencia. La misma tendrá una longitud aproximada de 50 km, dependiendo de la ubicación final de las Subestaciones Sabanitas y Panamá III. Se ha considerado que la misma, dependiendo de la ruta, contará tanto con torres como poste. Preliminarmente se ha considerado una relación de 50% en torres y 50% en postes.

Fase del Proyecto: por licitar

Entrada en Operación: agosto de 2022

Costo Estimado: B/. 54,115,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- A inicios del 2017 se había enviado a Compras para publicar este pliego para licitación, pero fue devuelta porque la Administración de ETESA consideró que para cumplir con el plan de expansión se ejecutara este proyecto por uno de los agentes que desarrollan proyectos de generación en el sector atlántico.
- El 06 de octubre de 2017 se le entregó a NG POWER y MARTANO las especificaciones técnicas del proyecto hasta la ubicación de un nuevo terreno identificado (14kms menos de la actual).
- El 31 de agosto de 2018 MARTANO entrega las ofertas recibidas y solicita a ETESA estudie una nueva alternativa conectándose a la línea 115-3B/4B.
- A inicios de mayo de 2019, se recibe la instrucción gerencial de unificar los pliegos de la Línea Panamá III - Sabanitas, junto con las Subestaciones Panamá III y Sabanitas en una sola licitación pública.
- El 27 de mayo de 2019 se entrega Pliego de Cargos a la Gerencia de Compras, el Pliego unificaba la Línea Sabanitas - Panamá III y las subestaciones Panamá III y Sabanitas.
- 2019-2-78-0-03-LP-0011271: licitación pública, fecha de publicación 20 de junio de 2019 cuyo acto de apertura está estimado para el 07 de noviembre de 2019. En esta licitación se ha cambiado la ubicación del terreno, se revisó el tipo de financiamiento, se incluyó la servidumbre (sin adquisición ni negociación) y el EslA, se unificó el Proyecto a Línea Panamá III-Sabanitas y las subestaciones asociadas Panamá III - Sabanitas. El terreno está aún en negociación por lo que no se puede adjudicar hasta tener el mismo.

14. Aumento de Capacidad de la Línea LT2 Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV

Como se indicó en el proyecto nombrado “Aumento de Capacidad de la LT 2 Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero” y con la finalidad de aumentar la capacidad de transporte de esta línea se debe realizar los mismos trabajos especificados en para el tramo 1 de esta línea de transmisión.

Con el aumento de la capacidad de esta nueva línea de doble circuito Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV, se incrementará la capacidad de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN), proveniente del occidente del país, donde se encuentra el potencial hidroeléctrico, lo que permitirá el desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas, además de solares y eólicas.

Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: julio de 2021

Costo estimado: B/. 14,274,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El Proyecto aumento de capacidad de la LT2_VELI-LLS-ElCoco-PmáII, se envió a compras para licitarse en junio de 2016 y fue devuelta el 14 de noviembre de 2016 a la Gerencia de Diseño para correcciones y unificar los dos proyectos: Aumento LT1 y Aumento LT2 en una sola licitación.
- 2017-2-78-0-99-LP-008767 se publicó el 26 de junio de 2017 y tenía propuesto la fecha del acto público para el 30 agosto de 2017.
- con los trabajos realizados en el proyecto Aumento de Capacidad

LT_MDN-VEL y Aumento de capacidad LT_GUAS-VEL y las dificultades en obtener las libranzas de dos líneas de manera concurrente, se decidió realizar un estudio más a fondo de la cronología de los trabajos tomando en consideración los tiempos de generación del occidente y las libranzas en época de lluvia o seca, además de algunos trabajos adicionales que se deben realizar en las torres. (reubicación de estructuras, etc.).

15. Línea Panamá II – Chepo 230 KV

Se ha incluido en el Plan de Expansión el aumento de capacidad de la línea existente Panamá II - Bayano, hasta el área de Chepo mediante el cambio de conductor a uno de alta temperatura, 714 Dove ACCC y la construcción de una nueva Subestación Chepo 230 KV. Esta línea es la más antigua del sistema de 230 KV. La misma entró en operación en el año 1976, por lo que ya cuenta con más de 40 años en servicio.

Debido a esto, es necesario el cambio del conductor, aprovechando así para instalar uno con mayor capacidad, a la vez que se necesita igualmente cambiar el hilo de guarda 7 No.8 desde Panamá II hasta Bayano y el cable de fibra óptica OPGW de Pacora hasta bayano. Además, será necesario realizar reparaciones en algunas estructuras.

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes obras de transmisión:

- Aumento de capacidad en la LT Panamá II - Chepo: se cambiará el conductor de la línea de transmisión Panamá II hasta el área de Chepo (líneas 230-1A, 1B, 2A y 2B), aproximadamente 42 km, a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC. Este conductor tendrá una

capacidad de 600 MVA/circuito a una temperatura de 180°C y 645 MVA/circuito a 200°C. Se utilizarán las torres existentes. Este conductor tiene menor peso (727 lb/kpie) en comparación con el conductor actual 636 ACSR (874 lb/kpie) por lo que no impone esfuerzos adicionales en las torres existentes, mientras que prácticamente triplica la capacidad de transmisión de estas líneas.

- Desde la nueva S/E Chepo hasta la S/E Bayano se mantendrá la línea existente.
- Cambio de hilo de guarda en la línea Pacora - Chepo - Bayano (230-1A) por un OPGW, con una distancia aproximada de 49.14 km. Igualmente se reemplaza el conductor de hilo de guarda 7 No.8 desde la Subestación Panamá II hasta la Subestación Bayano (69.14 km).

Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: agosto de 2021

Costo estimado: B/. 31,378,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- 2016-2-78-0-08-LP-007309: licitación pública cuyo acto de apertura estaba previsto para el 25 de noviembre de 2016 y que fue cancelado el 22 de septiembre de 2016, para mejorar las especificaciones técnicas ya que era un proyecto que contaba con (8) renglones.
- 2016-2-78-0-99-LP-007970: Licitación pública cuyo acto de apertura estaba previsto para el 29 de mayo de 2017, se canceló por la reevaluación del alcance del proyecto el 9 de mayo de 2017, ya que el proyecto se había dividido en renglones que dificultaba la buena administración del mismo en la etapa

de ejecución, adicional que incluía la construcción de la línea Chepo-Metetí que luego fue eliminada del plan de corto plazo.

- 2018-2-78-0-08-LV-010849: la publicación del pliego de cargos fue el 20 de diciembre de 2018 y tiene previsto su acto de apertura para el 08 de octubre de 2019. Se han elaborado adendas con referencia al tema financiero y la forma de pago y se aprovechó para incluir en la misma la revisión y reparación de las torres de la línea hasta la SE Bayano y reubicación de la torre T12.
- El terreno para la subestación está aún en negociación con el propietario quien ha manifestado interés en venderlo. Sin embargo, no se puede iniciar la construcción de la subestación hasta no contar con el mismo. Se evaluaron cuatro alternativas de terrenos ya que no se llegaba a una conclusión de negociación con los propietarios.

NUEVAS SUBESTACIONES

Debido al crecimiento poblacional que ha tenido el país sobre todo en el área de Panamá Oeste, además de la instalación de nuevos centros de generación con volúmenes que superan los 1000 MW de potencia instalada en años futuro. Se ha tomado la decisión de establecer nuevos puntos de entrega de energía mediante la construcción de nuevas subestaciones para no sobrecargar las ya existentes, brindándole mayor confiabilidad y seguridad al SIN.

16. Nueva Subestación Panamá III 230 KV GIS

Este proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación nombrada Panamá III 230 KV, en esquema de interruptor encapsulada en gas GIS (Gas Insulated Substation), ubicada en el área de Mocambo. Esta subestación servirá

para la conexión de las líneas de transmisión de 230 KV provenientes desde el occidente (LT2, LT3 y la futura LT4). También para la conexión de la línea de Sabanitas, proveniente desde Colón, en la cual se conectarán las futuras plantas termoeléctricas. Además, servirá como futuro punto de conexión de nuevas líneas de transmisión de las empresas distribuidoras para alimentar la demanda de nuevas subestaciones.

En su patio de 230 KV, esta subestación estará conformada de la siguiente forma:

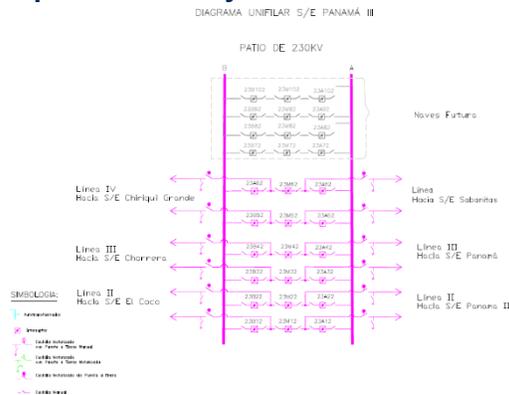
- Dos (2) naves de tres (3) interruptores, para el seccionamiento de la línea LT2 de 230 KV El Coco – Panamá II (230-12A y 230-13A).
- Dos (2) naves de tres (3) interruptores, para el seccionamiento de la Tercera Línea 230 KV Chorrera – Panamá.
- Dos (2) naves de tres (3) interruptores para recibir la línea Sabanitas - Panamá III y la Cuarta Línea Chiriquí Grande – Panamá III 230 KV (Primera Etapa).

Esta subestación deberá contar con el área suficiente para las siguientes expansiones:

- Adición de tres (3) transformadores de 500/230 KV y patio de 500 KV con por lo menos 5 naves de interruptor y medio, para la conexión de la futura línea de transmisión de 500 KV proveniente desde Chiriquí Grande (operada inicialmente en 230 KV). Los transformadores y de los reactores necesarios.
- Espacio para expansión en el patio de 230 KV por lo menos para 5 naves de interruptor y medio.
- Espacio para expansión en el patio de 115 KV por lo menos de 4 naves y para dos transformadores 230/115 KV.

- Espacio para futura instalación de SVC y/o bancos de capacitores.

Esquema del Proyecto



Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: agosto de 2022

Costo estimado: B/. 35,267,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- Al 9 de octubre de 2017, por instrucciones gerenciales el Pliego de cargos de las subestaciones Panamá III y Sabanitas fue entregada a un Agente a través de la Nota ETE-DTR-GD-451-2017, a esa fecha este agente presentaba su intención de construir dichas subestaciones.
- Entre agosto y octubre del año 2018 se dan comunicaciones donde el Agente muestra su desinterés de la construcción de las subestaciones Panamá III y Sabanitas.
- La subestación Panamá III es incluida en las metas de la Gerencia de Diseño para el 2019.
- A inicios de mayo de 2019, se recibe la instrucción gerencial de unificar los Pliegos de las Líneas Panamá III - Sabanitas, junto con las Subestaciones Panamá III y Sabanitas en una sola licitación pública.

- El 27 de mayo de 2019 se entrega el Pliego de Cargos a la Gerencia de Compras, el Pliego unificaba la Línea Sabanitas - Panamá III y las subestaciones Panamá III y Sabanitas.
- El 20 de junio de 2019 se publica el en Panamacompra la LP No 2019-2-78-0-03-LP-011271, para el SUMINISTRO, MONTAJE, OBRAS CIVILES Y PUESTA EN OPERACIÓN PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE 6. TRANSMISIÓN DE 230 KV SABANITAS - PANAMÁ III Y SUBESTACIONES ASOCIADAS.

17. Nueva Subestación Sabanitas 230 KV

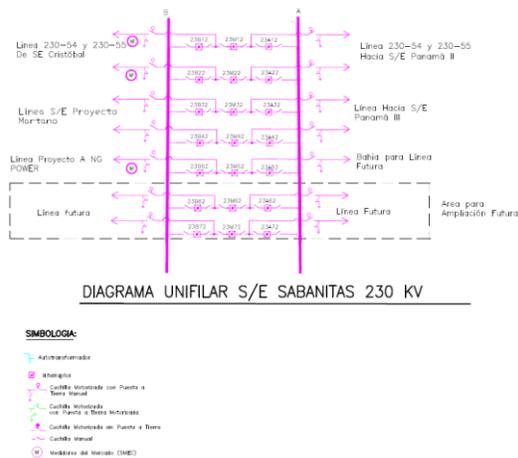
Debido a los contratos vigentes que se tienen para el suministro de energía con plantas térmicas a base de Gas Natural Licuado (GNL) todas ubicadas geográficamente en la provincia de Colón (aprox 1500 MW) y tomando en cuenta que el sistema de transmisión existente proveniente de la provincia de Colón no cuenta con la capacidad suficiente para transmitir esta generación, además de las ya existentes, es necesario el desarrollo de un nuevo corredor de transmisión, proveniente desde la provincia de Colón hasta Panamá.

Para la conexión de esta nueva línea de transmisión en el sector atlántico, será necesario la construcción de una nueva subestación en Colón, denominada Subestación Sabanitas 230 KV. La misma será construida en esquema de interruptor y medio encapsulada GIS (Gas Insulated Substation).

Esta subestación contará con cuatro (4) naves de tres (3) interruptores cada una, para un total de ocho (8) salidas de línea. Dos de estas salidas serán para la conexión de la LT de doble circuito proveniente desde la Central

Termoeléctrica Costa Norte, dos para la LT de doble circuito proveniente de la Central Termoeléctrica Martano, dos para la LT de doble circuito hacia la Subestación Panamá II y dos para la LT de doble circuito hacia la nueva Subestación Panamá III.

Esquema del Proyecto



Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: noviembre de 2021

Costo estimado: B/. 20,094,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- Al 9 de octubre de 2017, por instrucciones gerenciales el Pliego de Cargos de las subestaciones Panamá III y Sabanitas fue entregada a un Agente a través de la Nota ETE-DTR-GD-451-2017, a esa fecha este agente presentaba su intención de construir dichas subestaciones.
- Entre agosto y octubre del año 2018 se dan comunicaciones donde el Agente muestra su desinterés de la construcción de las subestaciones Panamá III y Sabanitas.
- La subestación Sabanitas es incluida en las metas de la Gerencia de Diseño para el 2019.

- A inicios de mayo de 2019, se recibe la instrucción gerencial de unificar los Pliegos de las Líneas Panamá III - Sabanitas, junto con las Subestaciones Panamá III y Sabanitas en una sola licitación pública.
- El 27 de mayo de 2019 se entrega Pliego de Cargos a la Gerencia de Compras, el Pliego Incluye la Línea Sabanitas Panamá III y las subestaciones Panamá III y Sabanitas.
- El 20 de junio de 2019 se publica el en Panamacompra la LP No 2019-2-78-0-03-LP-011271, para el SUMINISTRO, MONTAJE, OBRAS CIVILES Y PUESTA EN OPERACIÓN PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN DE 230 KV SABANITAS - PANAMÁ III Y SUBESTACIONES ASOCIADAS.

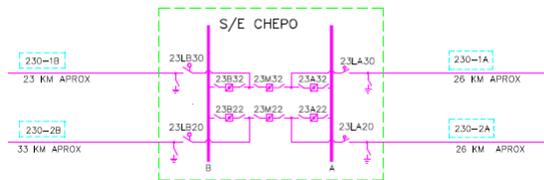
18. Nueva Subestación Chepo 230 KV

Esta nueva Subestación Chepo 230 KV servirá como nuevo punto de conexión para la empresa distribidora ENSA para sus clientes en el Sector Este de la provincia de Panamá, así como también para la conexión de nuevos proyectos solares o eólicos que se quieran desarrollar en el área.

Este proyecto contempla la construcción de las siguientes obras de transmisión:

- Nueva subestación en interruptor y medio al aire (AIS) con dos naves de tres interruptores cada una. Se incluye los equipos adicionales, como cuchillas, PTs, CTs, pararrayos, etc. Se debe dejar espacio suficiente para la construcción de nuevas naves de 230 KV, así como para futuros patios de 115 KV y/o 34.5 KV para la utilización por parte de la empresa distribidora ENSA.

Esquema del Proyecto



Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: agosto de 2021

Costo estimado: B/. 14,178,000

En la instalación de estos nuevos proyectos se incluyen todos los equipos necesarios para la adecuada conexión de los mismos, tales como interruptores, cuchillas, PTs CTs, etc.

El costo indicado en cada proyecto es una estimación del mismo tomando en cuenta los costos actuales de los equipos y costos presentados por los oferentes en las diferentes licitaciones ya realizadas por ETESA, cabe mencionar que en este costo no se incluye el costo de la generación obligada o generación desplazada producto de la ejecución de cada proyecto y que debe ser calculado en el momento de su ejecución



CAPÍTULO 9

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 9

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

DIAGNÓSTICO DE LA RED DE LARGO PLAZO

Para el periodo de largo plazo se busca evitar que sistema presente congestiones y la necesidad de mantener generación obligada para cumplir con los criterios de calidad y seguridad.

La entrada en operación de los proyectos de Corto Plazo permitiría eliminar las restricciones que se presentan en la actualidad.

Pasado el año 2023 el aumento en la demanda y la disponibilidad de nuevas fuentes de generación provocarían nuevas necesidades para el SPT.

Ante la entrada de fuentes de generación renovable no convencional sería necesario mantener un alto margen de reserva reactiva, de lo contrario incurriamos en el mismo problema que se presentan actualmente.

Dicho lo anterior es importante aumentar la reserva reactiva y la capacidad de transporte.

Compensación Reactiva

Debido a los altos volúmenes de energía desde occidente a los diferentes centros de carga se vería disminuida y en el mejor de los casos eliminada la generación de energía en la Zona Atlántica, dejando dicha zona sin plantas que regulen el voltaje.

Bajo ese escenario se requiere instalar 20MVAR adicionales en la S/E Santa Rita

para garantizar el cumplimiento del criterio de calidad y de Seguridad.

Ante condiciones de falla de la línea 115-3a se presentarían incumplimientos en los niveles de voltajes (bajos voltajes) en las S/E Santa Rita, Chilibre, Las Minas 1 y 2, Cemento Panamá, dichas subestaciones no forman parte de los activos de ETESA por lo que se debe realizar un análisis amplio sobre esta situación.

El nodo de Chilibre en la actualidad presenta problemas de voltaje debido al incumplimiento del factor de potencia (FP), esta situación debe ser corregida.

Nuevas líneas de Transmisión

Con el aumento en los flujos a nivel de 230KV en el anillo entre la S/E Panamá, Panamá II y Panamá 3, se presentarían sobrecargas ante la pérdida de un circuito entre Panamá y Panamá 3 por lo que se vería necesario la instalación de un nuevo circuito entre estas dos subestaciones.

Por tratarse de un área residencia donde convergen muchas líneas de transmisión se recomienda que la misma sea subterránea.

A continuación de muestra el diagrama unifilar con las condiciones en estado N y de sobrecarga en estado N-1.

Figura 9. 1 Corredor Panamá – Panamá 3, estado N, año 2028

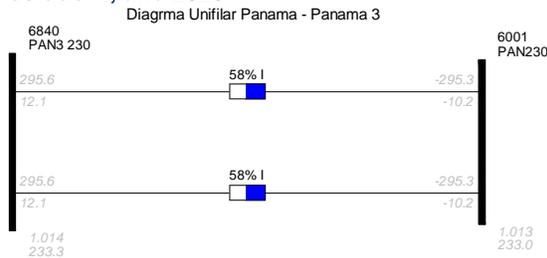


Figura 9. 2 Corredor Panamá – Panamá 3, estado N-1, año 2028

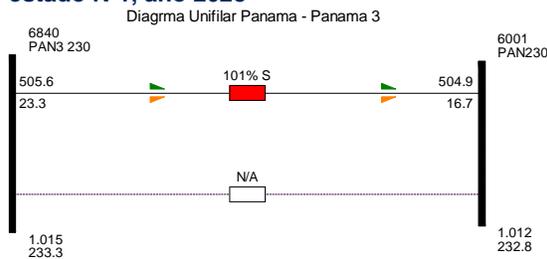
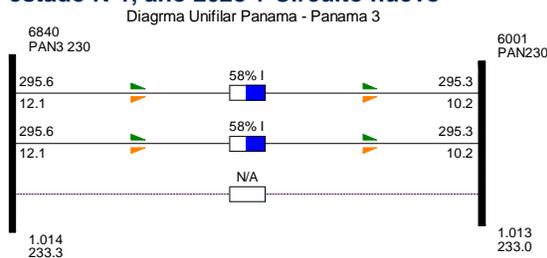


Figura 9. 3 Corredor Panamá – Panamá 3, estado N-1, año 2028 + Circuito nuevo



ANÁLISIS DE LA 4TA LÍNEA

Para el análisis de justificación de entrada en operación de la 4ta línea de Transmisión se sometió la misma a tres escenarios de expansión de generación, Escenario de Referencia, Renovables y de Demanda Alta.

Para cada escenario se maximizaron los flujos desde occidente con la finalidad de garantizar que toda la generación instalada en dicha zona pueda ser transmitida a los diferentes puntos de entrega.

Se consideró que toda la generación renovable no convencional instalada en

occidente puede ser despachada al 100% y luego se despacharía hasta donde el sistema lo permita la generación instalada en la zona central, bajo esta premisa se identificaría la cantidad de energía renovable que puede ser despachada.

Como parte del análisis se determinará la fecha óptima de entrada en operación de la 4ta Línea, desde el punto de vista técnico y económico.

Escenario de Referencia.

A continuación, se muestra el resumen del Plan de Generación correspondiente al Escenario de Referencia.

Tabla 9. 1 Plan de Generación, Esc. Referencia

CASO DE REFERENCIA					
Año	Hidro	Solar	Eólico	Termico	Total por Año
2019	9.89	12.90		5.10	27.89
2020	37.00	10.96	66.00		113.96
2021		137.62			137.62
2022	5.14	80.99		458.10	544.23
2023	24.61	81.56		670.00	776.17
2024					
2025	65.30				65.30
2026					
2027					
2028					
2029					
2030	228.46				228.46
2031					
2032					
2033					
Total por Tecnología	370.40	324.03	66.00	1133.20	1893.63

Escenario con 4LT

Con la entrada en operación a partir del 2023 el Sistema sería capaz de soportar la generación hidroeléctrica instalada en la zona occidente, además de 193MW de energía solar conectada en dicha zona.

En total el flujo desde occidente sería de 1309.30 MW, para este escenario la demanda regulada estaría cubierta en su totalidad por fuentes renovables.

Bajo estas condiciones el Sistema soportaría 350 MW despachados en la zona central, por lo que para el 2023 la generación renovable no convencional despachada sería de 543MW, 64% de la

potencia eólica y solar instalada, esta cifra representa el 24% de la generación total.

Para el año 2024 se produce un incremento en el despacho de la generación renovable no convencional, en total se despachan 584MW, 71% de la potencia eólica y solar instalada.

De igual forma que el año 2023 el despacho sería totalmente renovable para la demanda regulada, la única fuente térmica que se tiene en el despacho serían las turbinas de vapor de Minera Panamá, misma que suplen la demanda de la mina.

A partir del 2025, producto de los requerimientos de potencia reactiva, la generación con fuentes renovables no convencionales tendería a bajar ya que se debe mantener generación cercana a los puntos de entrega con la finalidad de mantener los niveles de reserva reactivos necesarios para soportar la contingencia de la 4LT.

En total se generaría el 65% de la potencia eólica y solar instalada, por lo que el despacho de estas tecnologías sería de 547MW.

A pesar de esto toda la generación instalada en la zona occidente podría ser despachada.

Entre el año 2026 y 2028 la generación renovable no convencional sería de aproximadamente 507MW, lo que representa el 20% de la generación total del Sistema y un 60% de la potencia instalada eólica y solar.

Figura 9. 4 Matriz 2023, Esc. Referencia con 4LT

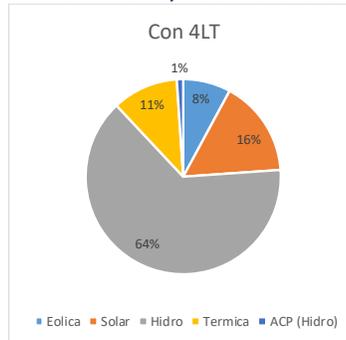


Figura 9. 5 Matriz 2024, Esc. Referencia con 4LT

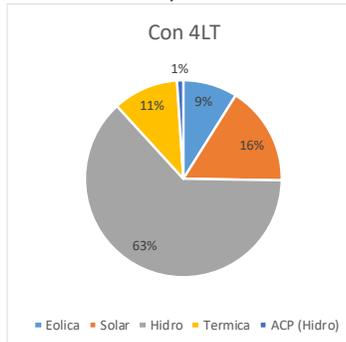


Figura 9. 6 Matriz 2025, Esc. Referencia con 4LT

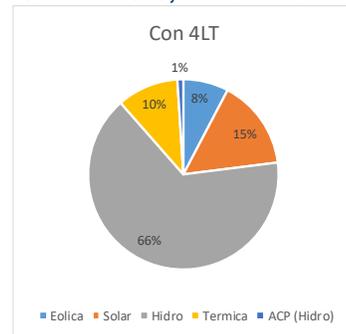


Figura 9. 7 Matriz 2026, Esc. Referencia con 4LT

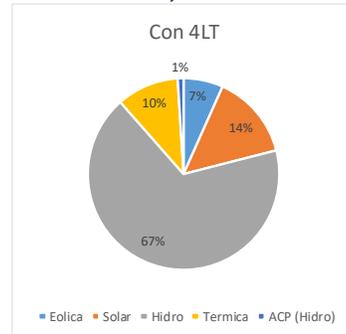


Figura 9. 8 Matriz 2028, Esc. Referencia con 4LT

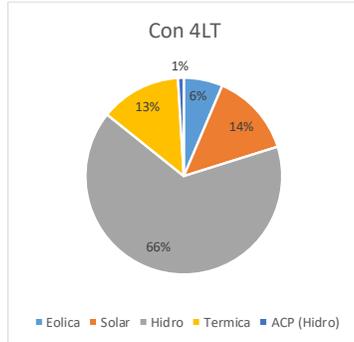
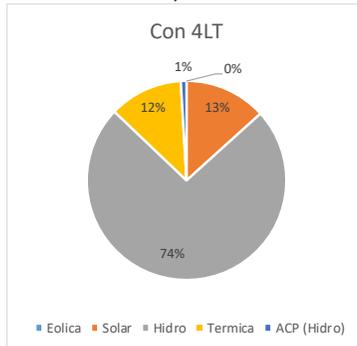


Figura 9. 9 Matriz 2030, Esc. Referencia con 4LT



Ante el aumento de la demanda en el año 2026 y 2028, y la falta de generación en la zona atlántica (115kV) los niveles de voltaje en dicha zona estarían fuera de límites, por lo que se hace necesario la instalación de bancos de capacitores en la S/E Santa Rita.

Esta situación debe ser revisada en un estudio más detallado ya que en la actualidad ETESA no mantiene puntos de entrega en dicha zona por lo que se debe considerar la instalación de compensación reactiva en los diferentes puntos de carga (distribuidoras) para mantener los voltajes dentro de los límites permitidos.

Para el 2030 se prevé el aumento del nivel de voltaje de la 4LT a 500kV, este cambio permitiría un aumento considerable del flujo hacia la 4LT, este direccionamiento del flujo provocaría la sobrecarga de la línea Fortuna – Chiriquí Grande, por lo que la misma debe ser repotenciada.

De igual forma se considera la entrada en operación del proyecto Changuinola II lo que aumenta considerablemente la disponibilidad de energía en la zona occidente.

Para el 2030 con la línea operando en 500kV el flujo desde occidente sería de 1578.60 MW, permitiendo el despacho de toda la generación instalada en occidente.

Bajo estas condiciones en la zona centro se despacharían 343.6MW con fuentes renovables no convencional.

Si se considerara mantener el nivel de voltaje en 230kV para el año 2030 solo se podría despachar el 88% de la generación hidroeléctrica instalada en occidente, en total se restringirían 130MW.

Con la finalidad de igualar las condiciones de despacho del escenario con la 4LT en 500kV se tendría que instalar un STATCOM de ± 250 MVAR en la S/E Panamá 3 si se considera mantener la línea operando en 230kV.

Escenario sin 4LT

De no entrar en operación la 4LT se reduciría la confiabilidad del sistema, a pesar de esto en los primeros años (2023-2024) se pudiera despachar gran parte de la generación instalada en occidente, pero no soportaría el despacho de grandes volúmenes de generación de energía con fuentes renovables no convencionales instalada en la zona central del país.

Para todo el periodo de estudio el despacho de generación renovable no convencional se vería limitada a 193MW lo que representa el 23% de la potencia eólica y solar instalada.

La generación hidroeléctrica conectada en la zona occidente no mantendría cambios significativos hasta el 2026

cuando solo se permitiría despachar el 85% de la misma.

Para el 2030 se reduce al 78% el despacho de la generación instalada en la zona occidente, ya que se debe mantener generación cercana a centro de carga para aumentar los niveles de reserva reactiva.

El sistema presentaría problemas de estabilidad de voltaje por lo que se tendría que invertir en compensación reactiva para igualar las condiciones de despacho del escenario con la 4LT, de igual formar es necesario repotenciar algunos circuitos del Sistema, a continuación, se muestran las inversiones necesarias.

Tabla 9. 2 Inversiones Adicionales sin 4LT, Esc. Referencia

Año	Proyecto
2023	STATCOM Panamá 3 ±250MVAR
	S/E Veladero +60MVAR
	Repotenciación de la línea Fortuna-Guasquita
2024	S/E Panamá II +60MVAR
2028	S/E Santa Rita +20MVAR
2030	S/E San Bartolo +60MVAR
	S/E Llano Sanchez +60MVAR
	S/E Chorrera +60MVAR
	Circuito Veladero - Dominical (Siepac)
	Repotenciación Cañaza - Chiriqui Grande
	Repotenciación Cañaza - Guasquita
	Repotenciación Fortuna - Chiriqui Grande
Circuito Guasquita – Veladero	

De no darse estas inversiones no se cumpliría con el despacho económico, por lo que se debe aumentar la generación con fuentes térmicas.

Resumen Comparativo

De los análisis realizados se puede evidenciar que la entrada en operación de la 4LT a pesar de presentar flujos mayores reduciría las pérdidas de transmisión, además el sistema mantendría un margen de reserva

reactiva mucho mayor que el caso sin la 4LT.

Dicho lo anterior para el escenario sin la 4LT requeriría de un despacho mayor para cubrir la demanda y además mantener los márgenes de reserva reactiva adecuados que permitan el cumplimiento del criterio de calidad y seguridad.

A continuación, se muestran los flujos desde occidente para ambos escenarios, para las líneas 1, 2 y 3 se considera el flujo que entra en la S/E Llano Sanchez.

Tabla 9. 3 Flujos desde Occidente Esc. Referencia

		Flujos desde Occidente						
Esc	Año	ESC DEM	LT1	LT2	LT3	LT4	TOTAL	
Referencia	Con 4LT	2023	Max	192.50	310.40	300.20	506.20	1309.30
			Med	203.60	320.30	312.00	487.80	1323.70
			Min	160.00	252.90	245.00	388.90	1046.80
		2024	Max	191.82	309.96	299.76	532.36	1333.90
			Med	206.64	325.62	316.26	511.92	1360.44
			Min	163.63	259.06	251.10	411.78	1085.57
		2025	Max	197.80	320.20	309.90	521.20	1349.10
			Med	211.20	332.80	322.20	503.20	1369.40
			Min	168.70	267.20	258.20	405.10	1099.20
		2026	Max	198.42	324.42	314.04	538.20	1375.08
			Med	214.57	337.54	326.96	530.18	1409.25
			Min	172.18	272.08	264.06	432.04	1140.36
	2028	Max	195.00	322.90	312.50	534.60	1365.00	
		Med	213.80	333.30	322.80	536.90	1406.80	
		Min	169.50	270.20	262.20	422.00	1123.90	
	2030	Max (500kV)	148.50	264.70	254.90	910.50	1578.60	
		Med (500kV)	159.80	275.00	265.20	912.30	1612.30	
		Min (500kV)	119.60	206.70	199.00	713.40	1238.70	
	2030	Max (230kV)	204.80	339.40	328.90	563.70	1436.80	
		Med (230kV)	206.80	338.80	328.30	546.40	1420.30	
		Min (230kV)	183.30	291.10	283.00	492.50	1249.90	
	Sin 4LT	2023	Max	308.40	473.50	461.00		1242.90
			Med	310.10	462.70	453.70		1226.50
			Min	269.60	397.70	389.20		1056.50
2024		Max	301.07	469.62	457.34		1228.03	
		Med	334.73	490.82	478.18		1303.73	
		Min	276.64	409.64	399.54		1085.82	
2025		Max	310.80	483.90	471.20		1265.90	
		Med	337.10	507.40	494.50		1339.00	
		Min	282.50	419.60	408.00		1110.10	
2026		Max	284.25	449.82	437.72		1171.79	
		Med	316.14	480.46	467.94		1264.54	
		Min	290.48	431.18	419.40		1141.06	
2028	Max	273.90	439.10	427.20		1140.20		
	Med	269.20	419.80	408.10		1097.10		
	Min	284.80	425.20	413.60		1123.60		
2030	Max	295.10	470.80	458.40		1224.30		
	Med	313.00	481.40	468.90		1263.30		
	Min	268.10	405.40	394.10		1067.60		

Como se puede apreciar se muestran flujos mayores considerando la 4LT, esto se debe mayormente a la disminución de las pérdidas de transmisión como se podrá evidenciar a continuación.

Tabla 9. 4 Perdidas Esc. Referencia

Año	Demanda	Con 4LT		Sin 4LT	
		MW	%Perd	MW	%Perd
2023	max	104.52	4.86%	150.04	6.97%
	med	91.67	4.96%	159.13	8.61%
	min	55.92	3.79%	101.04	6.85%
2024	max	105.07	4.77%	140.73	6.39%
	med	94.27	4.99%	154.59	8.19%
	min	58.12	3.86%	106.73	7.08%
2025	max	108.48	4.82%	154.53	6.87%
	med	97.9	5.08%	168.96	8.76%
	min	61.36	3.99%	109.93	7.15%
2026	max	107.77	4.69%	130.88	5.70%
	med	101.81	5.17%	147.73	7.50%
	min	64.16	4.09%	117.25	7.48%
2028	max	106.79	4.47%	124.11	5.19%
	med	104.4	5.10%	115.07	5.62%
	min	62.94	3.86%	112.88	6.93%
2030	max	76.62	3.08%	144.71	5.83%
	med	74.15	3.49%	149.16	7.02%
	min	44.27	2.62%	104.94	6.22%

La 4LT permitiría reducir las pérdidas de transmisión ahorrando en promedio aproximadamente 16 MM\$ anuales.

A partir del año 2026 sin la 4LT se presentan restricciones debido a la falta de compensación reactiva, por lo que se debe mantener generación cercana a los centros de carga para mantener los

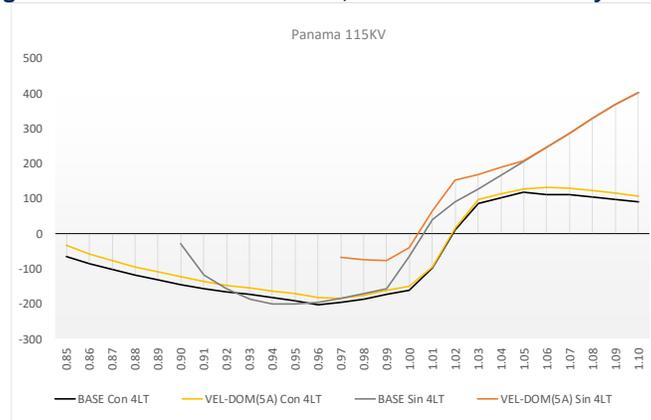
voltajes dentro de los límites exigidos ya sea en estado N como N-1.

En la siguiente tabla se muestra el despacho de los STATCOM en la S/E Llano Sanchez y Panamá II, claramente se aprecia que en el caso de no contar con la 4LT se requeriría despachar los STATCOM al límite superior (Aportando 120MVAR), además se encuentra en línea toda la compensación reactiva (bancos de capacitores) conectado al SPT.

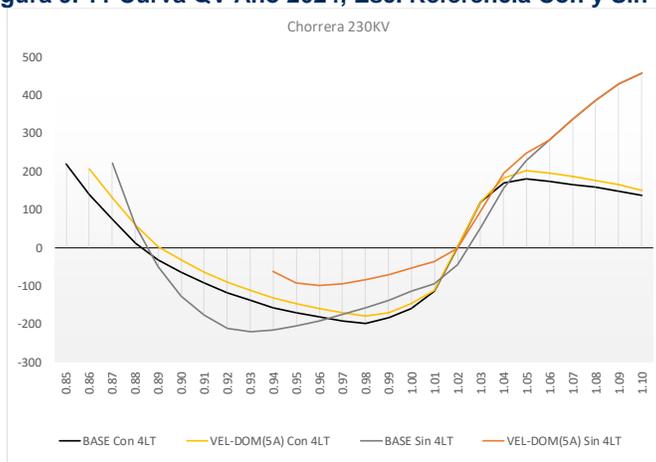
Tabla 9. 5 Despacho STATCOMs, Esc. Referencia

Año	Con 4LT		Sin 4LT	
	LSA	PAN II	LSA	PAN II
2023	-36.2	-40.2	119.5	-46.7
2024	-28	0	120	45.28
2025	-10.9	1.3	119.1	-32.7
2026	-23.8	4.93	43.53	63.77
2028	-0.7	53.9	120	40.8
2030	-65.8	14.5	120	120

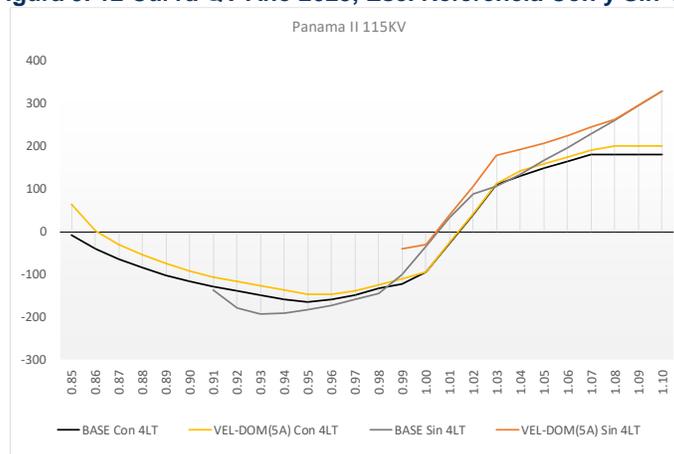
A continuación, se hace una comparación del margen de reserva reactiva para el escenario con y sin la 4LT.

Figura 9. 10 Curva QV Año 2023, Esc. Referencia Con y Sin 4LT

Tabla 9. 6 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Referencia

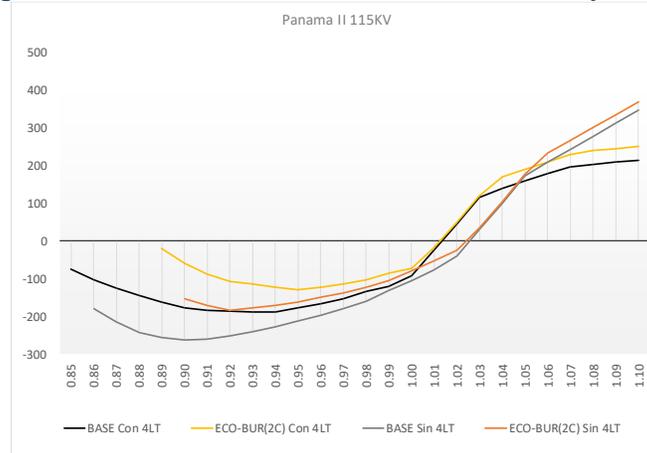
Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-202.39		0.96	-197.39		0.94	-250.11		0.98
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-184.97	-17.42	0.97	-180.37	-17.02	0.95	-228.65	-21.46	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-130.95	-71.44	0.97	-129.95	-67.44	0.95	-164.88	-85.23	0.98
BASE Sin 4LT	-201.53	-0.86	0.94	-207.25	9.86	0.93	-215.72	-34.38	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-75.75	-126.64	0.99	-79.31	-118.08	0.98	-70.97	-179.13	0.97
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-105.26	-97.13	0.96	-110.28	-87.11	0.95	-107.82	-142.29	0.94

Figura 9. 11 Curva QV Año 2024, Esc. Referencia Con y Sin 4LT

Tabla 9. 7 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Referencia

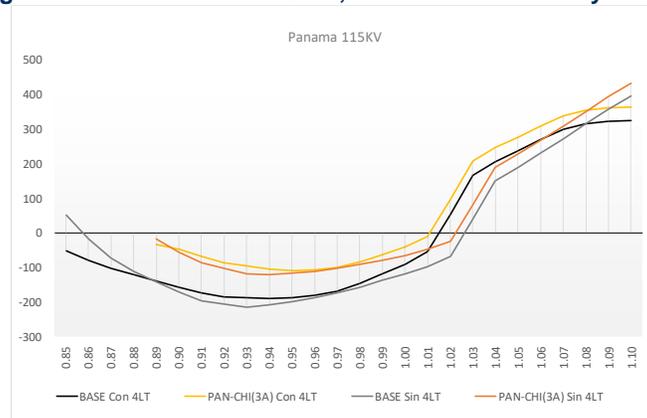
Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-157.56		0.96	-155.91		0.95	-198.79		0.98
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-143.96	-13.60	0.97	-143.66	-12.25	0.95	-178.54	-20.25	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-86.24	-71.32	0.97	-86.25	-69.66	0.96	-106.63	-92.16	0.98
BASE Sin 4LT	-199.89	42.33	0.93	-208.40	52.48	0.91	-220.83	22.03	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-98.57	-58.99	0.96	-104.41	-51.50	0.95	-99.03	-99.76	0.96
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-112.73	-44.83	0.94	-121.29	-34.63	0.93	-119.43	-79.36	0.94

Figura 9. 12 Curva QV Año 2025, Esc. Referencia Con y Sin 4LT

Tabla 9. 8 Resumen de Reserva Reactiva 2025, Esc. Referencia

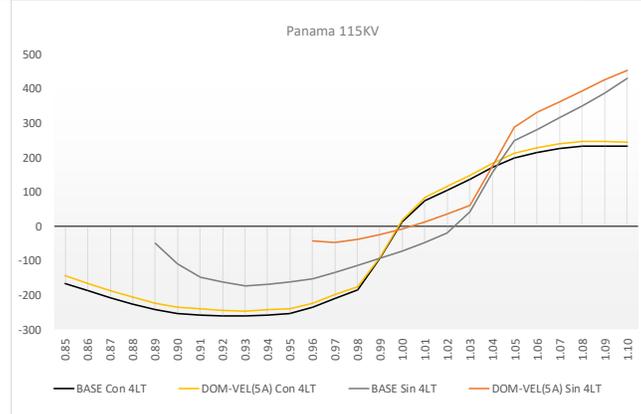
Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-166.00		0.97	-163.89		0.95	-208.57		0.98
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-153.36	-12.64	0.97	-146.51	-17.38	0.95	-185.64	-22.93	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-93.79	-72.21	0.97	-92.24	-71.65	0.96	-116.51	-92.06	0.98
BASE Sin 4LT	-185.78	19.78	0.95	-192.81	28.92	0.93	-198.64	-9.93	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-36.60	-129.39	0.99	-39.04	-124.85	0.99	-33.88	-174.69	0.97
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-86.99	-79.01	0.96	-90.87	-73.02	0.95	-88.37	-120.20	0.94

Figura 9. 13 Curva QV Año 2026, Esc. Referencia Con y Sin 4LT

Tabla 9. 9 Resumen de Reserva Reactiva 2026, Esc. Referencia

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-187.12		0.96	-188.80		0.94	-228.57		0.95
CHI-PAN115(3A) Con 4LT	-115.52	-71.60	0.96	-118.54	-70.25	0.95	-140.75	-87.82	0.97
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-121.80	-65.32	0.96	-128.70	-60.09	0.95	-158.22	-70.35	0.98
BASE Sin 4LT	-257.18	70.06	0.92	-262.21	73.41	0.90	-288.99	60.42	0.91
CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	-183.07	-4.05	0.93	-189.89	1.09	0.92	-201.14	-27.43	0.92
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-166.59	-20.53	0.93	-183.06	-5.74	0.92	-198.16	-30.41	0.93

Figura 9. 14 Curva QV Año 2028, Esc. Referencia Con y Sin 4LT

Tabla 9. 10 Resumen de Reserva Reactiva 2028, Esc. Referencia

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-188.07		0.94	-191.54		0.92	-238.03		0.95
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-119.83	-68.24	0.95	-123.39	-68.15	0.94	-148.63	-89.40	0.96
PAN-CHI(3A) Con 4LT	-107.51	-80.55	0.95	-116.10	-75.44	0.94	-139.83	-98.20	0.96
BASE Sin 4LT	-214.17	26.10	0.93	-216.71	25.17	0.91	-242.65	4.62	0.93
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-143.04	-45.03	0.94	-148.41	-43.13	0.93	-162.28	-75.75	0.93
PAN-CHI(3A) Sin 4LT	-119.77	-68.30	0.94	-132.33	-59.21	0.93	-146.36	-91.67	0.94

Figura 9. 15 Curva QV Año 2030, Esc. Referencia Con y Sin 4LT

Tabla 9. 11 Resumen de Reserva Reactiva 2030, Esc. Referencia

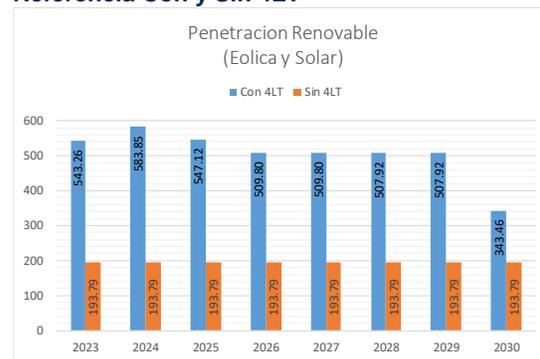
Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-261.41		0.93	-264.40		0.90	-330.92		0.95
DOM-VEL(5A) Con 4LT	-246.30	-15.11	0.93	-248.79	-15.61	0.91	-309.92	-21.00	0.95
GUA-VEL(16) Con 4LT	-254.68	-6.73	0.93	-256.88	-7.51	0.90	-321.05	-9.87	0.95
BASE Sin 4LT	-172.01	-89.39	0.93	-176.94	-87.46	0.92	-191.18	-139.74	0.92
DOM-VEL(5A) Sin 4LT	-45.89	-215.52	0.97	-48.73	-215.67	0.96	-43.79	-287.13	0.95
GUA-VEL(16) Sin 4LT	-77.41	-184.00	0.95	-82.30	-182.10	0.94	-77.59	-253.33	0.94

Las gráficas muestran que para ambos casos se mantiene suficiente margen de reserva, sin embargo, las condiciones que se presenta ante condiciones de contingencias en el escenario sin la 4LT mantendrían el sistema vulnerable de darse fallas consecutivas (N-2).

De igual forma se aprecia que ante contingencia en los escenarios con la 4LT el margen de reserva reactiva no mantiene cambios significativos con respecto a la reserva en estado N.

Dicho lo anterior se concluye que la 4LT le da mayor robustez al SIN ante momentos de falla.

A continuación, se muestra el comparativo de la generación renovable (Eólica y Solar) que el sistema soportaría tomando en cuenta las condiciones que presenta el escenario con y sin la 4LT.

Figura 9. 16 Penetración Renovable NC, Esc. Referencia Con y Sin 4LT


Como se puede apreciar la entrada en operación de la 4LT permitiría aumentar la cantidad de generación renovable no convencional manteniendo los márgenes de reserva óptimos para soportar todas las contingencias.

Escenario Renovable

Este escenario se contempla una gran cantidad de proyectos renovables no convencional en comparación con el escenario de referencia, este escenario no considera la entrada en operación del

proyecto Changuinola II, además telfers entraría a partir del año 2030.

A continuación, se muestra el plan de generación para el Escenario de Generación Renovable.

Tabla 9. 12 Plan de Generación , Esc. Renovable
CASO RENOVABLE

Año	Hidro	Solar	Eólico	Termico	Total por Año
2019	9.89	12.90		5.10	27.89
2020	37.00	10.96	66.00		113.96
2021		137.62			137.62
2022	5.14	80.99		458.10	544.23
2023	89.91	81.56	69.00		240.47
2024	11.48	43.00	22.00		76.48
2025	20.44	39.94	32.00		92.38
2026		62.30			62.30
2027		39.84			39.84
2028	10.01	39.75	22.00		71.76
2029			136.00		136.00
2030			80.00	670.00	750.00
2031			108.00		108.00
2032			104.40		104.40
2033					
Total por Tecnología	183.87	548.86	639.40	1133.20	2505.33

Escenario con la 4LT

Para el Escenario de Referencia se demostró que la entrada de la 4LT garantiza un aumento en la capacidad de transmisión que permitiría al sistema incrementar la generación de energía con fuentes renovables no convencionales.

Desde el año 2023 hasta el año 2025 toda la demanda de las distribuidoras podría ser abastecida por fuentes renovables lo que garantizaría un menor costo de generación.

A partir del 2026 el sistema presentaría problemas de estabilidad de voltaje ante la pérdida de la 4LT por lo que es necesario mantener generación cerca a los centros de carga para mantener el margen de reserva reactiva adecuado para soportar dicha contingencia.

A pesar de lo indicado la demanda de las distribuidoras sería abastecida por lo menos un 95% por fuentes renovables (Hidroeléctrica, Solares y Eólicas).

Tomando en cuenta que en el Sistema Interconectado Nacional además de las Empresas Distribuidoras se encuentran conectadas dos Empresas que cuentan con autogeneración (ACP y Minera Panamá), se muestra la composición de la matriz de generación y el resumen de generación despachada para cada escenario tomando en cuenta la autogeneración.

Figura 9. 17 Matriz 2023, Esc. Renovable con 4LT

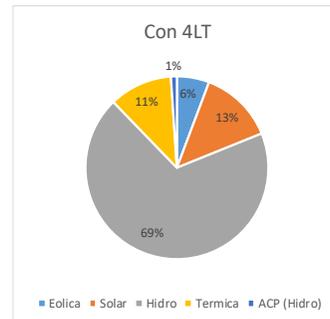


Figura 9. 18 Matriz 2024, Esc. Renovable con 4LT

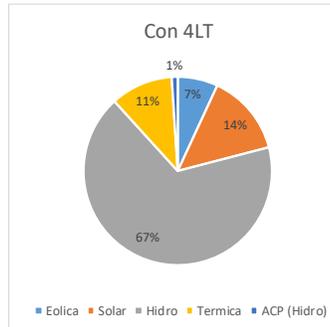


Figura 9. 19 Matriz 2025, Esc. Renovable con 4LT

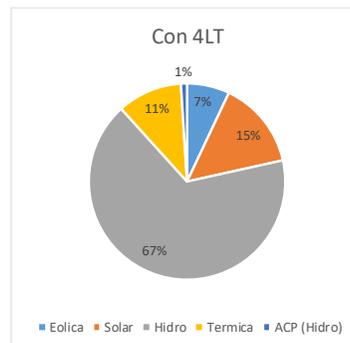


Figura 9. 20 Matriz 2026, Esc. Renovable con 4LT

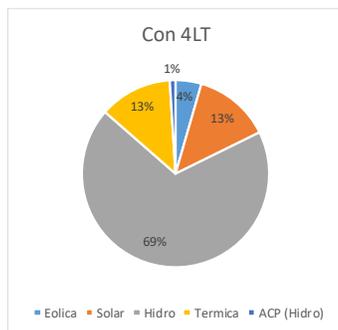


Figura 9. 21 Matriz 2028, Esc. Renovable con 4LT

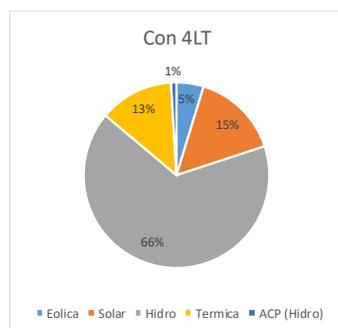
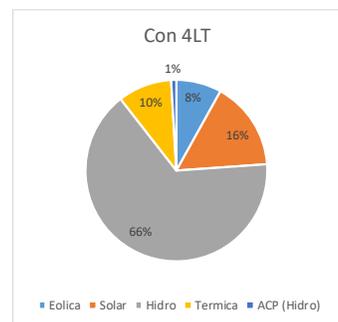


Figura 9. 22 Matriz 2030, Esc. Renovable con 4LT



Según los gráficos mostrados, la generación de Minera Panamá representaría entre el 10% de la demanda del SIN, mientras que la ACP solo representa el 1%.

Para el año 2023 la operación de la 4LT permitiría mantener despachado el 46% de la generación con Fuentes Renovables

no Convencionales (430MW), esta cifra aumentaría progresivamente, 486 MW (50%) en el año 2024 y 512 (48%) en el año 2025.

Como se indicó anteriormente en el año 2026 se requiere de generación cercana al centro de carga por lo que el monto se disminuye en relación al año 2025, en total el despacho sería de 429.69MW (37%).

El año 2028 aumentaría a 504.73MW (41%), para el 2030 la generación con fuentes renovables no convencional sería de 618MW (42%).

Escenario sin la 4LT

Sin la 4LT y ante una alta penetración de generación renovable el SIN no tendría suficiente reserva reactiva por lo que de darse las mismas condiciones de despacho del caso con la 4LT operaría con problemas de inestabilidad de voltaje.

Basado en lo anterior se debe mantener generación que brinde soporte de reactivo, tomando en cuenta que el problema de voltaje se presenta en las áreas muy cercanas a los grandes centros de demanda, se debe mantener despachada generación en Bayano y las plantas térmicas a base de GNL.

En consecuencia, no se podrá despachar la totalidad de la generación hidroeléctrica conectada en la zona occidente del país.

En comparación con el escenario con la 4LT se presentan montos inferiores de generación Renovable no Convencional, además la demanda de las Empresas Distribuidoras solo pudiera ser abastecidas como máximo por un 80% renovable.

Para estos escenarios hasta el año 2025 solo se podría generar hasta 193MW con fuentes Eólicas y Solares, en el 2026

umentaría a 210MW y partir del 2028 la cifra se establecería en 260MW.

La demanda regulada (Empresas Distribuidoras) podría ser abastecida de un 76% al 92% por fuentes renovables, el caso con 4LT se podría cubrir esta demanda en su totalidad con fuentes renovables.

Para este escenario a partir del 2028 se tendría que construir un nuevo circuito entre Fortuna y Guasquita ya que dicho corredor presenta sobrecarga en estado N.

Resumen Comparativo

A continuación, se presentan los flujos desde occidente para el escenario con y sin la 4LT.

Tabla 9. 13 Flujos desde Occidente , Esc. Renovable

		Flujos desde Occidente						
Esc	Año	ESC DEM	LT1	LT2	LT3	LT4	TOTAL	
Escenario de Renovables	Con 4LT	2023 Max	205.30	331.90	321.40	514.60	1373.20	
		2023 Med	213.90	339.50	329.00	495.80	1378.20	
		2023 Min	160.90	255.80	246.10	383.30	1046.10	
		2024 Max	203.74	328.80	318.36	539.02	1389.92	
		2024 Med	216.53	344.28	333.66	523.28	1417.75	
		2024 Min	172.04	272.16	264.14	429.36	1137.70	
		2025 Max	205.00	338.10	320.90	526.80	1390.80	
		2025 Med	218.30	352.90	335.50	511.50	1418.20	
		2025 Min	166.70	271.70	255.20	399.70	1093.30	
		2026 Max	211.83	345.00	327.68	537.82	1422.33	
		2026 Med	222.93	353.24	336.98	539.54	1452.69	
		2026 Min	171.24	277.44	262.62	426.96	1138.26	
	2028 Max	218.80	355.60	338.20	553.50	1466.10		
	2028 Med	219.80	360.40	342.90	531.60	1454.70		
	2028 Min	173.80	283.80	267.20	428.10	1152.90		
	Sin 4LT	2030 Max 500KV	147.60	261.20	244.70	822.40	1475.90	
		2030 Med 500KV	160.50	276.70	261.00	805.20	1503.40	
		2030 Min 500KV	136.40	238.70	222.50	691.60	1289.20	
		2030 Max 230KV	186.40	313.10	296.00	494.30	1289.80	
		2030 Med 230KV	196.10	324.10	308.00	480.70	1308.90	
		2030 Min 230KV	182.50	300.10	283.20	449.60	1215.40	
		2023 Max	312.20	482.80	470.20	0.00	1265.20	
		2023 Med	321.30	483.50	470.90	0.00	1275.70	
		2023 Min	268.80	399.20	387.90	0.00	1055.90	
2024 Max		281.66	443.56	431.56	0.00	1156.78		
2024 Med		296.62	451.60	439.50	0.00	1187.72		
2024 Min		220.50	334.08	325.72	0.00	880.30		
2025 Max	279.10	448.10	429.50	0.00	1156.70			
2025 Med	329.10	503.10	483.60	0.00	1315.80			
2025 Min	258.10	393.50	375.60	0.00	1027.20			
2026 Max	281.12	452.30	433.72	0.00	1167.14			
2026 Med	302.12	467.92	449.16	0.00	1219.20			
2026 Min	233.39	359.44	344.30	0.00	937.13			
2028 Max	308.80	492.40	473.20		1274.40			
2028 Med	312.20	496.00	476.90		1285.10			
2028 Min	267.10	407.90	389.90		1064.90			
2030 Max	310.70	497.70	478.70		1287.10			
2030 Med	299.70	469.10	451.80		1220.60			
2030 Min	245.30	384.20	366.30		995.80			

Como se puede apreciar el escenario sin la 4LT presenta flujos desde occidente inferiores al escenario con la 4LT.

Las pérdidas de transmisión muestran diferencias significativas entre un escenario y el otro, a continuación, se muestra el resumen de las pérdidas para el Escenario de Renovables

Tabla 9. 14 Perdidas Esc. Renovable

Año	Demanda	Con 4LT		Sin 4LT	
		MW	%Perd	MW	%Perd
2023	max	107.61	5.00%	154.76	7.19%
	med	97.4	5.27%	153.34	8.30%
	min	57.36	3.89%	101.35	6.87%
2024	max	108.77	4.94%	128.03	5.82%
	med	100.03	5.30%	131.49	6.96%
	min	64.12	4.26%	70.73	4.69%
2025	max	111.02	4.94%	123.68	5.50%
	med	102.04	5.29%	159.29	8.26%
	min	60.44	3.93%	94.27	6.13%
2026	max	105.76	4.60%	126.24	5.50%
	med	102.51	5.21%	130.89	6.65%
	min	63.32	4.04%	79.1	5.04%
2028	max	115.62	4.83%	154.69	6.47%
	med	104.24	5.09%	156.39	7.64%
	min	65.22	4.00%	102.21	6.27%
2030	max	80.38	3.24%	133.37	5.37%
	med	74.93	3.52%	140.13	6.59%
	min	52.38	3.10%	89.74	5.32%

A pesar de que la 4LT mantiene flujos desde occidente mayor al escenario sin la misma, las pérdidas se reducirían ahorrando en promedio aproximadamente 16MM\$ anuales.

Tabla 9. 15 Despacho STATCOMs, Esc. Renovable

Año	Con 4LT		Sin 4LT	
	LSA	PAN II	LSA	PAN II
2023	-59.2	-72.5	64.2	92
2024	-26	-14	30	76.61
2025	-11.9	-11.6	120	-2.5
2026	-20	-26.44	76.21	59.05
2028	24.5	15.3	119.9	36.5
2030	-91	-52.3	120	120

Ante una alta penetración de fuentes renovables se provocaría bajos voltaje en los nodos del SPT, como se puede apreciar en la tabla anterior los STATCOMS se encuentran muy cercano a su valor máximo en el escenario sin la 4LT, basado en esto se calcularon los

niveles de reserva reactiva por lo que se realizó el análisis QV de cada escenario para corroborar que el sistema mantiene suficiente reserva reactiva.

En la siguiente tabla se muestra el despacho de los STATCOM en la S/E llano Sanchez y Panamá II, claramente se aprecia que en el caso de no contar con la

4LT se requeriría despachar los STATCOM al límite superior (Aportando 120MVAR), además se encuentra en línea toda la compensación reactiva (bancos de capacitores) conectado al SPT.

Figura 9. 23 Curva QV Año 2023, Esc. Renovable Con y Sin 4LT

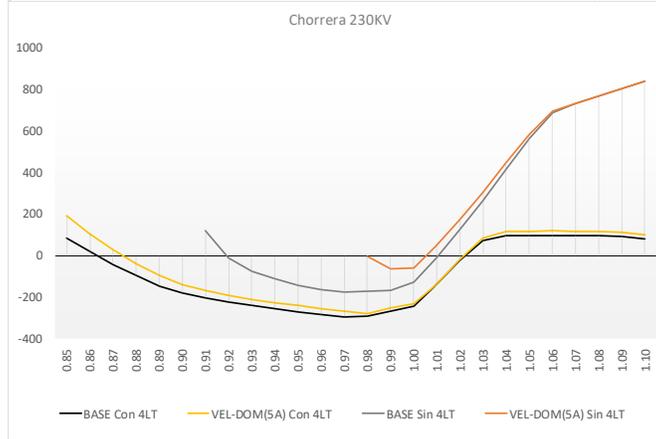


Tabla 9. 16 Resumen de Reserva Reactiva 2023, Esc. Renovable

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-238.28	-12.99	0.96	-235.15	-16.82	0.94	-294.80	-17.23	0.98
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-171.74	-66.54	0.96	-169.79	-65.36	0.94	-277.57	-79.03	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-160.19	-78.09	0.98	-160.43	-74.72	0.97	-173.58	-121.22	0.97
BASE Sin 4LT	-80.65	-157.63	1.01	-76.70	-158.45	1.00	-65.23	-229.57	0.99
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-39.32	-198.96	1.01	-40.61	-194.54	1.01	-39.17	-255.62	0.99
ECO-BUR(2C) Sin 4LT									

Figura 9. 24 Curva QV Año 2024, Esc. Renovable Con y Sin 4LT

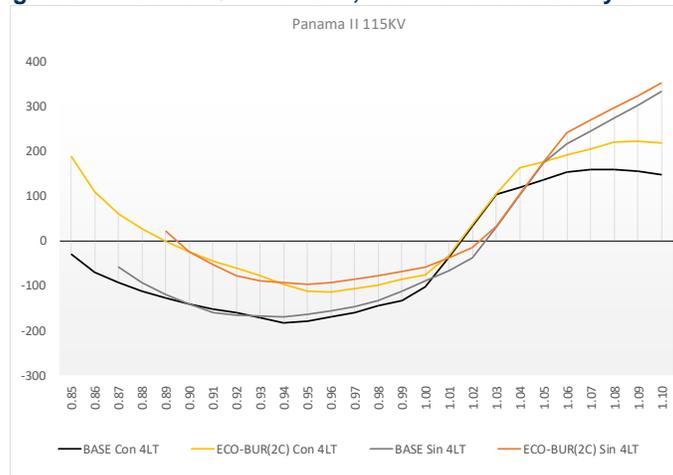
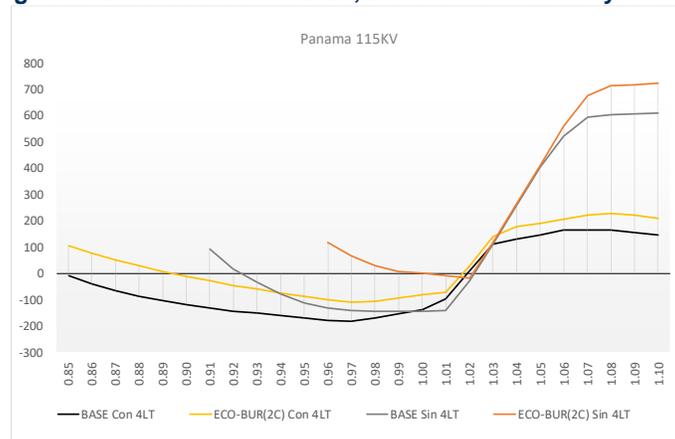


Tabla 9. 17 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Renovable

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-183.31		0.96	-183.29		0.94	-222.03		0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-113.90	-69.41	0.97	-113.68	-69.61	0.96	-139.00	-83.03	0.98
CHI-PAN115(3A) Con 4LT	-122.63	-60.67	0.97	-127.12	-56.17	0.96	-158.97	-63.06	0.98
BASE Sin 4LT	-162.80	-20.51	0.95	-169.38	-13.91	0.94	-183.64	-38.39	0.95
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-92.08	-91.23	0.96	-96.89	-86.40	0.95	-103.11	-118.92	0.96
CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	-97.38	-85.93	0.96	-104.99	-78.30	0.95	-113.54	-108.49	0.97

Figura 9. 25 Curva QV Año 2025, Esc. Renovable Con y Sin 4LT

Tabla 9. 18 Resumen de Reserva Reactiva 2025, Esc. Renovable

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-180.93		0.97	-178.64		0.95	-215.71		0.97
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-161.56	-19.37	0.97	-159.08	-19.56	0.95	-190.96	-24.75	0.98
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-107.88	-73.05	0.97	-108.72	-69.92	0.96	-129.69	-86.02	0.98
BASE Sin 4LT	-144.66	-36.27	0.98	-146.48	-32.16	0.97	-160.06	-55.65	0.99
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-110.93	-70.00	1.01	-111.90	-66.74	1.00	-117.62	-98.09	0.99
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-17.75	-163.18	1.02	-11.71	-166.93	1.01	-13.57	-202.14	0.99

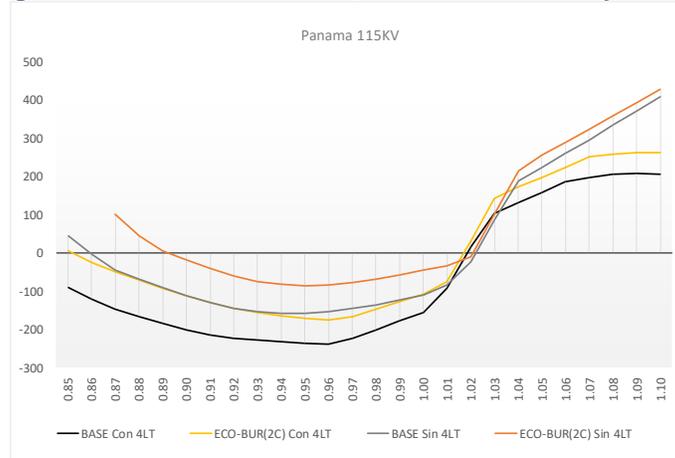
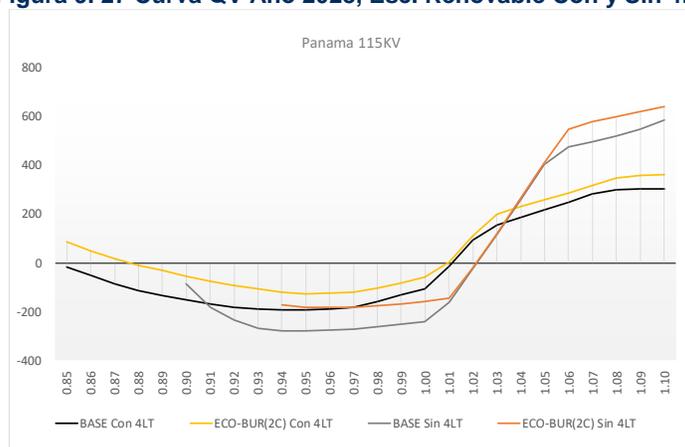
Figura 9. 26 Curva QV Año 2026, Esc. Renovable Con y Sin 4LT


Tabla 9. 19 Resumen de Reserva Reactiva 2026, Esc. Renovable

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-237.77		0.96	-240.58		0.93	-286.10		0.96
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-174.26	-63.50	0.96	-177.67	-62.91	0.94	-208.35	-77.75	0.96
CHI-PAN115(3A) Con 4LT	-172.30	-65.47	0.96	-179.58	-61.00	0.94	-213.13	-72.97	0.97
BASE Sin 4LT	-157.85	-79.91	0.95	-164.40	-76.18	0.93	-180.56	-105.55	0.95
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-85.75	-152.02	0.95	-88.91	-151.67	0.94	-96.49	-189.61	0.95
CHI-PAN115(3A) Sin 4LT	-86.25	-151.52	0.95	-92.49	-148.09	0.95	-101.93	-184.18	0.96

Figura 9. 27 Curva QV Año 2028, Esc. Renovable Con y Sin 4LT

Tabla 9. 20 Resumen de Reserva Reactiva 2028, Esc. Renovable

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-192.98		0.95	-197.35		0.93	-242.15		0.95
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-126.72	-66.26	0.95	-130.97	-66.38	0.94	-156.07	-86.08	0.96
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-170.50	-22.47	0.95	-176.21	-21.14	0.93	-215.91	-26.24	0.95
BASE Sin 4LT	-278.67	85.69	0.94	-286.71	89.36	0.91	-298.98	56.83	0.92
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-183.75	-9.23	0.96	-190.24	-7.12	0.94	-185.58	-56.57	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-162.02	-30.96	1.00	-167.12	-30.24	0.98	-155.98	-86.17	0.98

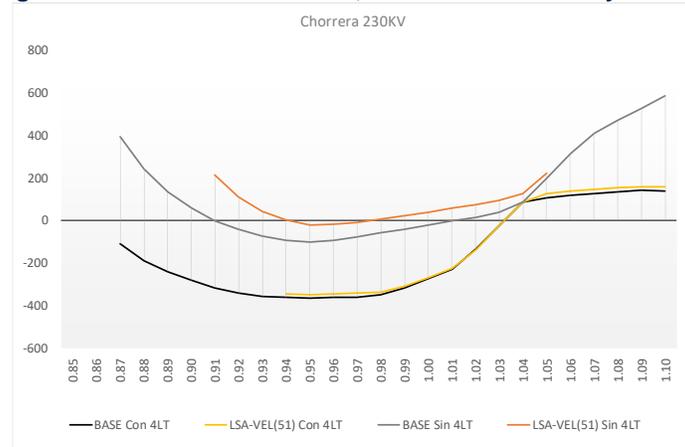
Figura 9. 28 Curva QV Año 2030, Esc. Renovable Con y Sin 4LT


Tabla 9. 21 Resumen de Reserva Reactiva 2030, Esc. Renewable

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-278.25		0.93	-281.89		0.90	-363.91		0.95
PAN-CHI(3A) Con 4LT	-183.42	-94.83	0.93	-195.26	-86.63	0.92	-263.95	-99.96	0.98
LSA-VEL(51) Con 4LT	-269.64	-8.61	0.93	-268.82	-13.07	0.90	-347.46	-16.45	0.95
BASE Sin 4LT	-88.03	-190.22	0.96	-91.30	-190.59	0.95	-100.76	-263.14	0.95
PAN-CHI(3A) Sin 4LT	-17.27	-260.98	0.97	-18.38	-263.51	0.97	-18.93	-344.98	0.97
LSA-VEL(51) Sin 4LT	-18.26	-259.99	0.97	-19.29	-262.60	0.96	-19.82	-344.09	0.95

Los gráficos anteriores muestran claramente que el escenario sin la 4LT cumple con el margen de reserva mínimo, pero el voltaje de colapso se encuentra muy cercano a los límites normados en estado N.

Con la finalidad de igualar las condiciones de despacho del escenario sin la 4LT al escenario que contempla la entrada oportuna del proyecto 4LT se determinaron las inversiones necesarias, a continuación, se muestran.

Tabla 9. 22 Inversiones Adicionales sin 4LT, Esc. Renewable

Año	Proyecto
2023	STATCOM Panamá 3 ±250MVAR
	S/E Veladero +30MVAR
	Repotenciación línea Fortuna-Guasquita
2024	Circuito Guasquita – Veladero
2025	S/E Veladero +30MVAR
	S/E Santa Rita +20MVAR
2026	S/E Veladero +30MVAR
2028	S/E San Bartolo +60MVAR
	S/E Chorrera +60MVAR

Escenario de Demanda Alta

Ante un alto crecimiento de la demanda el plantel de generación aumentaría considerablemente, en comparación con el Escenario de Referencia la capacidad instalada se duplicaría.

Para este escenario se presentaría mayor ingreso de plantas térmicas, solares y eólicas.

Tabla 9. 23 Plan de Generación , Esc. Demanda Alta

CASO DEMANDA ALTA					
Año	Hidro	Solar	Eólico	Termico	Total por Año
2019	9.89	12.90		5.10	27.89
2020	37.00	10.96	66.00		113.96
2021		137.62			137.62
2022	5.14	80.99		458.10	544.23
2023	24.61	124.44	69.00	670.00	888.05
2024		40.00			40.00
2025	65.30	5.00			70.30
2026					0.00
2027	20.44		104.40		124.84
2028			80.00		80.00
2029	228.46	57.25	32.00		317.71
2030		29.89	108.00	100.00	237.89
2031		29.89	136.00	150.00	315.89
2032		110.69	22.00	250.00	382.69
2033		39.80		100.00	139.80
Total por Tecnología	390.84	679.43	617.40	1733.20	3420.87

Escenario con la 4LT

Con la finalidad de mantener los niveles de reserva reactivo adecuados que permitan cumplir con el criterio de seguridad se debe mantener generación cercana a los centros de carga, en este caso la central Bayano y plantas de GNL.

A pesar de lo anterior la entrada de la 4LT permitiría al sistema transportar toda la energía generada en occidente más un bloque importante de generación renovable (Eólica y Solar) manteniendo los niveles de voltaje dentro del margen exigido.

Para el año 2023 y 2024 la generación solar y eólica sería de 455.25MW y 472.66MW respectivamente, ambas cifras representan el 47% de su potencia instalada para cada año.

Del 2025 al 2026 el total instalado de generación eólica y solar sería de

1013MW y el Sistema permitiría generar el 50% de dicha capacidad.

Para el año 2030 el sistema requerirá de mucha más generación cercana a los grandes centros de cargas (Panamá y Panamá II, por lo que se verían afectada la generación con fuentes eólicas y solares, el SIN solo soportaría el 27% de la potencia instalada, mientras que toda la generación hidroeléctrica en occidente estaría generando al 95%.

A continuación, se muestran la matriz de generación para todo el periodo comprendido entre el 2023 y 2030, Escenario de Demanda Alta.

Figura 9. 29 Matriz 2023, Esc. Dem. Alta con 4LT

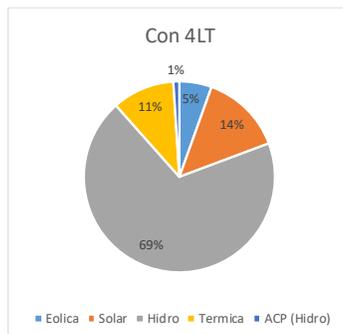


Figura 9. 30 Matriz 2024, Esc. Dem. Alta con 4LT

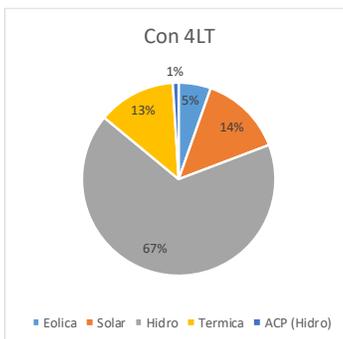


Figura 9. 31 Matriz 2025, Esc. Dem. Alta con 4LT

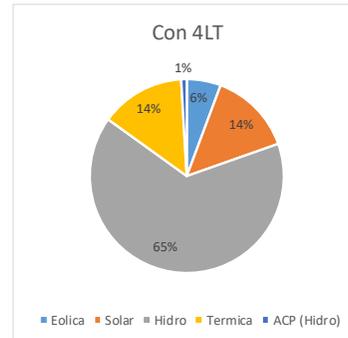


Figura 9. 32 Matriz 2026, Esc. Dem. Alta con 4LT

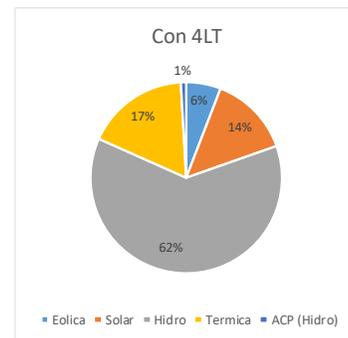


Figura 9. 33 Matriz 2028, Esc. Dem. Alta con 4LT

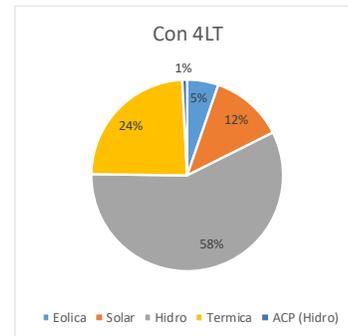
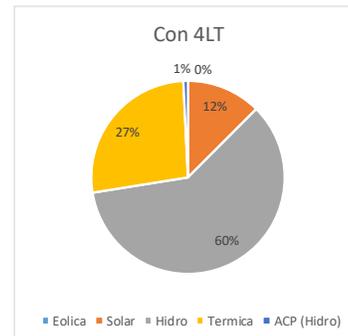


Figura 9. 34 Matriz 2030, Esc. Dem. Alta con 4LT



Como se puede apreciar la generación térmica aumentaría progresivamente con el crecimiento de la demanda, debido a las características geográficas del SPT (Sistema Radial) el sistema pudiera presentar problemas de estabilidad de voltaje.

Para todos los años la generación hidroeléctrica de occidente estaría despachada al 95%, el 5% restante representa el porcentaje de reserva rodante exigido en la normativa.

Escenario sin la 4LT

Contrario al escenario con la 4LT a partir del 2023 se presentarían restricciones, la generación hidroeléctrica de occidente solo se pudiera despachar al 91% y el 22% de la generación eólica y solar instalada en el 2023, sin embargo, a medida que transcurren los años la generación hidroeléctrica en occidente va disminuiría en gran parte a la falta de compensación reactiva.

El escenario con la 4LT operando en 500kV permitiría transferir desde occidente 1601.5MW mientras que el escenario sin la 4LT se limitaría a 1056.4MW, esto debido que el escenario sin la 4LT presenta menor reserva reactiva por lo tanto los voltajes en gran parte de SIN estaría fuera de rango, bajo estas circunstancias se desaprovecharían más de 400MW de generación occidente, y la misma sería sustituida por generación en centro de carga, a un mayor costo.

Con el propósito de igualar el despacho presentado con la 4LT en los diferentes años se deben considerar diversos refuerzos los cuales listamos a continuación:

Tabla 9. 24 Inversiones sin 4LT , Esc. Demanda Alta

Año	Proyecto
2023	STATCOM Panamá 3 ±250MVAR
	Repotenciación línea Fortuna-Guasquita
2024	S/E Veladero +60MVAR
	S/E Llano Sanchez +60MVAR
2025	S/E Panamá II +30MVAR
	S/E Santa Rita +20MVAR
2026	S/E CATII +40MVAR
2028	S/E Panamá II +30MVAR
	S/E Veladero +60MVAR
	S/E Santa Rita +40MVAR
2030	S/E Panamá II +120MVAR
	S/E Chorrera +120MVAR
	S/E Llano Sanchez +60MVAR
	S/E Guasquita +90MVAR
	S/E San Bartolo +120MVAR
	S/E Panamá 3 +120MVAR
	Circuito Veladero - Dominical (Siepac)
	Circuito Guasquita – Veladero
	Repotenciación Guasquita - Cañazas
	Repotenciación Cañazas – Chiriquí Grande

Resumen Comparativo

Las condiciones de reserva reactiva se ven reducidas al no tener el proyecto 4LT en el sistema, por lo tanto, para mantener los niveles adecuados se debe mantener generación cercana a los centros de cargas (Bayano y GNL).

En la siguiente tabla se aprecia el alto aporte de reactivo por parte de los STATCOM del escenario sin la 4LT con respecto al caso con la 4LT

Tabla 9. 25 Despacho STATCOMs, Esc. Renewable

Año	Con 4LT		Sin 4LT	
	LSA	PAN II	LSA	PAN II
2023	-73.6	-33	48	83.6
2024	-23.3	31.54	120	25
2025	-12.1	56.4	55.2	93.5
2026	40.71	45.33	58.62	64.13
2028	70.5	87	122	63.8
2030	9.7	20.7	108.3	112.7

A continuación, se muestran el comparativo de los flujos desde occidente considerando la operación o no de la 4LT

Tabla 9. 26 Flujos desde Occidente , Esc. Demanda Alta

		Flujos desde Occidente					
Esc	Año	ESC DEM	LT1	LT2	LT3	LT4	TOTAL
Escenario de Demanda Alta	Con 4LT	2023 Max	196.70	322.00	311.70	500.70	1331.10
		2023 Med	211.80	332.40	321.90	499.30	1365.40
		2023 Min	168.10	267.00	257.30	403.20	1095.60
		2024 Max	208.67	331.86	321.38	534.14	1396.05
		2024 Med	224.32	340.68	330.12	533.32	1428.44
		2024 Min	174.94	276.88	268.84	436.16	1156.82
		2025 Max	205.90	329.40	318.90	517.20	1371.40
		2025 Med	216.90	337.50	327.00	522.40	1403.80
		2025 Min	183.30	291.70	281.70	444.10	1200.80
	2026 Max	203.83	327.46	317.04	530.24	1378.57	
	2026 Med	216.78	332.80	322.32	549.22	1421.12	
	2026 Min	185.17	295.32	286.24	465.56	1232.29	
	2028 Max	199.70	352.60	324.10	527.80	1404.20	
	2028 Med	212.90	355.60	327.20	540.70	1436.40	
	2028 Min	192.10	327.80	299.70	478.00	1297.60	
	Sin 4LT	2023 Max 500KV	146.50	282.30	265.40	907.30	1601.50
		2023 Med 500KV	153.10	290.60	273.70	927.40	1644.80
		2023 Min 500KV	120.10	226.60	210.40	735.70	1292.80
2023 Max 230KV		190.50	341.40	323.80	530.10	1385.80	
2023 Med 230KV		207.90	348.30	330.70	553.90	1440.80	
2023 Min 230KV		185.80	314.80	297.50	507.40	1305.50	
2023 Max		300.80	470.70	458.20		1229.70	
2023 Med		325.60	491.90	479.10		1296.60	
2023 Min		282.80	419.40	407.70		1109.90	
2024 Max	280.02	433.84	434.24		1148.10		
2024 Med	311.25	475.66	463.20		1250.11		
2024 Min	239.36	363.76	352.86		955.98		
2025 Max	275.90	443.50	431.40		1150.80		
2025 Med	302.40	466.10	453.70		1222.20		
2025 Min	308.40	458.20	446.00		1212.60		
2026 Max	251.69	414.78	403.22		1069.69		
2026 Med	300.90	467.30	455.00		1223.20		
2026 Min	269.20	407.76	396.32		1073.28		
2028 Max	248.70	425.40	407.10		1081.20		
2028 Med	285.00	459.00	440.30		1184.30		
2028 Min	256.60	402.90	384.90		1044.40		
2030 Max	235.80	419.60	401.00		1056.40		
2030 Med	258.50	433.10	414.30		1105.90		
2030 Min	225.60	369.10	351.20		945.90		

A pesar de que el flujo desde occidente es mejor en el escenario sin la 4LT el porcentaje de las pérdidas de transmisión es superior.

La entrada oportuna de la 4LT representaría un ahorro anual en concepto de pérdidas de transmisión para un escenario de demanda alta de aproximadamente 10MM\$.

Tabla 9. 27 Perdidas Esc. Demanda Alta

Año	Demanda	Con 4LT		Sin 4LT	
		MW	%Perd	MW	%Perd
2023	max	104.52	4.67%	146.61	6.55%
	med	91.67	4.77%	159.1	8.29%
	min	55.92	3.65%	113.91	7.44%
2024	max	105.07	4.51%	127.68	5.48%
	med	94.27	4.72%	145.8	7.30%
	min	58.12	3.66%	84.93	5.34%
2025	max	108.48	4.47%	130.83	5.39%
	med	97.9	4.71%	141.74	6.82%
	min	61.36	3.71%	136.8	8.28%
2026	max	107.77	4.26%	103.3	4.08%
	med	101.81	4.70%	139.2	6.43%
	min	64.16	3.74%	105.53	6.14%
2028	max	106.79	3.88%	115.49	4.19%
	med	104.4	4.44%	132.02	5.61%
	min	62.94	3.38%	98.17	5.27%
2030	max	76.62	2.55%	107.49	3.58%
	med	74.15	2.89%	117.26	4.57%
	min	44.27	2.19%	81.29	4.02%

Figura 9. 35 Curva QV Año 2023, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT

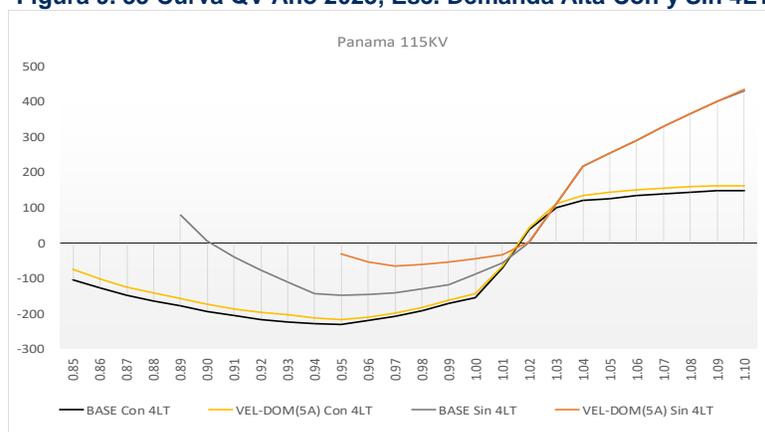
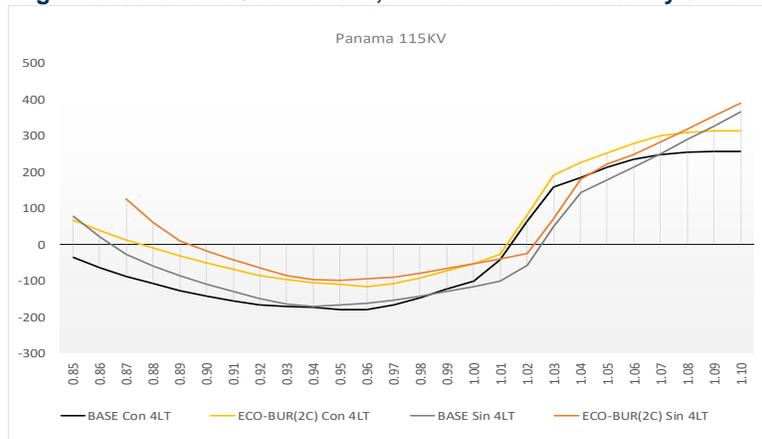


Tabla 9. 28 Resumen de Reserva Reactiva 2023, Esc. Demanda Alta

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-229.94		0.95	-232.16		0.92	-286.25		0.97
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-217.85	-12.09	0.95	-218.43	-13.73	0.93	-265.20	-21.04	0.97
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-167.11	-62.83	0.95	-170.90	-61.26	0.93	-213.67	-72.58	0.97
BASE Sin 4LT	-147.64	-82.30	0.95	-152.39	-79.77	0.93	-164.48	-121.77	0.94
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-65.94	-164.00	0.97	-67.83	-164.33	0.96	-65.35	-220.90	0.96
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-64.10	-165.83	0.96	-66.92	-165.24	0.95	-69.10	-217.15	0.95

Figura 9. 36 Curva QV Año 2024, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT

Tabla 9. 29 Resumen de Reserva Reactiva 2024, Esc. Demanda Alta

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-179.61		0.96	-185.04		0.94	-218.63		0.96
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-115.94	-63.67	0.96	-120.82	-64.23	0.95	-140.57	-78.06	0.97
HI-PAN115(3A) Con 4LT	-108.43	-71.19	0.96	-114.63	-70.41	0.95	-137.20	-81.43	0.98
BASE Sin 4LT	-169.84	-9.78	0.94	-178.35	-6.70	0.93	-196.16	-22.48	0.94
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-99.06	-80.56	0.95	-104.87	-80.17	0.94	-111.70	-106.93	0.94
HI-PAN115(3A) Sin 4LT	-88.55	-91.07	0.95	-97.64	-87.40	0.95	-106.96	-111.68	0.95

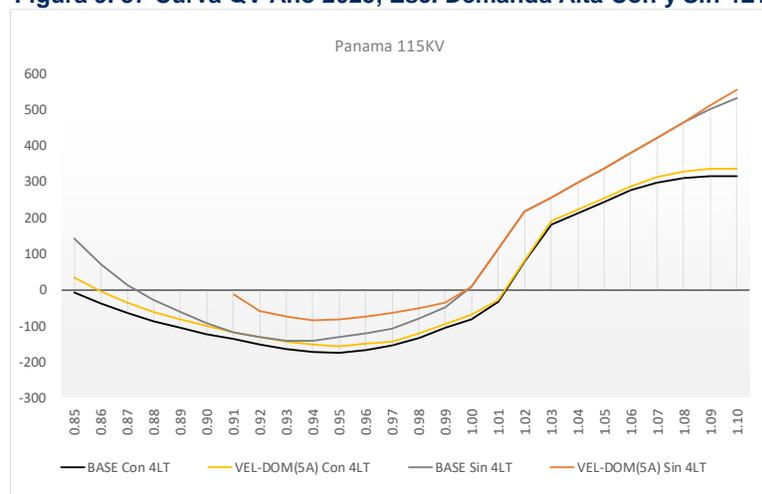
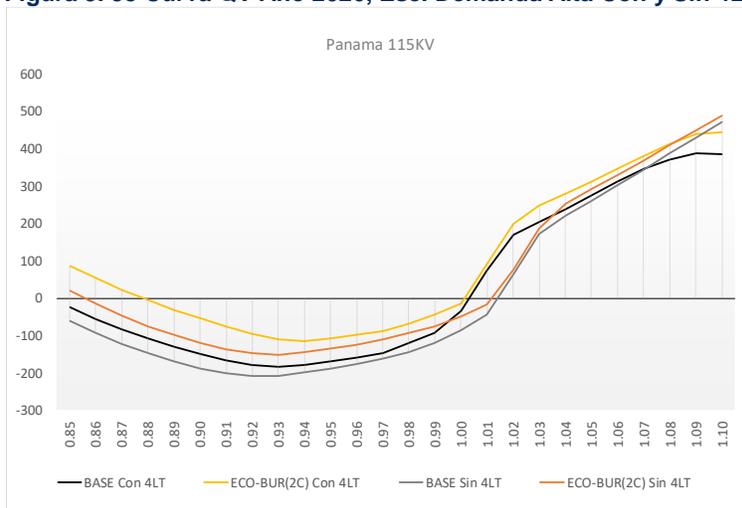
Figura 9. 37 Curva QV Año 2025, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT


Tabla 9. 30 Resumen de Reserva Reactiva 2025, Esc. Demanda Alta

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-174.94		0.95	-179.76		0.93	-221.26		0.96
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-156.34	-18.60	0.95	-159.24	-20.52	0.93	-198.61	-22.65	0.96
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-109.39	-65.55	0.95	-112.54	-67.22	0.94	-133.99	-87.27	0.96
BASE Sin 4LT	-141.47	-33.47	0.93	-147.57	-32.19	0.92	-164.97	-56.29	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-86.10	-88.84	0.94	-88.16	-91.60	0.94	-95.21	-126.05	0.94
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-74.53	-100.41	0.94	-75.67	-104.09	0.94	-83.85	-137.41	0.94

Figura 9. 38 Curva QV Año 2026, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT

Tabla 9. 31 Resumen de Reserva Reactiva 2026, Esc. Demanda Alta

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-183.80		0.93	-188.35		0.91	-237.06		0.95
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-116.16	-67.64	0.94	-119.17	-69.17	0.93	-144.76	-92.30	0.95
HI-PAN115(3A) Con 4LT	-85.16	-98.64	0.94	-95.21	-93.14	0.93	-120.28	-116.78	0.96
BASE Sin 4LT	-208.06	24.26	0.93	-215.77	27.42	0.91	-250.14	13.09	0.93
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-150.96	-32.84	0.93	-157.06	-31.29	0.92	-179.63	-57.43	0.93
HI-PAN115(3A) Sin 4LT	-102.82	-80.97	0.94	-116.32	-72.03	0.93	-134.78	-102.27	0.94

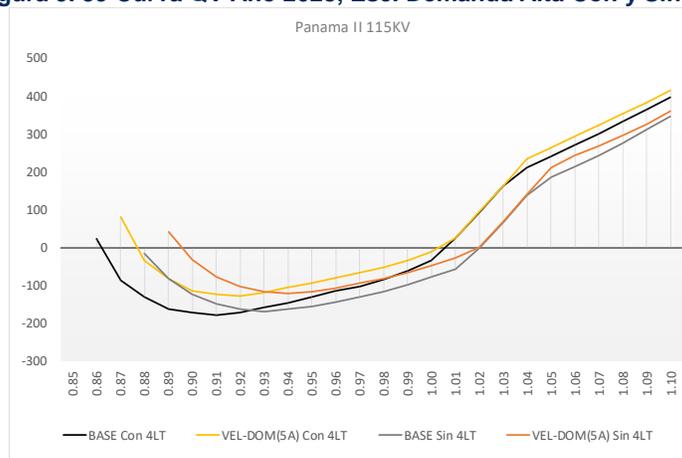
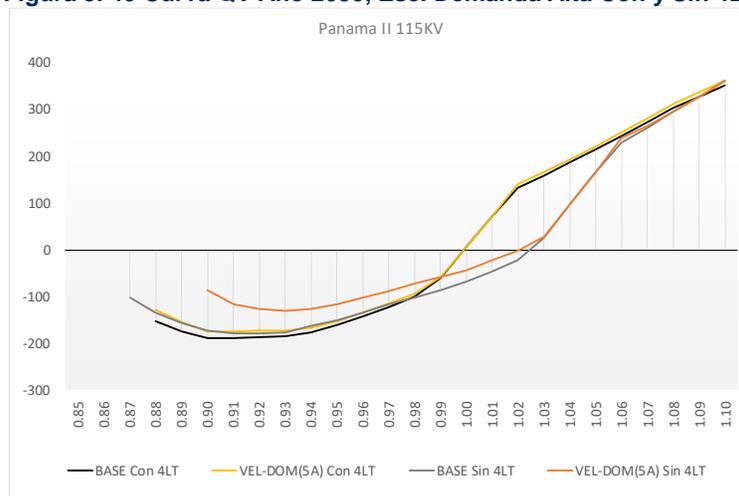
Figura 9. 39 Curva QV Año 2028, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT


Tabla 9. 32 Resumen de Reserva Reactiva 2028, Esc. Demanda Alta

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-171.30		0.93	-179.28		0.91	-227.38		0.93
PAN-CHI(3A) Con 4LT	-41.15	-130.14	0.94	-48.01	-131.27	0.94	-62.96	-164.41	0.96
CHO-ANT(OA) Con 4LT	-122.49	-48.81	0.93	-128.06	-51.22	0.92	-161.05	-66.33	0.94
BASE Sin 4LT	-161.14	-10.16	0.95	-170.11	-9.16	0.93	-197.61	-29.77	0.93
PAN-CHI(3A) Sin 4LT	-54.38	-116.91	0.97	-61.39	-117.89	0.96	-70.75	-156.63	0.96
CHO-ANT(OA) Sin 4LT	-117.27	-54.03	0.95	-122.66	-56.62	0.94	-138.48	-88.89	0.93

Figura 9. 40 Curva QV Año 2030, Esc. Demanda Alta Con y Sin 4LT

Tabla 9. 33 Resumen de Reserva Reactiva 2030, Esc. Demanda Alta

Escenario	Panama 115KV			Panama II 115KV			Chorrera 230KV		
	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)	RESERVA (MVAR)	Dif (MVAR)	VOLT (PU)
BASE Con 4LT	-178.33		0.92	-187.97		0.91	-260.39		0.95
ECO-BUR(2C) Con 4LT	-141.51	-36.82	0.92	-150.37	-37.60	0.91	-206.53	-53.86	0.95
VEL-DOM(5A) Con 4LT	-165.48	-12.85	0.92	-175.11	-12.86	0.91	-242.05	-18.34	0.95
BASE Sin 4LT	-189.84	11.51	0.93	-179.65	-8.31	0.92	-216.96	-43.43	0.93
ECO-BUR(2C) Sin 4LT	-132.90	-45.43	0.94	-126.34	-61.63	0.93	-149.70	-110.69	0.93
VEL-DOM(5A) Sin 4LT	-138.05	-40.28	0.94	-131.37	-56.60	0.93	-149.09	-111.30	0.93

De los cuadros y gráficos mostrados con anterioridad se puede observar que la reserva reactiva en el escenario con 4LT es mayor que en caso de no contar con la misma.

Para mantener la reserva reactiva en el escenario sin la 4LT se debe despachar generación a base de GNL y Bayano, ya que dichas plantas se encuentran en un punto más cercano a los grandes centros de carga y permitirían al sistema mantener el voltaje dentro del rango establecido.

Operación de la 4LT a 230kV a partir del 2030

Para mantener el SIN operando de forma tal que se puede cumplir con el despacho económico manteniendo el nivel de voltaje en 230kV a partir del 2030, se debe considerar el incremento de los niveles de reserva reactiva.

Dicho lo anterior el SIN requeriría la instalación de compensación reactiva dinámica y estática dependiendo del escenario.

Para el escenario de Referencia y Renovable se tendría que instalar un STATCOM en la S/E Panamá 3 de ± 250 MVAR a partir del 2030, para el escenario de Demanda Alta adicional al STATCOM se adicionarían 120MVAR en la S/E Panamá 3.

Por otra parte, se requeriría la repotenciación de los circuitos Fortuna-Chiriquí Grande, Chiriquí Grande – Cañazas, para el escenario de demanda alta a partir del 2030.

Para el año 2032 se requería aumentar la disponibilidad de reactivo en la Zona Atlántica 115kV.

Evaluación Económica

Los estudios realizados en planes de expansión anteriores demostraron que la opción de la Cuarta Línea de Transmisión diseñada y construida en aislamiento de 500kV, en la primera fase operada en 230kV, y elevando a 500 kV una fecha posterior, era la que arrojaba los mayores beneficios para el Sistema Interconectado Nacional, y que permiten cubrir los requerimientos de abastecimiento y alcanzar el cumplimiento establecido en la normativa vigente en cuanto a los criterios operativos y de seguridad de red.

De acuerdo con las previsiones actuales, los cambios que han ocurrido en la matriz energética panameña en los años recientes, se consideró realizar los estudios pertinentes para confirmar la necesidad de la Cuarta Línea de Transmisión propuesta en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional. Asimismo, se consideró necesario determinar la fecha óptima de entrada, utilizando la metodología de minimización del máximo arrepentimiento.

Comparación de Costos

Con el objetivo de verificar que esta opción de llevar a término el proyecto de la Cuarta Línea de Transmisión, resulta más económica con respecto a la decisión de desistir del proyecto, y reemplazarlo con mayor compensación en el sistema.

Se realizó una comparación de costos de las dos opciones, en años diferentes correspondientes de cada decisión (proyecto Cuarta Línea en 2024, 2025, 2026, 2028), como se muestra en las tablas a continuación, lo que corrobora que la decisión de construir el Proyecto Cuarta Línea siempre es la opción de mayores beneficios.

Tabla 9. 34 Evaluación B/C 2024 (MMUS\$)

Año de Evaluación:		Escenario de Referencia			
2024		Escenario de Referencia			
CUARTA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA 230 kV - 500 kV					
vs					
Sin Proyecto					
AÑO	Inversión	Costos OyM	Pérdidas	Costo Operativo	TOTAL
2024	47.50	1.43	-17.32	-6.45	25.16
2025	47.50	1.43	-21.64	-8.09	19.19
2026	47.50	1.43	-21.89	-12.12	14.92
2027	47.50	1.43	-21.89	-11.62	15.41
2028	47.20	1.42	-26.91	-13.17	8.54
2029	47.20	1.42	-26.91	-14.03	7.69
2030	56.99	1.71	-47.12	-24.29	-12.70
2031	56.99	1.71	-47.12	-27.68	-16.09
2032	56.99	1.71	-47.12	-28.81	-17.22
2033	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2034	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2035	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2036	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2037	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2038	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2039	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2040	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2041	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2042	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2043	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2044	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2045	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2046	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2047	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2048	56.99	1.71	-47.12	-29.77	-18.18
2049	62.36	1.71	-47.12	-29.77	-12.81
2050	62.36	1.71	-47.12	-29.77	-12.81
	234.84	7.04	154.13	86.92	
		B/C=	1.00		

Tabla 9. 35 Evaluación B/C 2025 (MMUS\$)

Año de Evaluación:		Escenario de Referencia			
2025					
CUARTA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA 230 kV - 500 KV					
vs					
Sin Proyecto					
AÑO	Inversión	Costos OyM	Pérdidas	Costo Operativo	TOTAL
2025	47.50	1.43	-21.64	-0.36	26.92
2026	47.50	1.43	-21.89	-8.44	18.60
2027	47.50	1.43	-21.89	-12.08	14.95
2028	47.50	1.43	-26.91	-13.47	8.55
2029	47.20	1.42	-26.91	-13.29	8.42
2030	69.53	2.09	-47.12	-24.78	-0.28
2031	56.99	1.71	-47.12	-26.91	-15.32
2032	56.99	1.71	-47.12	-28.75	-17.16
2033	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2034	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2035	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2036	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2037	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2038	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2039	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2040	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2041	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2042	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2043	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2044	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2045	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2046	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2047	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2048	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2049	56.99	1.71	-47.12	-29.78	-18.20
2050	62.36	1.71	-47.12	-29.78	-12.83
	213.93	6.41	145.35	78.68	
		B/C=	1.02		

Tabla 9. 36 Evaluación B/C 2026 (MMUS\$)

Año de Evaluación:		Escenario de Referencia			
2026					
CUARTA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA 230 kV - 500 KV					
vs					
Sin Proyecto					
AÑO	Inversión	Costos OyM	Pérdidas	Costo Operativo	TOTAL
2026	47.50	1.43	-21.89	0.14	27.17
2027	47.50	1.43	-21.89	-8.44	18.59
2028	47.20	1.42	-26.91	-13.36	8.35
2029	47.20	1.42	-26.91	-13.01	8.70
2030	56.99	1.71	-47.12	-24.93	-13.34
2031	56.99	1.71	-47.12	-27.29	-15.70
2032	56.99	1.71	-47.12	-29.28	-17.70
2033	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2034	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2035	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2036	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2037	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2038	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2039	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2040	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2041	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2042	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2043	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2044	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2045	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2046	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2047	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2048	56.99	1.71	-47.12	-29.42	-17.83
2049	64.81	1.71	-47.12	-29.42	-10.01
2050	64.81	1.71	-47.12	-29.42	-10.01
	189.42	5.67	135.56	73.32	
		B/C=	1.07		

Tabla 9. 37 Evaluación B/C 2028 (MMUS\$)

Año de Evaluación:		Escenario de Referencia			
2028					
CUARTA LÍNEA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA 230 kV - 500 KV					
vs					
Sin Proyecto					
AÑO	Inversión	Costos OyM	Pérdidas	Costo Operativo	TOTAL
2028	47.20	1.42	-26.91	0.89	22.60
2029	47.20	1.42	-26.91	-9.53	12.19
2030	56.99	1.71	-47.12	-23.77	-12.18
2031	56.99	1.71	-47.12	-27.62	-16.04
2032	56.99	1.71	-47.12	-28.72	-17.13
2033	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2034	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2035	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2036	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2037	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2038	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2039	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2040	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2041	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2042	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2043	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2044	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2045	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2046	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2047	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2048	56.99	1.71	-47.12	-29.31	-17.72
2049	64.81	1.71	-47.12	-29.31	-9.90
2050	64.81	1.71	-47.12	-29.31	-9.90
	153.11	4.58	118.83	64.24	
		B/C=	1.16		

Se observa que para todos los años analizados la relación beneficio costo es igual o mayor a 1.00 concluyéndose que el proyecto Cuarta Línea de Transmisión Eléctrica Chiriquí Grande-Panamá III 500 KV, es lo más beneficioso para el sistema panameño bajo las condiciones analizadas.

Una vez demostrado el beneficio del proyecto se requiere definir cuál es la fecha óptima de la entrada en operación de la Cuarta Línea de Transmisión, mediante la utilización del Criterio de Savage, el cual consiste en la minimización del máximo arrepentimiento.

Análisis de Mínimo Riesgo

Este análisis de mínimo riesgo, es un criterio que consiste en efectuar un análisis de solidez; ("robustez") de la decisión de la fecha óptima de la entrada en operación de la Cuarta Línea de Transmisión propuesta en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional. Este análisis se hizo con

respecto a incertidumbres en el crecimiento de la demanda, planes de generación, y fechas de entrada del proyecto, mediante la utilización del Criterio de Savage, el cual consiste en la minimización del máximo arrepentimiento.

Objetivo

Identificar la fecha óptima de la entrada en operación del Proyecto Cuarta Línea de Transmisión propuesta en el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

Se realiza un análisis de solidez ("robustez"), de la fecha óptima del Proyecto Cuarta Línea, con respecto a incertidumbres en los años de energización, los planes de expansión de generación considerando una alta penetración de energías renovables, y crecimiento alto de la demanda, mediante la utilización del Criterio de Savage de minimización del máximo arrepentimiento.

ANÁLISIS DE MINIMIZACIÓN DEL MÁXIMO ARREPENTIMIENTO

Metodología

La metodología consiste en obtener los arrepentimientos para una matriz de costos, en la cual se tiene los escenarios de expansión de generación en la vertical y los posibles años de entrada del proyecto Cuarta Línea.

Para cada Plan de expansión de generación se obtiene el menor costo de todos los años analizados para el período 2019 al 2050, y se compara con los otros costos en la vertical para determinar por diferencia los arrepentimientos.

Los costos totales toman en cuenta los costos de inversión de generación y transmisión (proyectos evaluados), operación, y pérdidas. Las valorizaciones de estos costos son obtenidas por medio

de simulaciones de cada plan de generación analizado, data de los estudios energéticos, como los eléctricos.

En forma simple lo que se busca es determinar en cuanto nos arrepentimos si escogemos un escenario diferente al de menor costo. Con base en esta matriz se determinan los máximos arrepentimientos en la horizontal para cada año analizado y finalmente se obtiene el mínimo de esos arrepentimientos.

Escenarios de expansión de generación

Con el fin de cumplir con el procedimiento y la metodología, se utilizaron el escenario Referencia, Renovable (Alternativo I) y Demanda Alta (Alternativa III), los cuales fueron analizados en detalle en el Tomo II - Plan Indicativo de Generación 2019 – 2033:

Escenario de Referencia

Este escenario tendencial, en el cual el comportamiento de las proyecciones se da principalmente siguiendo las pautas presentadas en los datos históricos, es la situación que se presentaría si no se realiza ningún cambio en las políticas, regulaciones y usos de la energía con que contábamos en el pasado y contamos actualmente. Ver Tabla 9. 1

Escenario de Renovables - Alternativo I

En este escenario se utiliza la mayor cantidad de recursos renovables disponibles en el país, tomando en cuenta las diversas tecnologías renovables que son utilizadas actualmente. Ver Tabla 9. 12

Escenario de Demanda Alta - Alternativo III

En este escenario, se contempla un pronóstico de demanda alta con la finalidad de observar la influencia de estas proyecciones en el comportamiento del sistema. Ver Tabla 9. 23

Para todos los escenarios se simuló la operación del proyecto Cuarta Línea de Transmisión operando a partir del año más temprano de entrada desde el punto de vista técnico (2024) y luego sucesivamente para cada año de entrada hasta el 2028 que en este estudio se fijó como la fecha más tardía de entrada del proyecto.

Valor presente de los costos del Proyecto Cuarta Línea e inversiones adicionales producto de la postergación de la entrada en operación del Proyecto Cuarta Línea.

Para obtener los costos totales es necesario calcular el valor presente de las anualidades del proyecto Cuarta Línea para el período que va de la fecha de entrada analizada hasta el último año utilizado del estudio, en este caso el año 2050. En la Tabla 9. 38 se presentan dichos valores. Estos costos se suman a los costos de generación (inversión más operación) para el análisis de minimización del máximo arrepentimiento.

Tabla 9. 38 Valor presente del costo anualizado del Proyecto 4LT (millones de US\$)

Concepto	Año	Proyecto Cuarta Línea 230 - 500 kV			
		2024	2025	2026	2028
Inicio de Operación					
Costo de Inversión 2019@12%		302	274	248	205
1	2019				
2	2020				
3	2021				
4	2022				
5	2023				
6	2024	56.29			
7	2025	56.29	56.29		
8	2026	56.29	56.29	56.29	
9	2027	56.29	56.29	56.29	
10	2028	56.29	56.29	56.29	56.29
11	2029	56.29	56.29	56.29	56.29
12	2030	78.62	78.62	78.62	78.62
13	2031	78.62	78.62	78.62	78.62
14	2032	78.62	78.62	78.62	78.62
15	2033	78.62	78.62	78.62	78.62
16	2034	78.62	78.62	78.62	78.62
17	2035	78.62	78.62	78.62	78.62
18	2036	78.62	78.62	78.62	78.62
19	2037	78.62	78.62	78.62	78.62
20	2038	78.62	78.62	78.62	78.62
21	2039	78.62	78.62	78.62	78.62
22	2040	78.62	78.62	78.62	78.62
23	2041	78.62	78.62	78.62	78.62
24	2042	78.62	78.62	78.62	78.62
25	2043	78.62	78.62	78.62	78.62
26	2044	78.62	78.62	78.62	78.62
27	2045	78.62	78.62	78.62	78.62
28	2046	78.62	78.62	78.62	78.62
29	2047	78.62	78.62	78.62	78.62
30	2048	78.62	78.62	78.62	78.62
31	2049	76.16	78.62	78.62	78.62
32	2050	76.16	76.16	78.62	78.62

Nota: 1. Se considera la inversión del proyecto Cuarta Línea de Transmisión Eléctrica Chiriquí Grande-Panamá III 500 KV, y no se contemplan los costos de Operación y mantenimientos propios de la operación del proyecto Cuarta Línea.

Con el objetivo de determinar la conveniencia del retraso de la energización del proyecto Cuarta Línea, se requiere determinar cuáles serían las inversiones necesarias del sistema si no se cuenta con el proyecto en cada año, en las Tabla 9. 39, Tabla 9. 40 y Tabla 9. 41 se muestran estas inversiones para cada escenario.

Tabla 9. 39 Escenario de Referencia - Inversiones necesarias del sistema sin la 4LT

COSTOS		VIDA UTIL AÑOS	MONTO Millones de B/.
2024	STATCOM (Static Synchronous Compensator) ±250 MVAR en SE Panamá III	25	47.30
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Veladero	25	7.02
	Repotenciación de la línea 230-18 (Fortuna-Guasquita) - Conductor HTLS - Tipo Drake	40	8.01
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Panamá II	25	7.02
Subtotal			69.34
2028	Banco de capacitores de 20 MVAR en SE Santa Rita	25	2.34
	Subtotal		2.34
2030	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE San Bartolo	25	7.02
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Llano Sanchez	25	7.02
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Chorrera	25	7.02
	Circuito Adicional Guasquitas - Veladero Conductor 1200 ACAR	40	25.60
	Repotenciación de la línea 230-29 (Guasquitas - Cañazas) - Conductor HTLS - Tipo Dove	40	11.61
	Repotenciación de la línea 230-30A (Cañazas - Chiriqui Grande) - Conductor HTLS - Tipo Dove	40	3.08
	Repotenciación de la línea 230-20A (Fortuna - Chiriqui Grande) - Conductor HTLS - Tipo Dove	40	8.29
Subtotal			102.24
Total Inversión			173.92

Tabla 9. 40 Escenario Renovable - Inversiones necesarias del sistema sin la 4LT

COSTOS		VIDA UTIL AÑOS	MONTO Millones de B/.
2024	STATCOM (Static Synchronous Compensator) ±250 MVAR en SE Panamá III	25	47.30
	Banco de capacitores de 30 MVAR en SE Veladero	25	3.51
	Repotenciación de la línea 230-18 (Fortuna-Guasquita) - Conductor HTLS - Tipo Drake	40	8.01
	Circuito Adicional Guasquitas - Veladero Conductor 1200 ACAR	40	25.60
Subtotal			84.41
2025	Banco de capacitores de 30 MVAR en SE Veladero	25	3.51
	Banco de capacitores de 20 MVAR en SE Santa Rita	25	2.34
Subtotal			5.85
2026	Banco de capacitores de 30 MVAR en SE Veladero	25	3.51
	Subtotal		3.51
2028	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE San Bartolo	25	7.02
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Chorrera	25	7.02
Subtotal			14.04
Total Inversión			107.81

Tabla 9. 41 Escenario de Demanda Alta - Inversiones necesarias del sistema sin la 4LT

COSTOS		VIDA UTIL AÑOS	MONTO Millones de B/.
2024	STATCOM (Static Synchronous Compensator) ±250 MVAR en SE Panamá III	25	47.30
	Repotenciación de la línea 230-18 (Fortuna-Guasquita) - Conductor HTLS - Tipo Drake	40	8.01
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Veladero	25	7.02
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Llano Sanchez	25	7.02
Subtotal			69.34
2025	Banco de capacitores de 30 MVAR en SE Panamá II	25	3.51
	Banco de capacitores de 20 MVAR en SE Santa Rita	25	2.34
Subtotal			5.85
2026	Banco de capacitores de 40 MVAR en SE Cativa II	25	4.68
	Subtotal		4.68
2028	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Veladero	25	7.02
	Banco de capacitores de 40 MVAR en SE Santa Rita	25	4.68
Subtotal			11.70
2030	Banco de capacitores de 120 MVAR en SE Panamá II	25	14.04
	Banco de capacitores de 120 MVAR en SE Chorrera	25	14.04
	Banco de capacitores de 60 MVAR en SE Llano Sanchez	25	7.02
	Banco de capacitores de 90 MVAR en SE Guasquitas	25	10.53
	Banco de capacitores de 120 MVAR en SE San Bartolo	25	14.04
	Banco de capacitores de 120 MVAR en SE Panamá III	25	14.04
	Circuito Adicional de la línea 230-25A (Veladero - Dominical) Conductor 1200 ACAR	40	32.60
	Circuito Adicional Guasquitas - Veladero Conductor 1200 ACAR	40	25.60
	Repotenciación de la línea 230-30A (Cañazas - Chiriqui Grande) - Conductor HTLS - Tipo Dove	40	3.08
	Subtotal		146.59
Total Inversión			241.66

De igual forma, es necesario calcular el valor presente de las anualidades de estas inversiones adicionales para el período que va de la fecha de entrada analizada hasta el último año utilizado del estudio.

En la Tabla 9. 42, Tabla 9. 43 y Tabla 9. 44 se presentan dichos valores. Estos costos corresponden a las inversiones en compensación que se quieren en los años en los que no se cuenta con el proyecto Cuarta línea.

Tabla 9. 42 VP del costos inversiones adicionales del Esc. de Referencia (MMUS\$)

Concepto	Año	Escenario de Referencia				
Inicio de Operación		2024	2025	2026	2028	2030
Costo de Inversión 2019@12%		39.18	0.00	0.00	0.83	27.24
1	2019					
2	2020					
3	2021					
4	2022					
5	2023					
6	2024	8.79				8.79
7	2025	8.79				8.79
8	2026	8.79				8.79
9	2027	8.79				8.79
10	2028	8.79			0.30	9.09
11	2029	8.79			0.30	9.09
12	2030	8.79			0.30	12.53
13	2031	8.79			0.30	12.53
14	2032	8.79			0.30	12.53
15	2033	8.79			0.30	12.53
16	2034	8.79			0.30	12.53
17	2035	8.79			0.30	12.53
18	2036	8.79			0.30	12.53
19	2037	8.79			0.30	12.53
20	2038	8.79			0.30	12.53
21	2039	8.79			0.30	12.53
22	2040	8.79			0.30	12.53
23	2041	8.79			0.30	12.53
24	2042	8.79			0.30	12.53
25	2043	8.79			0.30	12.53
26	2044	8.79			0.30	12.53
27	2045	8.79			0.30	12.53
28	2046	8.79			0.30	12.53
29	2047	8.79			0.30	12.53
30	2048	8.79			0.30	12.53
31	2049	0.97			0.30	13.80
32	2050	0.97			0.30	12.53

Tabla 9. 43 VP del costos de inversiones adicionales del Esc. Renovable (MMUS\$)

Concepto	Año	Escenario de Renovables (Alternativo I)				
Inicio de Operación		2024	2025	2026	2028	2030
Costo de Inversión 2019@12%		47.20	2.96	1.59	4.98	0.00
1	2019					
2	2020					
3	2021					
4	2022					
5	2023					
6	2024	10.55				10.55
7	2025	10.55	0.75			11.30
8	2026	10.55	0.75	0.45		11.75
9	2027	10.55	0.75	0.45		11.75
10	2028	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
11	2029	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
12	2030	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
13	2031	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
14	2032	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
15	2033	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
16	2034	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
17	2035	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
18	2036	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
19	2037	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
20	2038	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
21	2039	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
22	2040	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
23	2041	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
24	2042	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
25	2043	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
26	2044	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
27	2045	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
28	2046	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
29	2047	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
30	2048	10.55	0.75	0.45	1.79	13.54
31	2049	4.08	0.75	0.45	1.79	7.06
32	2050	4.08		0.45	1.79	6.31

Tabla 9. 44 VP del costos de inversiones adicionales del Esc. de Dem. Alta (MMUS\$)

Concepto	Año	Escenario de Demanda Alta (Alternativo III)				
Inicio de Operación		2024	2025	2026	2028	2030
Costo de Inversión 2019@12%		39.18	2.96	2.12	5.40	39.65
1	2019					
2	2020					
3	2021					
4	2022					
5	2023					
6	2024	8.79				8.79
7	2025	8.79	0.75			9.54
8	2026	8.79	0.75	0.60		10.13
9	2027	8.79	0.75	0.60		10.13
10	2028	8.79	0.75	0.60	1.94	12.07
11	2029	8.79	0.75	0.60	1.94	12.07
12	2030	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
13	2031	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
14	2032	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
15	2033	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
16	2034	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
17	2035	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
18	2036	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
19	2037	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
20	2038	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
21	2039	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
22	2040	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
23	2041	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
24	2042	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
25	2043	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
26	2044	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
27	2045	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
28	2046	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
29	2047	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
30	2048	8.79	0.75	0.60	1.94	18.24
31	2049	0.97	0.75	0.60	1.94	22.49
32	2050	0.97		0.60	1.94	21.75

Para todos los planes de expansión se simuló la operación del proyecto 4LT estimando que el proceso de licitación y adjudicación tome un año (inicio de 2021)

y que el periodo de construcción estimado del proyecto es de 3 años, sin considerar holguras, tomando en cuenta lo anterior desde el punto de vista técnico el proyecto estaría disponible a partir del año 2024 y luego se ajustó sucesivamente la entrada en operación cada año hasta el 2028. La Tabla 9. 45 se muestra el resumen de los escenarios analizados.

Tabla 9. 45 Escenarios Analizados

Escenario	Inicio 230kV	Inicio 500kV
Referencia	2024	2030
	2025	
	2026	
	2028	
Renovables (Alternativo I)	2024	
	2025	
	2026	
	2028	
Demanda Alta (Alternativo III)	2024	
	2025	
	2026	
	2028	

Tabla 9. 46 Costo de inversión de Generación por escenario

Concepto	Año	Referencia	Renovables (Alternativo I)	Demanda Alta (Alternativo III)
Costo de Pérdidas 2019@12%		2,747	2,980	3,404
1	2019	10	22	24
2	2020	63	63	63
3	2021	93	96	96
4	2022	182	182	182
5	2023	316	408	339
6	2024	316	426	344
7	2025	489	447	517
8	2026	489	455	517
9	2027	489	462	547
10	2028	489	478	562
11	2029	489	505	675
12	2030	586	621	715
13	2031	586	643	764
14	2032	586	663	816
15	2033	586	663	836
16	2034	586	663	836
17	2035	586	663	836
18	2036	586	663	836
19	2037	586	663	836
20	2038	586	663	836
21	2039	586	663	836
22	2040	586	663	836
23	2041	586	663	836
24	2042	586	663	836
25	2043	586	663	836
26	2044	586	663	836
27	2045	586	663	836
28	2046	586	663	836
29	2047	586	663	836
30	2048	586	663	836
31	2049	586	663	836
32	2050	586	663	836

Tabla 9. 47 Resumen de Costos Operativos y Pérdidas por Plan. de Generación

Escenario	Año	Costo Operativo	Costo de Pérdidas	Costo Operación & Penalidades
Referencia	2024	2,053	131	2,184
	2025	2,061	140	2,201
	2026	2,067	150	2,217
	2028	2,076	167	2,242
Renovables (Alternativo I)	2024	1,829	147	1,976
	2025	1,837	157	1,994
	2026	1,840	166	2,006
	2028	1,852	184	2,037
Demanda Alta (Alternativo III)	2024	2,257	136	2,392
	2025	2,266	145	2,412
	2026	2,272	155	2,427
	2028	2,281	173	2,453

Resultados del análisis de minimización del máximo arrepentimiento

La evaluación del proyecto Cuarta Línea, bajo condiciones de incertidumbre se realiza determinado el costo total (inversión, operación y penalidades) incurridos el horizonte de estudio. En la evaluación se incluyen únicamente los

proyectos que resultan en los planes de expansión de generación (plantas de generación) y el proyecto Cuarta línea y las inversiones adicionales de no contar con este proyecto.

En la Tabla 9. 49 se presenta el análisis de la minimización del máximo arrepentimiento. Los arrepentimientos se obtienen por diferencia entre los costos de

cada año analizado y el costo mínimo de cada escenario analizado (líneas verticales), luego se obtienen los arrepentimientos máximos para cada año analizado.

Se observa que la decisión óptima para la energización del proyecto Cuarta Línea sería en el año 2024. De no hacerlo en ese año, los arrepentimientos que se tendrían al energizar el proyecto en otro año diferente serían iguales a las diferencias entre los valores correspondientes de cada decisión (proyecto Cuarta Línea en 2024, 2025,

2026, 2028) y el valor correspondiente a la decisión óptima (2024).

Se observa que para todos los planes de expansión analizados el mayor arrepentimiento se da en el año 2025. De acuerdo con el análisis la opción que minimiza el máximo arrepentimiento corresponde al año **2024**, cuyo arrepentimiento máximo es de **0 millones de US\$**; que corresponde al mínimo de los máximos arrepentimientos (Criterios de Savage).

Tabla 9. 48 Resumen de Costos Operativos, Pérdidas por Plan. de Generación

Planes de Generación	Referencia	Renovables (Alternativo I)	Demanda Alta (Alternativo III)
2024	5233	5259	6099
2025	5261	5294	6129
2026	5251	5285	6122
2028	5233	5274	6107
Mínimo Costo	5233	5259	6099

Tabla 9. 49 Análisis de minimización del máximo arrepentimiento en millones de US\$

Planes de Generación	Referencia	Renovables (Alternativo I)	Demanda Alta (Alternativo III)	Máx.
2024	0	0	0	0
2025	28	36	30	36
2026	18	26	23	26
2028	0	15	8	15

Año óptimo de entrada del Proyecto Cuarta Línea

De acuerdo con el Criterio de Savage, la opción que minimiza el máximo arrepentimiento corresponde al año 2024, cuyo arrepentimiento máximo asciende a 0 millones de US\$; siendo está a la decisión que produce el menor arrepentimiento.

Bajo las condiciones técnicas, económicas y de riesgo analizadas se recomienda que la fecha de entrada en

operación del proyecto Cuarta Línea de Transmisión Eléctrica Chiriquí Grande-Panamá III 500 KV sea en el año 2024.

Conclusiones

De los resultados presentados se puede indicar lo siguiente:

El problema principal que presenta el SIN en el periodo de largo plazo de presentarse altos flujos desde occidente será la falta de compensación reactiva pasiva y dinámica.

Dado que las líneas actuales no permitirían cumplir con el despacho económico, además de que limitaría la penetración de fuentes renovables no convencional (Eólica y Solar), se tendría que invertir en compensación reactiva

Cabe destacar que la operación de un sistema con alto grado de compensación reactiva operando, complicaría la operación del SIN.

Dicho lo anterior se recomienda la construcción de una nueva línea (4LT) que permitiría al SIN operar de forma segura y confiable.

Para todos los escenarios analizados (Referencia, Renovable y Demanda Alta) la entrada en operación de la 4LT permitiría al SIN cumplir con el despacho económico y además permitiría el despacho de un alto volumen de generación renovable (Eólica y Solar).

A continuación, se muestran las condiciones que presentaría el SIN con y sin la 4LT.

La entrada en operación de la 4LT a partir del 2024:

- Se eliminaría las restricciones de transmisión y la generación obligada.
- Permitiría aumentar la capacidad de transporte a tal punto que se pudiera cumplir con el despacho económico.
- Aumentaría la confiabilidad del SIN ya que el mismo soportaría contingencias dobles circuitos paralelos en cada tramo de las líneas 1, 2 y 3.
- Disminuiría la dependencia de compensación reactiva pasiva y dinámica.

- Aumentaría la reserva reactiva disminuyendo y hasta eliminado el problema de estabilidad de voltaje.
- Permitiría un aumento considerable de la penetración de fuentes renovables no convencionales en la Zona Occidente y Central del país.
- Reduciría las pérdidas del SPT, disminuyendo generación de energía innecesaria y su costo.
- Le daría suficiente margen de maniobra a ETESA para realizar los mantenimientos programados de las líneas 1, 2 y 3, sin recurrir en generación obligada.

Sin la 4LT:

- Se repetirían los problemas de inestabilidad de voltaje que mantenemos en la actualidad.
- Se presentarían restricciones operando el SIN con generación obligada.
- Se limitaría la penetración de generación eólica y solar.
- Se tendría que invertir en compensación reactiva pasiva y dinámica para soportar grandes volúmenes de transferencia de energía entre occidente y centro del país.
- Se tendrían que repotenciar circuitos cuya ejecución de la obra sería muy complicada.
- Se operaría un Sistema con bajos niveles de confiabilidad.
- Se presentarían altos niveles de pérdidas y costos de las mismas.

Según el cronograma de ejecución del proyecto el mismo no estaría disponible antes del 2024, además el análisis económico para determinar la fecha optima de entrada en operación del proyecto coincide dicha fecha.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 10

PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 10

PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

Tomando en cuenta el nuevo escenario de generación que considera las centrales generadoras hidroeléctricas, obtenemos de los análisis realizados, que es necesario desarrollar los siguientes proyectos, de modo que el sistema de transmisión tenga la capacidad para transportar toda la generación de estas centrales, cumpliendo con las normas de calidad establecidas en el Reglamento de Transmisión.

Las ampliaciones identificadas en el largo plazo, 2023 – 2033, son las siguientes:

Proyectos Identificados en el Largo Plazo

1. Aumento de Capacidad de la Línea LT1 Veladero – Llano Sánchez – El Higo - Chorrera - Panamá 230 KV

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2016 – 2019, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación se tendría un aumento de proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de 600 MW, que sumado a los 1,707 MW existentes daría un total de 2,307 MW de generación solar, eólica e hidroeléctrica, la mayoría de estos de pasada o filo de agua. Debido a que la mayor parte de esta generación llega a los principales centros de carga, Subestaciones Panamá y Panamá II, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el occidente, desde la Subestación Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones.

En el año 2017 entró en operación la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea de

transmisión LT1, Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá la cual data de los años 1978 y 1979. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal. Para esto será necesario cambiar el conductor de la misma a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC, cambiar los herrajes, reparación de elementos de las torres y, de ser necesario, instalación de torres nuevas para adecuarse a los requisitos del nuevo conductor.

Los trabajos a realizar en esta línea son los siguientes:

- Aumento de capacidad en la LT1 Veladero – Llano Sánchez (Etapa 1) entraría en operación en el año 2022 (periodo de corto plazo).
- La segunda etapa Llano Sánchez El Higo estaría operativa para el año 2023.
- La tercera etapa El Higo – Panamá entraría en operación en el año 2024.
- En todas las etapas se cambiará el conductor de la línea de transmisión, aproximadamente 290 km en total, a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC o similar. Este conductor tendrá una capacidad de aproximadamente 600 MVA/circuito a una temperatura de 180°C y 645 MVA/circuito a 200°C. Se utilizarán las torres existentes. Este conductor tiene peso muy similar (727 lb/kpie) en comparación con el conductor

actual 750 ACAR (704 lb/kpie) por lo que no impone esfuerzos adicionales en las torres existentes, mientras que prácticamente triplica la capacidad de transmisión de estas líneas.

- Igualmente se reemplazará el hilo de guarda en la línea, reemplazando uno de ellos por un conductor OPGW, mientras que el otro hilo de guarda se reemplazará por un nuevo 7 No.8.

Con el aumento de la capacidad de esta nueva línea de doble circuito Veladero – Llano Sánchez – El Higo - Chorrera - Panamá 230 KV, se incrementará la capacidad de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) proveniente del occidente del país, donde se encuentra el potencial hidroeléctrico, lo que permitirá el desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas.

Etapa II

Entrada en Operación: abril de 2023

Costo Estimado: B/. 32,596,000

Etapa III

Entrada en Operación: marzo de 2024

Costo Estimado: B/. 40,291,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El Proyecto aumento de capacidad de la LT1_Vel-LLs-ElHigo-Cho-Pmá, se envió a compras para licitarse el 29 de septiembre de 2016.
- El Proyecto aumento de capacidad de la LT2_Vel-LLs-EICoco-PmáII, se envió a compras para licitarse en junio de 2016 y fue devuelta el 14 de noviembre de 2016 a la Gerencia de Diseño para correcciones y unificar los dos proyectos: Aumento LT1 y Aumento LT2 en una sola licitación.

- 2017-2-78-0-99-LP-008767 se publicó el 26 de junio de 2017 y tenía propuesto la fecha del acto público para el 30 agosto de 2017.
- con los trabajos realizados en el proyecto Aumento de Capacidad LT_MDN-VEL y Aumento de capacidad LT_GUAS-VEL y las dificultades en obtener las libranzas de dos líneas de manera concurrente, se decidió realizar un estudio más afondo de la cronología de los trabajos tomando en consideración los tiempos de generación del occidente y las libranzas en época de lluvia o seca, además de algunos trabajos adicionales que se deben realizar en las torres. (reubicación de estructuras, etc.).

2. Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 KV (operada inicialmente a 230 KV)

Debido a la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, solares, eólicas y térmicas en el occidente del país, es necesario aumentar la capacidad de transmisión proveniente desde las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro, hacia la ciudad de Panamá, para así transmitir de manera confiable, eficiente y segura la generación de estas plantas hasta los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón, cumpliendo con todas las normativas vigentes y con un despacho económico de generación, respetando el Orden de Mérito de las unidades generadoras.

Para esto se ha considerado la construcción de una cuarta línea de transmisión proveniente desde el occidente del país, en el área de Bocas del Toro, desde una nueva subestación denominada Chiriquí Grande, hasta la nueva Subestación Panamá III. Esta nueva línea tendrá su recorrido por el

sector atlántico del país, debido a que por el sector pacífico ya transcurren las otras tres líneas de transmisión de 230 KV.

Este proyecto se comprenderá dos fases: Fase I, la cual consistirá de la construcción de la línea de transmisión, con aproximadamente 330 km de longitud, la construcción de la Subestación Chiriquí Grande 230 KV y la ampliación de la Subestación Panamá III. En esta fase la línea operará en 230 KV. La fase II comprenderá la energización a 500 KV de la línea, para lo cual será necesario la construcción de los patios de 500 KV de las Subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III.

FASE I

Esta fase consiste de:

- Línea de transmisión de 500 KV: esta línea será de doble circuito, en 500 KV, con cuatro conductores 750 ACAR por fase, con una longitud aproximada de 317 km. La misma tendrá una capacidad de transmisión en condiciones normales de operación de por lo menos 1,300 MVA por circuito en condiciones normales de operación y 1,630 MVA por circuito en condiciones de emergencia. En esta fase operará en 230 KV.
- Construcción de la nueva Subestación Chiriquí Grande 230 KV: esta subestación seccionará las líneas de 230 KV Fortuna – La Esperanza y Cañazas – Changuinola, en el área de Chiriquí Grande, provincia de Bocas del Toro. El patio de 230 KV contará con dos naves de tres interruptores para la conexión de las líneas antes mencionadas y además dos naves de dos

interruptores para la conexión de los dos circuitos de la línea hacia Panamá III. Deberá contar con el espacio para que a futuro se amplíe la subestación con la transformación a 500 KV y patio de 500 KV.

- Ampliación de la Subestación Panamá III 230 KV: para la conexión de la línea de proveniente desde Chiriquí Grande, será necesario ampliar el patio de 230 KV de la Subestación Panamá III mediante la adición de dos interruptores en las naves disponibles.

FASE II

En esta fase del proyecto se realiza la energización a 500 KV de la línea de transmisión. Para esto serán necesarias las siguientes obras:

- Subestación Chiriquí Grande 500 KV: El patio de 500 KV será en esquema de interruptor y medio GIS y contará con un total de 14 interruptores. Contará con cinco naves, dos de ellas de tres interruptores, para la conexión de dos de los transformadores y reactores y tres naves de dos interruptores para la conexión de la línea hacia la Subestación Panamá III y uno de los transformadores. Los tres transformadores tendrán una capacidad de 500 MVA cada uno, compuestos por tres transformadores monofásicos, se incluye uno de repuesto (total de 10 transformadores monofásicos). También será necesario la ampliación del patio de 230 KV mediante la adición de una nave con dos interruptores, para la conexión de uno de los

transformadores. Cada una de las líneas de 500 KV también necesitará la conexión de un reactor mediante un interruptor.

- **Subestación Panamá III 500 KV:** El patio de 500 KV será en esquema de interruptor y medio GIS y contará con un total de 14 interruptores. Contará con cinco naves, dos de ellas de tres interruptores, para la conexión de dos de los transformadores y reactores y tres naves de dos interruptores para la conexión de la línea hacia la Subestación Chiriquí Grande y uno de los transformadores. Los tres transformadores tendrán una capacidad de 500 MVA cada uno, compuestos por tres transformadores monofásicos, se incluye uno de repuesto (total de 10 transformadores monofásicos). También será necesario la ampliación del patio de 230 KV mediante la adición de una nave con dos interruptores, para la conexión de uno de los transformadores. Cada una de las líneas de 500 KV también necesitará la conexión de un reactor mediante un interruptor.

Fase I: operación en 230 KV

Inicio de Operación: julio de 2024

Costo total: B/. 463,000,000

Fase II: operación en 500 KV

Inicio de Operación: julio de 2030

Costo total: B/. 175,083,000

3. Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 KV

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Panamá III de 230 KV ya que para el año 2028 se presentan

sobrecargas en las líneas de doble circuito de 230 KV entre Panamá – Panamá III. Para esto, debido a los problemas de servidumbre en esta área, se ha pensado en que el refuerzo sea a través de una línea subterránea de aproximadamente 3 km de longitud. Adicionalmente se deberán hacer las ampliaciones en ambas subestaciones con la adición de una nave de dos interruptores de 230 KV el costo total estimado es de B/. 13,019,000.

Inicio de Operación: enero de 2028

Costo total: B/. 13,019,000

4. Proyecto Telfers – Sabanitas 230 KV

Para la vinculación del proyecto NG Power, ubicado en Telfers, Provincia de Colón, será necesario la construcción de una nueva línea de 230 KV, conductor Drake ACCC, doble circuito, montando inicialmente un solo circuito, de aproximadamente 16 km de longitud, hasta la S/E Sabanitas 230 KV. Además, será necesario seccionar uno de los circuitos de la línea Costa Norte – Sabanitas 230 KV, de manera que este proyecto, junto con Costa Norte, cuenten con la suficiente capacidad de transmisión. También será necesaria la ampliación de una nave de dos interruptores en la Subestación Sabanitas 230 KV GIS para la conexión de este nuevo circuito.

Los costos asociados a esta obra son los siguientes:

a. LT Telfers – Sabanitas 230 KV doble cto. (un cto. inicialmente), conductor Drake ACCC, 16 km aproximadamente: B/. 15.55 Millones

b. Seccionamiento LT doble circuito Costa Norte - Sabanitas 230 KV más aproximadamente 1 km de línea de doble circuito con conductor Drake ACCC para llegar hasta Telfers: B/. 3.67 Millones

c. Adición de una nave de dos interruptores GIS en S/E Sabanitas 230 KV: B/. 7.00 Millones

Inicio de Operación: enero de 2023
 Costo Estimado: B/. 26.22 Millones

El total de la generación de las plantas instaladas en esta área de la Provincia de Colón, Costa Norte (381 MW) y NG Power (670 MW) suman 1,051 MW, que comparado a la demanda máxima proyectada para el año 2023, (2,152 MW) representa más del 48 % de la demanda total del sistema.

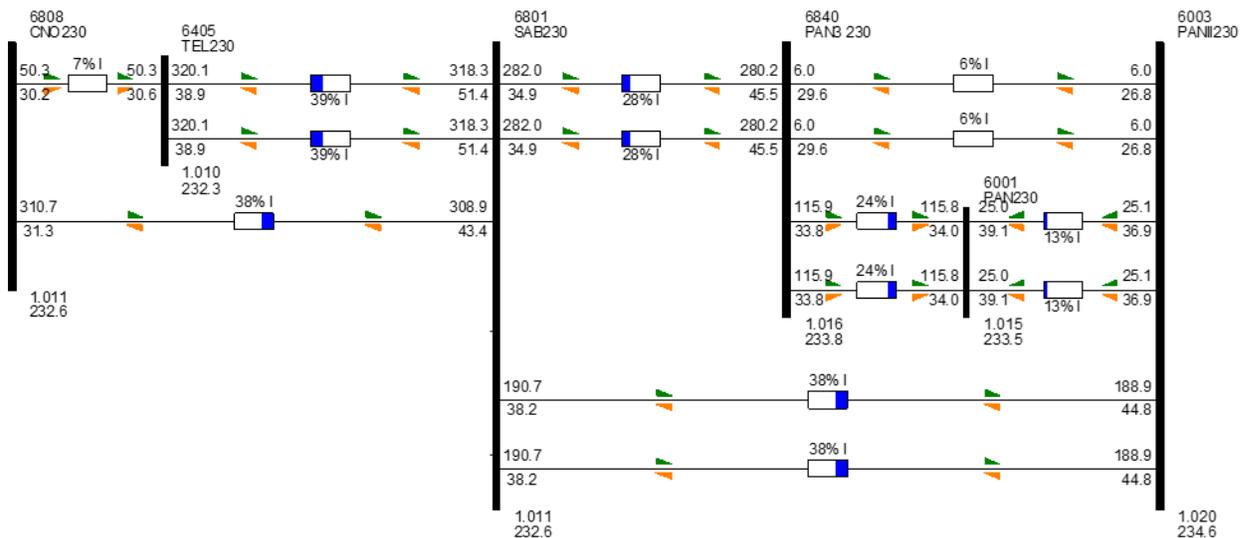
Comparado con la transferencia máxima desde occidente para el año 2023 de 1,309 MW, el flujo máximo de las centrales del área de Colón representaría más del 80% del mismo.

Tal como se establece en el Artículo 173 del Reglamento de Transmisión, esta línea se justifica como parte del Sistema Principal de Transmisión, en función al uso de dicho equipamiento en la red de transmisión, además de que existirían dos agentes conectados a través de la misma. A continuación, se presentan los flujos de potencia de los análisis realizados para la conexión de este proyecto al SIN.

a. Caso Base: Costa Norte y NG Power conectadas en Sabanitas y LT de Telfers- Sabanitas

Telfers: 590 MW (descontado el uso de auxiliares y 5% de reserva)
 Costa Norte: 361 MW (descontado el uso de auxiliares y 5% de reserva)
 Total= 951 MW

DIAGRAMA UNIFICAR CONEXION PLANTAS DE GNL



Como se puede observar, todas las líneas están dentro de su rango de capacidad normal, siendo la mayor carga solo de 39 % en las líneas Costa Norte – Sabanitas. En caso de contingencia de alguna de estas líneas, no existirá ninguna sobrecarga.

5. Adición de Banco de Capacitores de 20 MVAR en S/E Santa Rita 115 KV

Para el año 2028 será necesario contar con un (1) banco adicional en la S/E Santa Rita (1x20 MVAR) para brindar el soporte de potencia reactiva necesaria para mantener los voltajes cerca del área de influencia dentro del rango establecida en la reglamentación.

Entrada en Operación: julio de 2028

Costo Estimado: B/. 1,649,000

En el diseño y costo de todos los proyectos mencionados se incluyen todos los equipos necesarios para la adecuada conexión de los mismos, tales como interruptores, cuchillas, PTs, CTs, etc.

Es importante mencionar que el costo total es un estimado que no incluye el costo de la generación obligada y generación desplazada producto de las libranzas para la ejecución de los proyectos, costo que debe ser calculado al momento de realizar el mismo.



CAPÍTULO 11

INTERCONEXIONES REGIONALES



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 11

INTERCONEXIONES REGIONALES

A continuación, se analiza el comportamiento y las limitaciones presentadas en el Sistema Principal de Transmisión (SPT) para cumplir con los intercambios con Centroamérica y Colombia.

INTERCAMBIOS PANAMÁ-CENTROAMERICA

Para este análisis se simularán intercambios con Costa Rica (Exportando e Importando) hasta llegar al monto máximo posible respetando los criterios de calidad y seguridad. Los intercambios se realizarán a través de los circuitos de (Dominical-Río Claro, Progreso-Río Claro y Changuinola - Cahuita) no se tomaron en cuenta nuevos refuerzos.

Tabla 11. 1 Intercambios Con Centroamérica

Año	Importando (MW)	Exportando (MW)
2023	275	571
2024	277	510
2025	250	560
2026	234	606
2028	259	595
2030	300	565

Como se puede apreciar en la tabla anterior el rango de importación alcanzado se encuentra entre 230MW y 300MW a lo largo del periodo estudiado.

El sistema no soportaría importaciones superiores debido a la falta de compensación reactiva, misma que es requerida para dar soporte ante las contingencias del SPT manteniendo los voltajes dentro del rango permitido

Debido a que existen restricciones que no permitirían aumentar a más de 300MW

las importaciones no se presentan sobrecargas en las interconexiones.

En los escenarios de exportación se logra mayor intercambio con Centroamérica debido a que gran parte de la generación que se requiere para exportar sería generada por fuentes térmicas conectadas en áreas cercanas a los centros de carga (Zona Atlántica 230kV).

Dicha generación daría suficiente soporte reactivo que permitiría exportar hasta 600MW, El valor de la exportación es limitado por sobrecarga en la línea Progreso - Río Claro ante la pérdida de la línea Dominical-Río Claro.

Contrario al caso con importaciones las pérdidas disminuirían considerablemente con respecto al escenario sin importaciones.

Tabla 11. 2 Transferencia Llano Sánchez

Año	Importando (MW)	Exportando (MW)
2023	1499.69	676.43
2024	1488.66	754.73
2025	1516.84	763.42
2026	1488.03	707.01
2028	1487.19	711.01
2030	1690.44	1032.72

Tomando en cuenta las importaciones presentadas las pérdidas aumentarían en comparación con el escenario de referencia sin importaciones.

Tabla 11. 3 Pérdidas de Transmisión Importando y Exportando

Año	Importando (MW)	Exportando (MW)	Base
2023	121.05	41.89	104.52
2024	118.84	45.14	105.07
2025	123.87	43.66	108.48
2026	118.88	42.44	107.77
2028	120.41	43.18	106.79
2030	90.63	43.36	76.62

A continuación, se muestran los flujos por las interconexiones Panamá – Centroamérica

Figura 11. 1 Escenario de Importación año 2023

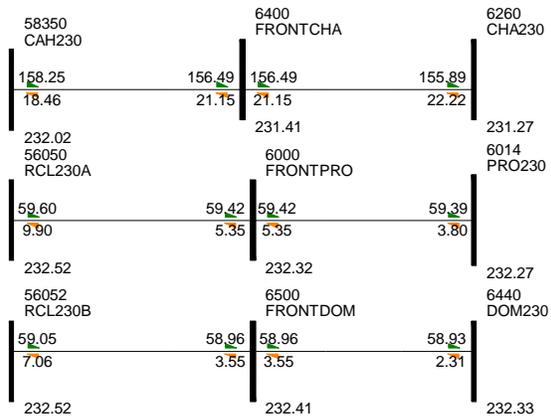


Figura 11. 2 Escenario de Importación año 2024

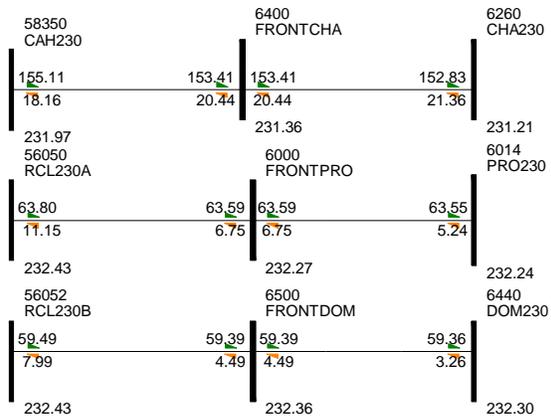


Figura 11. 3 Escenario de Importación año 2025

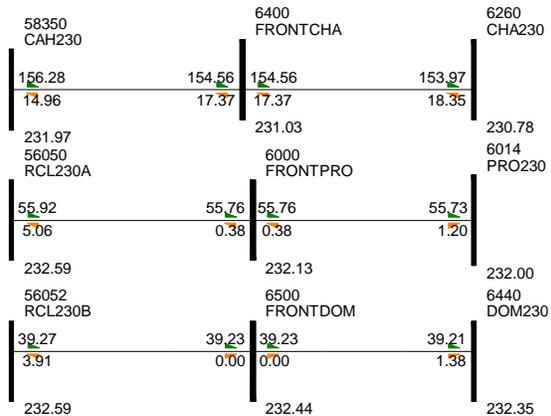


Figura 11. 4 Escenario de Importación año 2026

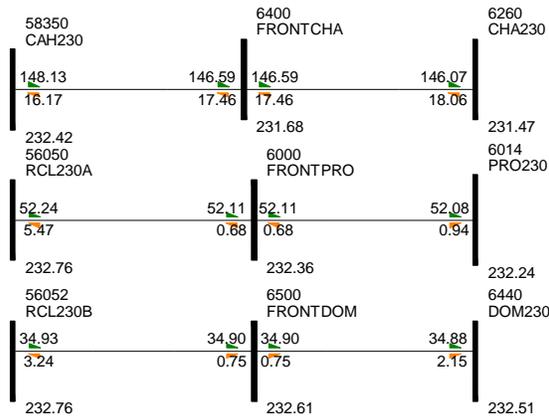


Figura 11. 5 Escenario de Importación año 2028

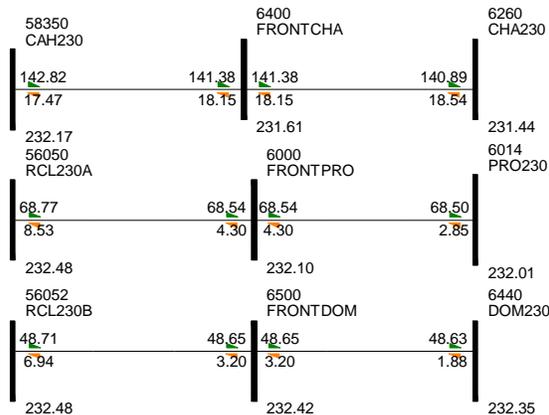


Figura 11. 6 Escenario de Importación año 2030

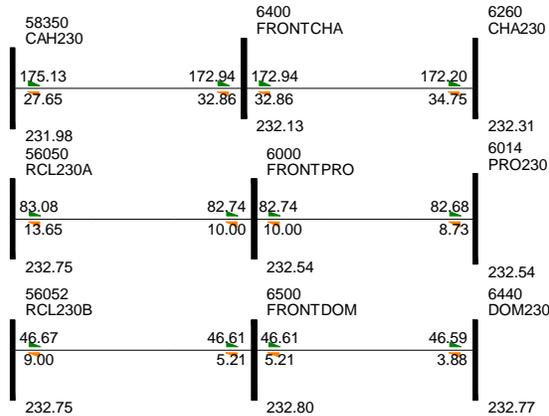
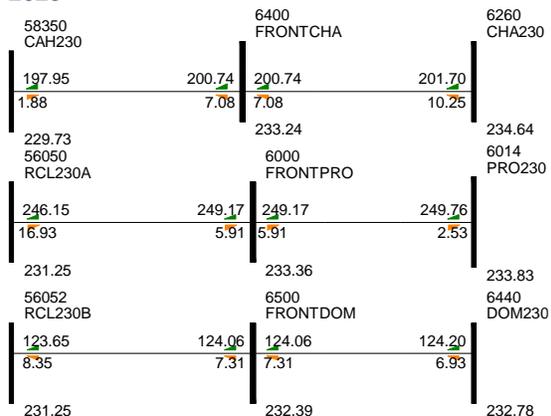
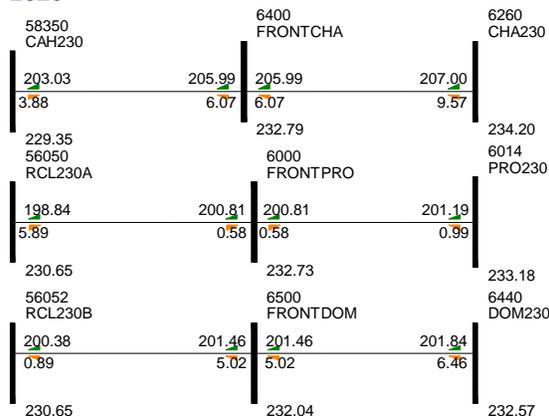
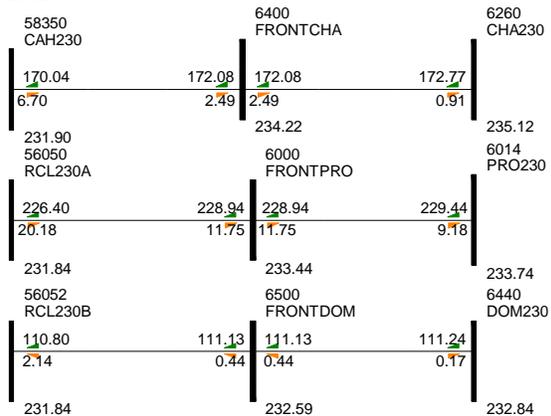
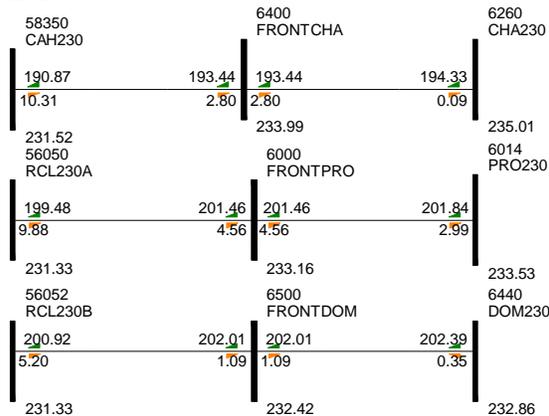
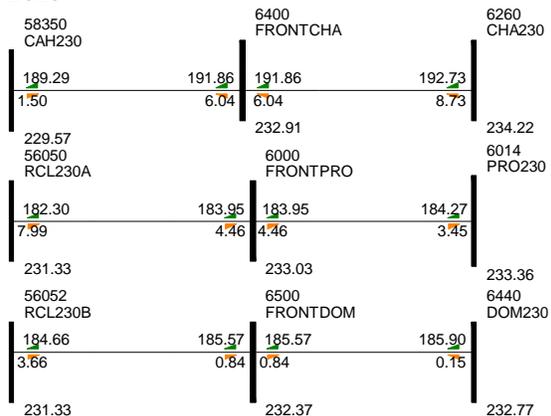
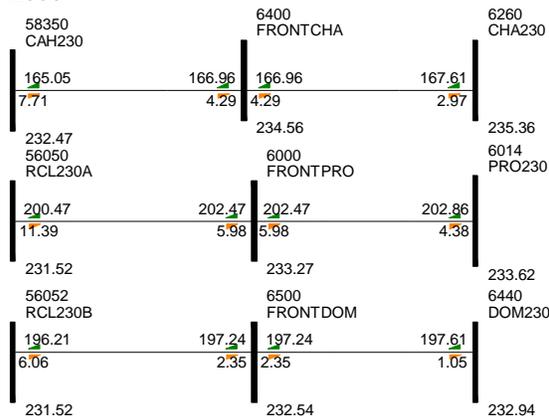


Figura 11. 7 Escenario de Exportación año 2023

Figura 11. 10 Escenario de Exportación año 2026

Figura 11. 8 Escenario de Exportación año 2024

Figura 11. 11 Escenario de Exportación año 2028

Figura 11. 9 Escenario de Exportación año 2025

Figura 11. 12 Escenario de Exportación año 2030


INTERCAMBIOS (PORTEO) COLOMBIA-PANAMÁ- CENTROAMERICA

Para este análisis se toman en cuenta la entrada en operación de la Interconexión Colombia – Panamá a partir del año 2024.

Se realizan intercambios entre los tres mercados, Panamá, Colombia y Centroamérica para observar o determinar los niveles de intercambio que soportaría el SIN.

Tabla 11. 4 Transferencia Centroamérica-Colombia

Año	CENTROAMERICA-PANAMÁ	PANAMA-COLOMBIA
2023	300	400
2024	300	400
2025	300	400
2026	300	400
2028	300	400
2030	300	400

Tabla 11. 5 Transferencia Colombia-Centroamérica

Año	COLOMBIA-PANAMÁ	PANAMA-CENTROAMERICA
2023	400	300
2024	400	300
2025	400	300
2026	400	300
2028	400	300
2030	400	300

Tomando en cuenta los flujos establecidos se ajustaron los despachos a entre los años del 2024 y 2030, respetando los criterios de calidad y seguridad.

Para los escenarios analizados no se encontraron restricciones que no permitan el porteo de energía en ambas direcciones, además no se requieren de nuevas inversiones

Flujo Sur - Norte

Para este escenario el Sistema Colombiano exporta 400MW, hacia Centroamérica se exportan 100MW por lo que en el Sistema de Panamá se quedarían 100MW.

Para todo el periodo de estudio se cumple con el criterio de calidad y seguridad. A pesar de que salen de despacho 100MW que brindan soporte de reactivo.

A continuación, se presentan los flujos desde occidente (Entrando a S/E Llano Sanchez) y las pérdidas de transmisión para los escenarios de Intercambios Norte – Sur y Viceversa

Tabla 11. 6 Flujos por Llano Sanchez (ICP)

Año	CA-PA-CO (MW)	CO-PA-CA (MW)
2024	1514.36	950.9
2025	1561	1011.52
2026	1549.46	996.22
2028	1441.88	991.52
2030	1764.65	1296.06

Tabla 11. 7 Perdidas de Transmisión (ICP)

Año	CA-PA-CO (MW)	CO-PA-CA (MW)	Base
2024	126.24	53.52	105.07
2025	130.88	57.81	108.48
2026	133.02	58.32	107.77
2028	118.59	56.66	106.79
2030	98.97	53.28	76.62

Figura 11. 13 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2024

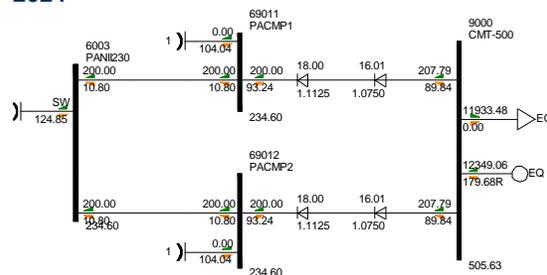


Figura 11. 14 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2024

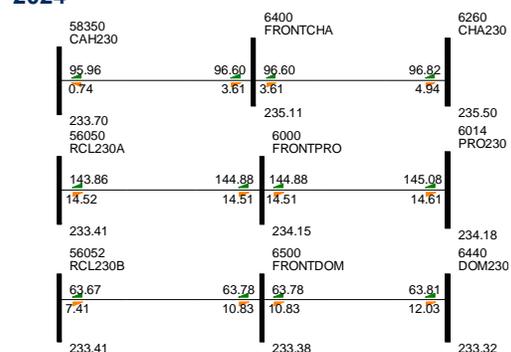


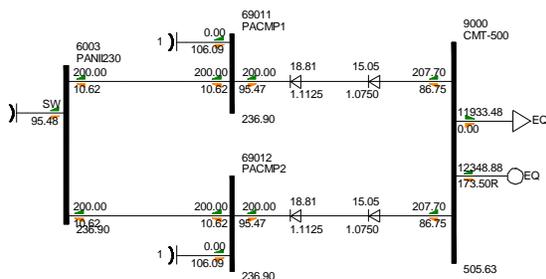
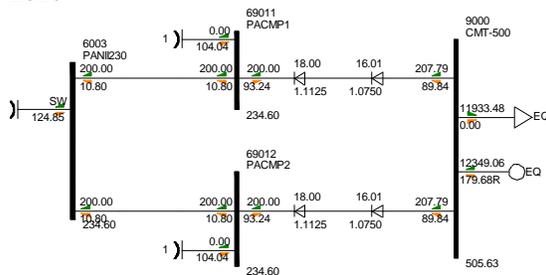
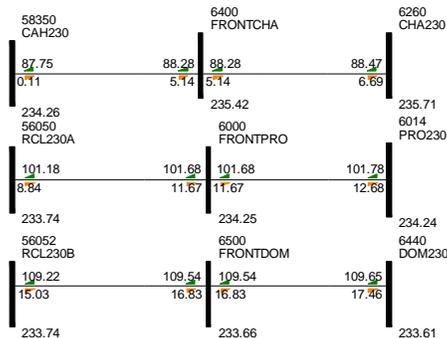
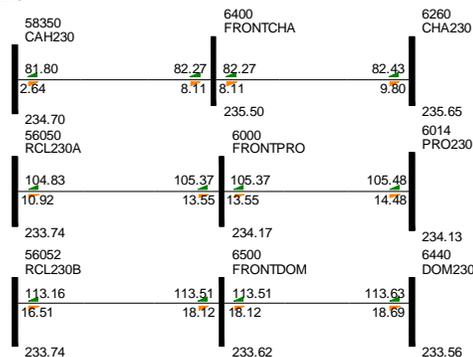
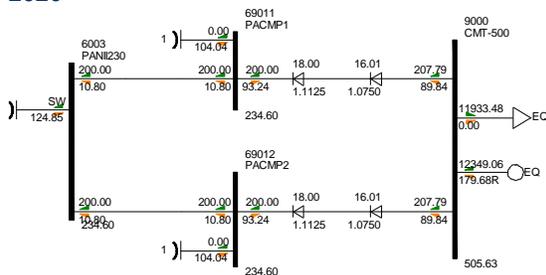
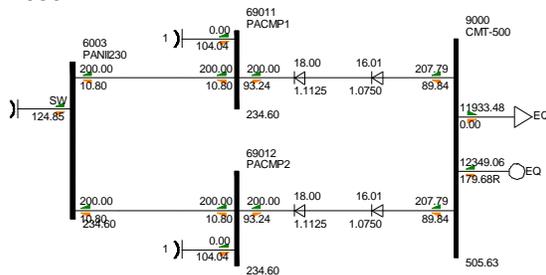
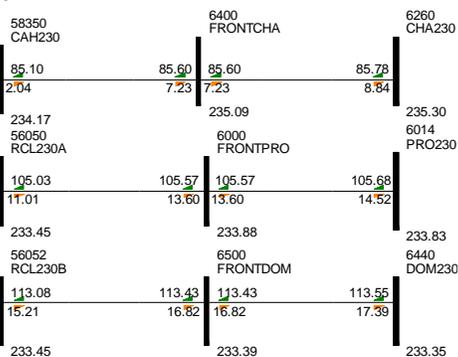
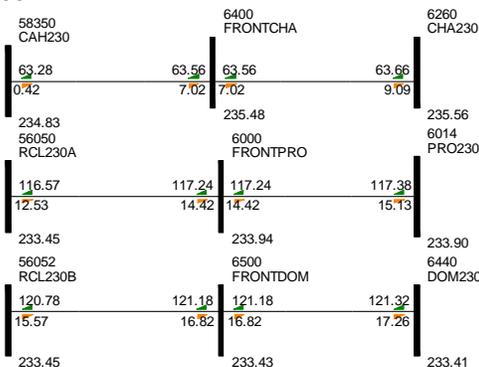
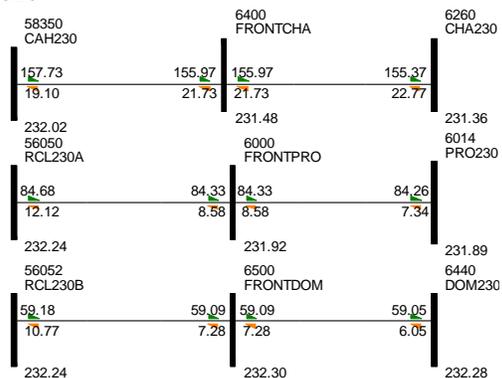
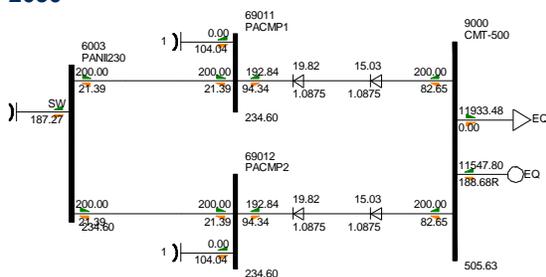
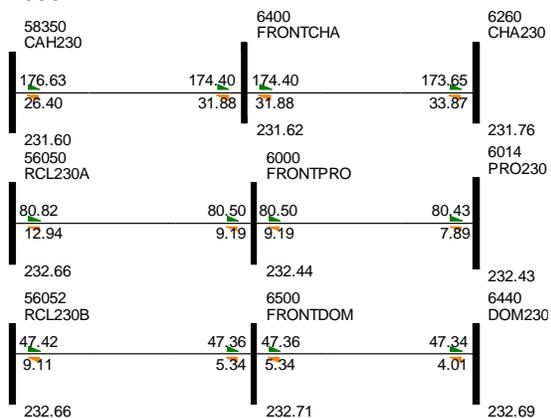
Figura 11. 15 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2025

Figura 11. 19 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2028

Figura 11. 16 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2025

Figura 11. 20 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2028

Figura 11. 17 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2026

Figura 11. 21 Flujo Sur-Norte (CO-PA), año 2030

Figura 11. 18 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2026

Figura 11. 22 Flujo Sur-Norte (PA-CA), año 2030


Figura 11. 30 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2028

Figura 11. 31 Flujo Norte – Sur (PA-CO), año 2030

Figura 11. 32 Flujo Norte- Sur-(CA-PA), año 2030




Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 12

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 12

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Las ampliaciones del sistema de comunicaciones determinada en el horizonte de corto plazo son las presentadas en la siguiente tabla.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
51	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES		0	2,832	5,492	2,403	270	110	48	0	0	0	0	0	0	11,155
52	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO			150	150											300
53	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES			50	50											100
54	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO TRONCALES LT 230-20y30			250	250											500
55	REPOSICION DE RECTIFICADORES			132	132											264
56	REPOSICION DE TORRES DE COMUNICACIONES				131	131										262
57	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS			126	126											252
58	REPOSICION DE OPGW LT GUASQUITAS - PANAMA II			2,124	2,034	2034										6,192
59	REPOSICION ENLACES MICROONDAS CERRO MENA Y VOLCAN BARU				110											110
60	REPOSICION EQUIPOS DE PRUEBA RED DE TELECOMUNICACIONES				150	200	200									550
61	REPOSICION BANCOS DE BATERIAS DE COMUNICACIONES				53	38	70	110	48							319
62	REPOSICION SISTEMA DE RADIO COMUNICACION DIGITAL ASTRO-25				2,306											2,306

1. Plantas Eléctricas Auxiliares de Respaldo

Reposición de las Plantas Eléctricas auxiliares de Respaldo y Sistema de Transferencia Automática en diez (10) sitios de la Red de Comunicaciones de ETESA, en los cuales las Plantas Actuales han cumplido su tiempo de uso o no se cuenta con repuestos para mantenerlas en óptimo funcionamiento por más tiempo. Con esta reposición se busca garantizar la operación ininterrumpida de los Equipos de estos sitios durante apagones o fallas del Servicio Eléctrico Comercial.

Objetivos

- Garantizar la operación permanente de los equipos de comunicaciones mediante el reemplazo de plantas eléctricas de respaldo en diez (10) sitios de la red de comunicaciones de ETESA.
- Desmontaje de las plantas eléctricas actuales, cuales ya han cumplido con su tiempo de vida útil

Justificación

Los sitios de comunicaciones cuentan con generadores eléctricos como respaldo en los momentos en que se presentan interrupciones, daños o fallas en el servicio eléctrico comercial. En las áreas apartadas de la geografía nacional, donde se ubican los sitios de comunicaciones, específicamente de la Red Troncal y de Microondas de ETESA, suelen ser repetitivos este tipo de incidentes, por lo que se hace obligatorio el contar con un sistema de Respaldo AC en óptimas condiciones que pueda garantizar el flujo de corriente que necesitan los equipos de comunicaciones, además del sistema de respaldo DC (banco de baterías) con que actualmente cuentan estos sitios.

Las Plantas eléctricas de respaldo actualmente datan del año 2004, por lo que ya han cumplido su tiempo de vida útil, además de que no se cuentan con los repuestos necesarios para mantenerlas a todas operando.

Ubicación Geográfica del Proyecto

Caseta	Provincia	Distrito	Corregimiento
Cerro Peñón	Panamá	San Miguelito	Las cumbres
Cerro Mena	Panamá	Capira	Campana
Los Pollos	Coclé	Rio Hato	Rio Hato
Cerro Taboga	Coclé	Aguadulce	El Roble
Cerro Canajagua	Los Santos	Las Tablas	Canajagua
Cerro Alto Ibalá	Veraguas	Cañazas	Alto Ibalá
Cerro Tolé	Chiriquí	Tolé	Veladero
Cerro Jesús	Chiriquí	San Lorenzo	San Lorenzo
Cerro Chimenea	Chiriquí	Gualaca	Chiriquito
Volcán Barú	Chiriquí	Boquete	Palmira

Duración Esperada: 2 años

Costo: B/. 300,000.00

Entrada en Operación: diciembre 2020

2. Equipamiento y dispositivos de comunicación para la Integración nuevos agentes

Este proyecto contempla la adquisición de los equipos, dispositivos, accesorios y módulos de comunicación necesarios para la integración de nuevos Agentes de Mercado a la plataforma de telecomunicaciones de ETESA para el intercambio de información requerida en la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Objetivos

Adquirir los equipos, dispositivos, accesorios y módulos de comunicaciones para garantizar la integración de los Nuevos Agentes del mercado eléctrico de acuerdo a la proyección del plan de generación.

Justificación

El proyecto de Equipamiento de Multiplexores Loop es necesario para garantizar la integración de los nuevos agentes del mercado eléctrico a la plataforma de monitoreo y control para la

operación del Sistema Interconectado Nacional. En la actualidad se ha incrementado la participación de Agentes con pequeñas Plantas Solares a lo largo y ancho del país, los cuales requieren comunicación con CND (Teléfonos, SCADA y Frecuencia de Mercado)

De no planificar oportunamente la adquisición de estos equipos, dispositivos, accesorios y módulos de comunicaciones, se tendrían muchas dificultades para que los agentes puedan desarrollar adecuadamente las operaciones de monitoreo y control e intercambio de información con el Centro Nacional de Despacho.

Duración Esperada: 24 meses
Costo: B/. 100,000.00
Entrada en Operación: diciembre 2020

3. Ampliación de la Cobertura de Radio Troncales LT 230-20 y 30.

Adquisición de dos (2) nuevos sitios en la Zona 3, específicamente la provincia de Bocas del Toro, con la finalidad de ampliar la cobertura de la red Troncal de ETESA, brindando una mejor comunicación en más segmentos de la LT 230-20/30. Al mejorar la cobertura se espera garantizar la comunicación de todas las personas involucradas en actividades, quienes puedan reportar oportunamente sus intervenciones y labores en todo momento al Centro Nacional de Despacho (CND).

Objetivos

- Adquirir dos sitios nuevos en la provincia de Bocas del Toro equipados con todo lo necesario para que funcionen ininterrumpidamente.
- Contar con nuevos sitios propiedad de ETESA que permitan acceso total y sin

restricciones a los equipos instalados.

- Ampliar cobertura troncal en la provincia de Bocas del Toro para mejorar la comunicación con el Centro Nacional de Despacho.

Justificación

Lo accidentada de la Geografía en la provincia de Bocas del Toro evita la propagación de ondas RF del Sistema Troncal, específicamente del actual sitio ubicado en el Volcán Barú, lo que da lugar a la existencia de huecos de cobertura donde no se hace posible la comunicación con el Centro Nacional de Despacho (CND), propiciando fallas de Procedimientos, latencia en la ejecución de actividades y eleva el porcentaje de errores, incrementando los Riesgos a Accidentes.

Debido a lo antes expuesto, se hace imperante la Ampliación de Cobertura Troncal en la Zona para garantizar las Comunicaciones en todo momento con el CND.

Actualmente se cuentan con equipos para instalar dos (2) sitios nuevos, cuales se planean implementar en el área de Bocas del Toro para optimizar la cobertura en la Zona y de esta manera mejorar la comunicación entre los colaboradores de la Zona y con el Centro Nacional de Despacho (CND).

Duración Esperada: 2 años
Costo: B/. 500,000.00
Entrada en Operación: diciembre 2020

4. Reposición de Rectificadores para Equipos de Comunicación

Esto proyecto contempla el reemplazo los rectificadores que actualmente tienen más de 15 años de funcionamiento en los sitios de comunicaciones. Estos rectificadores son de uso exclusivo para

los sistemas de comunicación, medio indispensable para el intercambio de información requerida para la operación integrada del Sistema de Interconectado Nacional (SIN), según lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3

Objetivos

- Reemplazar los rectificadores de los sitios de comunicación con más de 15 años de funcionamiento, ya que no tienen repuestos y están discontinuados.
- Evitar la pérdida de comunicación en estos sitios por problemas de alimentación de 48 VDC.

Justificación

Los equipos rectificadores de voltaje mencionados que alimentan los equipos de comunicación con voltaje DC, han sobrepasado su tiempo de vida útil y ponen en riesgo la disponibilidad del sistema, ya que, estos no cuentan con repuestos en el mercado y están discontinuados.

Este proyecto de reposición de los rectificadores de estos sitios nos garantiza poder mantener un sistema de comunicación óptimo y para hacer frente a las exigencias del mercado y seguir brindando los servicios, tanto para la red interna de ETESA, como para los agentes de mercado que soliciten la conexión a la red de comunicaciones de ETESA

Ubicación Geográfica

Sitios	Provincia	Distrito	Corregimiento
BLM 4	Colon	Sabanitas	Sabanitas
CERRO PEÑON	Panama	San Miguelito	Las cumbres
BLM1	Colon	Sabanitas	Sabanitas
SANTA RITA SERTV	Colon	Sabanitas	Sabanitas
CERRO IBALA	Veraguas	Cañazas	Alto Ibala
SE LLANO SANCHEZ II	Coclé	Aguadulce	El Roble
CERRO JESUS	Chiriquí	San Lorenzo	San Lorenzo
SE FORTUNA	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
SE MATA DE NANCE	Chiriquí	David	Las Lomas
SE PROGRESO	Chiriquí	Barú	La Esperanza
CERRO TOLE	Chiriquí	Tole	Veladero
CERRO MENA	Panama	Capira	Campana
CND	Panama	Panama	Betania
SE CHORRERA	Panama Oeste	Chorrera	Rio Congo
SE SANTA RITA	Colon	Sabanitas	Sabanitas
CERRO TABOGA	Coclé	Aguadulce	El Roble
LOS POLLOS	Coclé	Rio Hato	Rio Hato
SE LLANO SANCHEZ I	Coclé	Aguadulce	El Roble
CERRO CHIMENEA	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
SE CHANGUINOLA	Bocas del Toro	Changuinola	El Empalme
SE GUSQUITAS	Chiriquí	Gualaca	Gualaca
SE VELADERO	Chiriquí	Tole	Veladero

Duración Esperada: 24 meses

Costo: B/. 264,000.00

Entrada en Operación: diciembre 2020

5. Reposición de Torres de Comunicación

Reposición de torres de comunicación en Cerro Chimenea y Cerro Canajagua para garantizar que el sistema de comunicaciones continúe operando de manera satisfactoria y eficiente sin que las condiciones ambientales afecten el buen funcionamiento de los equipos instalados sobre dicha estructura, ya que estos puntos, son nodos importantes para el Sistema de Comunicaciones por microondas de ETESA; por tal motivo es indispensable que los equipos que se instalen sobre estas torres no sean afectados por las fuertes brisas propias de estos lugares puesto que de lo contrario los enlaces podrían salir de servicio afectando las comunicaciones con el CND y otras subestaciones cuya comunicación se dé a través de estos nodos.

Objetivos

Reemplazar las torres de Cerro Chimenea y Cerro Canajagua, para dar confiabilidad,

robustez y mejor desempeño a los enlaces allí instalados.

Por otro lado, abre la posibilidad de permitir que futuros Agentes del mercado puedan integrarse a la RED de ETESA estableciendo sus propios enlaces de microondas con algunos de estos sitios.

Justificación

Las torres auto soportadas existentes fueron concebidas inicialmente en el año 1995, para que en sus estructuras se instalaran antenas de rejilla en la banda de 2Ghz, sin embargo por disposiciones legales de la ASEP, ETESA se vio forzada a migrar su sistema de microondas hacia la banda de frecuencias superiores en la banda de 7 GHz manteniendo los mismos sitios de repeticiones originales y para poder cumplir con esto debió instalar antenas de alto desempeño con un mayor tamaño lo que ocasiona una alta resistencia al viento, ya que para estas bandas de frecuencia las antenas son sólidas.

Esta condición es desfavorable para la estructura de la torre debido a que, en dichas zonas, en cierta época del año, la brisa supera los 200 km/h ocasionando movimiento de la torre y consecuente desvanecimiento en la señal de los enlaces de microondas instalados en estos sitios lo cual origina una condición insegura de operación del sistema eléctrico a nivel nacional.

Ubicación Geográfica

Caseta	Provincia	Distrito	Corregimiento
Cerro Chimenea	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
Cerro Canajagua	Los Santos	Las Tablas	Canajagua

Duración Esperada: 2 años

Costo: B/262,000.00

Entrada en Operación: diciembre 2021

6. Reemplazo de Aires Acondicionados

Reposición de unidades de Aire Acondicionados para los sitios de comunicación existentes, que por la naturaleza de funcionamiento 24 x 7 x 365, su vida útil se hace más corta. Estas unidades están ubicadas en los sitios principales del Sistema de Telecomunicaciones por Microondas de ETESA, por lo que es indispensable que los mismos estén en condiciones óptimas de funcionamiento, ya que una falla por alta temperatura podría causar daño a los equipos instalados y una pérdida de comunicación, entre los Agentes de Mercado Eléctrico hacia el Centro Nacional de Despacho.

Descripción General del Proyecto

Reemplazar unidades de Aires Acondicionados de los Sitios de Comunicaciones de ETESA para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos que permiten la Gestión del Sistema de Interconectado Nacional (SIN).

Objetivos

- Reponer unidades de Aire Acondicionado existentes por sistemas con mayor eficiencia que contribuyan al ahorro energético.
- Garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de comunicaciones de ETESA instalados a través de la garantía de operación en un ambiente térmico óptimo.
- Asegurar la vida útil de los equipos que ahora operan y en un futuro operarán en los sitios de comunicaciones, evitando que éstos sean expuestos a temperaturas fuera de los márgenes de funcionamiento ideales.

Justificación

Las unidades de aire acondicionado instalado en las casetas de comunicaciones de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., sirven para mantener un ambiente térmico adecuado a los equipos de telecomunicaciones, los cuales generan un nivel considerado de calor. Este calor es controlado por estas unidades las cuales trabajan sin parar los siete días de la semana, las 24 horas del día y los 365 días del año. Este continuo funcionamiento agota la vida útil del compresor de aire, filtros, abanicos y desgaste de demás piezas móviles interna de la unidad de aire acondicionado.

Para garantizar la confiabilidad del Sistema de Interconectado Nacional (SIN) se recomienda la reposición de estas unidades de Aire Acondicionado para evitar interrupciones en la comunicación de datos al Centro Nacional de Despacho (CND) provocados por mal funcionamiento de los equipos por altas temperaturas.

Ubicación Geográfica

Caseta	Provincia	Distrito	Corregimiento
Cerro Peñón	Panamá	San Miguelito	Las Cumbres
Cerro Jefe	Panamá	Panamá	Pacora
Bayano	Panamá	Chepo	El Llano
Cerro Mena	Panamá	Capira	Campana
Los Pollos	Coclé	Rio Hato	Rio Hato
Cerro Taboga	Coclé	Aguadulce	El Roble
Cerro Canajagua	Los Santos	Las Tablas	Canajagua
Cerro Alto Ibala	Veraguas	Cañazas	Alto Ibala
Cerro Tolé	Chiriquí	Tolé	Veladero
Cerro Jesús	Chiriquí	San Lorenzo	San Lorenzo
Cerro Chimenea	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
Volcán Barú	Chiriquí	Boquete	Palmira

Duración Esperada: 24 meses

Costo: B/. 215,600.00

Entrada en Operación: diciembre 2020

7. Reposición de OPGW LT Guasquitas – Panamá II

Este proyecto contempla el reemplazo de aproximadamente 450 km de hilo de guarda con fibra óptica incorporada

(OPGW) existentes en las líneas de transmisión entre:

- SE Guasquitas – S/E Veladero
- SE Veladero – S/E San Bartolo
- SE San Bartolo – S/E Llano Sánchez II
- SE Llano Sánchez II – S/E el Coco
- SE El Coco – S/E El Higo
- SE El Higo – S/E Panamá I
- SE Panamá I – S/E Panamá II

Se contempla el reemplazo del cable de fibra óptica ADSS de los pórticos de las SSEE a la Casa Control y de los ODF's (Paneles de Conexión de Fibras).

Este proyecto se realizaría en tres etapas:

- SE Panamá II – SE El Higo
- SE El Higo – SE San Bartolo
- SE San Bartolo – SE Guasquitas

Objetivos

Reemplazar el hilo de guarda OPGW actual por uno nuevo con las mismas características.

Justificación

El hilo de guarda OPGW es el medio principal de comunicaciones para las plantas y subestaciones a nivel nacional, reponer este cable en el momento asegura la comunicación con estas plantas y subestaciones por ende la operación efectiva del Sistema Eléctrico Nacional. El mismo fue instalado desde el año 2002 y a la fecha se han detectado síntomas de degradación en las señales que este transmite. A la fecha se han tenido que reemplazar algunos tramos que se han visto afectados.

Duración Esperada: 3 años

Costo: B/. 6,192,000.00

Entrada en Operación: 2021

8. Reposición de Enlaces de Microondas de Cerro Mena y Volcán Barú

Este proyecto incluye la reposición de los enlaces microondas existentes de Cerro Mena a Subestación Chorrera y Volcán Barú a Cerro Chimenea, éste medio forma parte indispensable como medio alternativo de los canales de comunicación existentes, éstos enlaces son medio indispensables para el intercambio de información requerida para la operación integrada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), según lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3.

Objetivos

Reponer los radios microondas de Cerro Mena a Subestación Chorrera y Volcán Barú a Cerro Chimenea los cuales, tienen más de 10 años desde su entrada en operación y han llegado al final de su vida útil; ya no cuentan con repuestos y/o han sido discontinuados.

Justificación

Este proyecto contempla el remplazo de dos enlaces de microondas que comunican subestaciones eléctricas como lo son Subestación Chorrera, Subestación Caldera, Subestación Charco Azul, además de servir como único medio de comunicación para enlazar los Sistemas de Repetición de Comunicación vía Radio Troncal de los repetidores de Cerro Mena y Volcán Barú. Los enlaces de microondas de Cerro Mena a Subestación Chorrera y de Volcán Barú a Cerro Chimenea, constituyen una ruta indispensable como medio alternativo para los canales de voz y datos existentes en estas subestaciones; canales indispensables para la operación de estas subestaciones que forman parte del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y que se rige según lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3.

Duración Esperada: 1 año
Costo: B/. 110,000.00
Entrada en Operación: 2020

9. Reposición de Equipos de Prueba y Mediciones para el Mantenimiento de la Red de Telecomunicaciones de ETESA

Reposición de los equipos de pruebas, análisis, medición y localización de fallas utilizados en los mantenimientos de las redes de voz y datos de los sistemas de telecomunicaciones de ETESA a nivel nacional, para con ello garantizar que las tareas de mantenimiento de la red de telecomunicaciones de ETESA mantengan un servicio continuo las 24/7 tal como se requiere para la operación del Sistema Interconectado Nacional.

Objetivos

Contar con equipos de última tecnología, capaces de determinar, analizar y medir, sistemas dentro de la red de telecomunicaciones de ETESA, para lograr una funcionalidad adecuada y confiable de cada uno de los dispositivos que conforman los sistemas mencionados.

Justificación

Dentro de los procedimientos de operación y mantenimiento requeridos en la red de telecomunicaciones de ETESA, se contempla la realización de pruebas y mediciones de alto rendimiento, confiables y con estándares de calidad, para la certificación de canales de voz y datos; también se requiere de inspección y localización de fallas en los diferentes sistemas dentro de la red de Comunicaciones.

En la actualidad se realizan pruebas con equipos que funcionan con tecnología de bajo perfil en cuanto a funcionalidades y

rangos de operación. En algunos de ellos ya se cumplió el periodo de vida útil y/o están dañados.

Duración Esperada: 3 años
 Costo: B/. 550,000.00
 Entrada en Operación: 2022

Equipo	Cantidad	Uso	Observaciones
OTDR	3	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento preventivo y correctivos de los cables de Fibra Óptica
Analizador de Canales de Datos	6	Zonas 1, 2 y 3	Para la certificación y prueba de canales de datos RS-232, C37.94, Ethernet, etc.
Medidor de Resistividad	3	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento preventivo y correctivos de la Red de Tierra de los Sitios de Comunicaciones
Medidor de Potencia Óptica y Fuente de Luz Laser	4	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento preventivo y correctivos de los cables de Fibra Óptica
Microscopio para Analizar Conectores e Fibra Óptica	4	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento Preventivo y correctivo de los Patch Cord en los Multiplexores Ópticos.
Analizador de Espectro	2	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento Preventivo y Correctivo de los Enlaces de Microondas

10. Reposición de Bancos de Baterías de los Sitios de Comunicaciones

Este proyecto contempla la reposición de bancos de baterías de 48 VDC para el sistema de Comunicaciones de ETESA, que han llegado o están próximos a llegar al fin de su vida útil. Estos bancos de baterías garantizan el funcionamiento del Sistema de Comunicaciones por Microondas y Fibra Óptica de ETESA, es indispensable que los mismos estén en condiciones óptimas de funcionamiento, debido a que la falta en el fluido eléctrico podría causar una falla de los mismos y por consiguiente pérdida de comunicación, entre las Subestaciones y Agentes de Mercado Eléctrico hacia el Centro Nacional de Despacho.

Objetivos

- Reponer los bancos de baterías que han llegado o estén próximos al final de su vida útil.
- Garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de comunicaciones de ETESA, ante una falla en el suministro de energía eléctrica de la red comercial.

Justificación

La vida útil de los bancos de baterías ha sido diseñada y/o calculada para un periodo de 10 años; la misma se ve afectada por las descargas a las cuales son sometidos durante fallas de la red eléctrica comercial, aumentos de temperatura, etc. Con de este proyecto deseamos poder tener los recursos para el reemplazo de los bancos de baterías que hayan llegado al fin de su vida útil o estén próximos, para anticiparnos a una falla y de esta manera garantizar la continuidad de las comunicaciones.

Por lo antes mencionado se recomienda realizar la reposición de los bancos de baterías de los sitios de Comunicaciones para garantizar la confiabilidad del Sistema de Interconectado Nacional (SIN) y el Sistema Eléctrico Regional (SER).

Ubicación

SITIO	PROVINCIA	DISTRITO	CORREGIMIENTO
BLM 4	COLON	SABANITAS	SABANITAS
BLM 44	COLON	SABANITAS	SABANITAS
BUENOS AIRES SERTV	PANAMA	CHEPO	EL LLANO
CERRO JEFE	PANAMA	PANAMA	PACORA
CERRO MENA	PANAMA OESTE	CAPIRA	CAMPANA
CERRO PEÑON	PANAMA	SAN MIGUELITO	LAS CUMBRES
CICLO COMBINADO	COLON	SABANITAS	SABANITAS
CND	PANAMA	PANAMA	BETHANIA
CND-SHELTER	PANAMA	PANAMA	BETHANIA
JUAN DIAZ	PANAMA	PANAMA	JUAN DIAZ
PLANTA DE BAYANO	PANAMA	CHEPO	EL LLANO
POBLADO DE BAYANO	PANAMA	CHEPO	EL LLANO
SANTA RITA SERTV	COLON	SABANITAS	SABANITAS
SE CACERES	PANAMA	PANAMA	BETHANIA
SE CHILIBRE	PANAMA	PANAMA	CHILIBRE
SE CHORRERA	PANAMA OESTE	CHORRERA	RIO CONGPO
SE EL HIGO	PANAMA OESTE	SAN CARLOS	EL HIGO
SE PANAMA II	PANAMA	SAN MIGUELITO	
SE SANTA RITA	COLON	SABANITAS	SABANITAS
CERRO TABOGA	COCLE	AGUADULCE	EL ROBLE
CERRO CANAJAGUA	LOS SANTOS	LAS TABLAS	CANAJAGUA
CERRO ALTO IBALA	VERAGUAS	CAÑAZAS	ALTO IBALA
RIO HATO - LOS POLLOS	COCLE	RIO HATO	RIO HATO
SE EL COCO	COCLE	PENONOME	EL COCO
SE LLANO SANCHEZ I	COCLE	AGUADULCE	EL ROBLE
SE SAN BARTOLO	VERAGUAS	LA MESA	SAN BARTOLO
CERRO CHIMENEA	CHIRIQUI	GUALACA	CHIRIQUISITO
CERRO JESUS	CHIRIQUI	SAN LORENZO	SAN LORENZO
CERRO VOLCAN BARU	CHIRIQUI	BOQUETE	LOS NARANJOS
MALEK	CHIRIQUI	DAVID	DAVID
PLANTA DE LOS VALLES	CHIRIQUI	BOQUETE	CALDERA
PLANTA LA ESTRELLA	CHIRIQUI	BOQUETE	CALDERA
SE BELLA VISTA	CHIRIQUI	TOLE	BELLA VISTA
SE BOQUERON	CHIRIQUI	BOQUERON	BOQUERON
SE CALDERA	CHIRIQUI	BOQUETE	CALDERA
SE CAÑAZAS	BOCAS DEL TORO	CHIRIQUI GRANDE	PUNTA PEÑA
SE CHAGUINOLA	BOCAS DEL TORO	CHAGUINOLA	EL EMPALME
SE CHARCO AZUL	CHIRIQUI	BARU	PUERTO ARMUELLES
SE FORTUNA	CHIRIQUI	GUALACA	HORNITO
SE GUSQUITAS	CHIRIQUI	GUALACA	GUALACA
SE MATA DE NANCE	CHIRIQUI	DAVID	LAS LOMAS
SE PROGRESO	CHIRIQUI	BARU	BACO
SE VELADERO	CHIRIQUI	TOLE	VELADERO
TOLE	CHIRIQUI	TOLE	VELADERO
VALBUENA	CHIRIQUI	DAVID	DAVID

Duración Esperada: 5 años
 Costo: B/. 319,074.00
 Entrada en Operación: 2024

11. Reposición del Sitio Maestro del Sistema de Radio Comunicación Digital Astro 25

Reposición del Sitio Maestro (Master Site) del Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO 25 de ETESA, el cual ha llegado al final de su vida útil y ha sido discontinuado por el fabricante tanto en soporte técnico como en suministro y reparación de todos sus componentes. El actual Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO 25, tiene capacidad de doce (12) sitios de repetición y dos mil quinientos (2500) usuarios, ETESA

cuenta con una licencia para dar servicio a 500 usuarios.

La reposición contempla el reemplazo total del Sitio Maestro por un nuevo sistema que garantice por lo menos 10 años de servicio y con soporte de fábrica durante ese tiempo.

Objetivos

- Reposición del actual Sitio Maestro del Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO 25.
- Garantizar la operatividad y mantenimiento del Sistema Integrado Nacional manteniendo un Sistema de Radio Comunicación seguro y confiable.
- Resolver las necesidades de Radio Comunicación requeridas por el personal de líneas y subestaciones para la operación y mantenimiento de la Red Eléctrica.

Justificación

El Sitio Maestro del Sistema de Radio Comunicación Digital Astro 25, ha llegado al final de su vida útil y ha sido discontinuado por el fabricante en soporte técnico y suministro y reparación de componentes. El sistema de radio comunicación actual es ARC-4000 ASTRO-25, tiene las siguientes características:

- Controlador de Zona ARC-4000.
- Capacidad total de manejar 2500 usuarios.
- Capacidad para una zona a nivel nacional con un (1) sitio maestro (CND) y doce (12) sitios repetidores (Cerro Jefe, Cerro Peñón, Santa Rita, Buenos Aires, Cerro Mena, Cerro Taboga, Alto Iballa, Cerro Canajagua, Tolé, Volcán Barú, Palo Seco y Ojo de Agua).
- Cada sitio repetidor tiene tres canales, uno (1) de control y dos (2) de voz.

- Frecuencia de operación y espaciado entre canal: Banda de 800 MHz y 12.5 KHz.
- ETESA cuenta actualmente con la cantidad de 440 usuarios del sistema, es decir que solo contamos con capacidad para 60 nuevos usuarios.

El nuevo sistema será totalmente compatible con los equipos existentes, los 12 sitios de repetición actuales se mantendrán en operación sin ningún tipo de cambio o actualización, por lo que los parámetros técnicos serán casi los mismos con la excepción que el equipamiento de este nuevo Sitio Maestro tendrá capacidad de hasta veinticuatro (24) sitios de repetición y hasta diez mil (10,000) usuarios.

De no ser reemplazado el actual Sitio Maestro, podemos caer en fallas tanto en hardware como software, produciendo caídas del sistema a nivel nacional, quedando inoperante la funcionalidad de radio comunicación, el cual es la vía de comunicación primaria para operar, mantener y restablecer el Sistema Eléctrico Nacional.

Duración Esperada: 1 año
Costo: B/. 2,305,725.00
Entrada en Operación: 2020



CAPÍTULO 13

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 13

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el corto plazo.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
			2018													
64	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO		23,641	10,532	10,134	6,747	595	0	51,649							
65	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES		92	47	13											152
66	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	GG-069-2016 S. 134-2017 M	3,754	109												3,863
67	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	GG-069-2016 S. 134-2017 M	3,394	1,360												4,754
68	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	GG-069-2016 S. 134-2017 M	3,381	375												3,756
69	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV			10	1,689	3,661	595									5,955
70	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV	GG-110-2018	360	530												890
71	REEMPLAZO INTERRUPTORES BANCOS, DE CAPACITORES 230 KV LLS Y PAN II	OC-38013	1,311	488												1,799
72	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV		196	125												321
73	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV		286	93												379
74	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV		220	150												370
75	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LLS 230 KV		143	93												236
76	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV		175	125												300
77	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV		64	64												128
78	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV		150													150
79	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV		160													160
80	REEMPLAZO CTs A NIVEL NACIONAL Y PANAMA 230 y 115 KV	GG-121-2017	750	750	750											2,250
81	REEMPLAZO CTs S/E MATA DE NANCE 115 KV	GG-121-2017	500	550												1,050
82	REEMPLAZO CTs S/E CALDERA/LLANO SANCHEZ 115 KV	GG-121-2017	290	250												540
83	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E CHORRERA	OC-37175	124	48												172
84	REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMA Y COLÓN		600	600												1,200
85	REEMPLAZO DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS			93	192											285
86	REEMPLAZO MAQUINA REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSFORMADOR		75	675												750
87	REEMPLAZO MAQUINA EXTRACCION Y FILTRADO DE SF6	OC-38167	150													150
88	EQUIPAMIENTO PARA MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES		400	300												700
89	SISTEMA DE MONITOREO DE CONTAMINACION DE AISLADORES		1,000	500												1,500
90	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES S/E MATA DE NANCE		350													350
91	CENTRO DE MONITOREO Y CONTROL		2,000	1,500	1,500											5,000
92	REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE INYECCIÓN SECUNDARIA PARA PRUEBAS DE PROT.					140										140
93	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV		2,293		2,986	565										5,844
94	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV		1,257	668	667	565										3,157
95	REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2			173	219	203										595
96	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA		166	856	2,118	1,613										4,753
97	REEMPLAZO REACTORES 230 KV LLANO SANCHEZ Y VELADERO 20 MVAR															9,000

1. Reemplazo del T1 S/E Mata de Nance

El autotransformador T1 de la Subestación Mata de Nance entró en operación en el año 1978 y las pruebas realizadas al mismo demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y capacidad de 42/56/70 MVA en su embobinado de 230 KV, 36/48/60 MVA en el embobinado de 115 KV y 30/40/50 MVA en el de 34.5 KV. Debido al crecimiento de carga en la Subestación Mata de Nance y a la generación que entra por medio de embobinado de 115 KV. Este autotransformador deberá reemplazarse por un de mayor capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, también habrá que verificar si con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Costo Estimado: B/. 3,863,000
Entrada en Operación: abril 2020

La diferencia en fechas comparada con el PESIN 2018 es por lo siguiente:

- El proyecto de reemplazo de autotransformadores fue contratado bajo la modalidad suministro – instalación. Siendo el contrato GG-069-2016 el producto de la licitación para el suministro de los 4 autotransformadores.
- Luego de varias licitaciones desiertas se rubrica el contrato GG-134-2017 para el montaje de los autotransformadores suministrados bajo el contrato GG-069-2016.
- La orden de proceder para el montaje se da el 5 de marzo de 2018.

- Actualmente se gestiona una adenda para completar el montaje de los 4 autotransformadores, dado que el alcance original de contrato contemplaba instalar cada equipo en el sitio del autotransformador existente. Esta metodología no era la más eficaz al tener 4 autotransformadores del SIN fuera de servicio por un período no menor a 8 meses.
- Luego de revisar la metodología, se genera un nuevo alcance de los trabajos, el cual busca realizar las instalaciones de cada autotransformador sin la necesidad de realizar desconexiones extendidas que pongan en riesgo la seguridad del SIN.
- Actualmente ETESA gestiona la adenda de extensión de tiempo y costos, con la finalidad de sufragar los nuevos trabajos a realizar, lo que conlleva un tiempo de espera por producción de equipos tales como: interruptores de potencia, seccionadores, estructuras metálicas, barras tubulares, y todo aquel equipo necesario para completar la puesta en servicio de cada autotransformador.
- Todos los equipos de todas las subestaciones se encuentran en cada sitio, se espera el refrendo de adenda por parte de Contraloría General de República para formalizar las compras de los equipos adicionales.

2. Reemplazo T2 S/E Panamá

La Subestación Panamá cuenta actualmente con dos autotransformadores, T1 y T2 de 230/115 KV y 105/140/175 MVA y un tercer autotransformador T3 de 230/115 KV y

210/280/350 MVA. Actualmente se está instalando un cuarto autotransformador T4, de 230/115 KV y 210/280/350 MVA, que entrará en operación en el año 2014.

Las pruebas realizadas a este autotransformador demuestran que presenta problemas de punto caliente interno, por lo cual es necesario reemplazar el mismo por uno de igual capacidad, 105/140/175 MVA

C Contrato. GG-069-2016 (Suministro) y GG-134-2017 (Montaje)

Estado; en ejecución

Costo Estimado: B/. 4,754,000

Entrada en Operación: mayo de 2020

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El proyecto de reemplazo de autotransformadores fue contratado bajo la modalidad suministro – instalación. Siendo el contrato GG-069-2016 el producto de la licitación para el suministro de los 4 autotransformadores.
- Luego de varias licitaciones desiertas se rubrica el contrato GG-134-2017 para el montaje de los autotransformadores suministrados bajo el contrato GG-069-2016.
- La orden de proceder para el montaje se da el 5 de marzo de 2018.
- Actualmente se gestiona una adenda para completar el montaje de los 4 autotransformadores, dado que el alcance original de contrato contemplaba instalar cada equipo en el sitio del autotransformador existente. Esta metodología no era la más eficaz al tener 4 autotransformadores del SIN fuera de servicio por un período no menor a 8 meses.

- Luego de revisar la metodología, se genera un nuevo alcance de los trabajos, el cual busca realizar las instalaciones de cada autotransformador sin la necesidad de realizar desconexiones extendidas que pongan en riesgo la seguridad del SIN.
- Actualmente ETESA gestiona la adenda de extensión de tiempo y costos, con la finalidad de sufragar los nuevos trabajos a realizar, lo que conlleva un tiempo de espera por producción de equipos tales como: interruptores de potencia, seccionadores, estructuras metálicas, barras tubulares, y todo aquel equipo necesario para completar la puesta en servicio de cada autotransformador.
- Todos los equipos de todas las subestaciones se encuentran en cada sitio, se espera el refrendo de adenda por parte de contraloría General de República para formalizar las compras de los equipos adicionales.

3. Reemplazo T1 S/E Progreso

El autotransformador T1 de la Subestación Progreso data del año 1975 y las pruebas realizadas al mismo demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y tiene capacidad de 30/40/50 MVA en sus embobinados de 230, 115 y 34.5 KV. Debido al crecimiento de carga en la Subestación Progreso, a los proyectos solares fotovoltaicos que han informado su interés de conectarse en esta subestación en los próximos años y las condiciones actuales de este transformador, el mismo deberá reemplazarse por uno con capacidad de

100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, también habrá que verificar si con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Contrato. GG-069-2016 (Suministro) y GG-134-2017 (Montaje)

Estado; en ejecución

Costo Estimado: B/. 3,756,000

Entrada en Operación: noviembre de 2019

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El proyecto de reemplazo de autotransformadores fue contratado bajo la modalidad suministro – instalación. Siendo el contrato GG-069-2016 el producto de la licitación para el suministro de los 4 autotransformadores.
- Luego de varias licitaciones desiertas se rubrica el contrato GG-134-2017 para el montaje de los autotransformadores suministrados bajo el contrato GG-069-2016.
- La orden de proceder para el montaje se da el 5 de marzo de 2018.
- Actualmente se gestiona una adenda para completar el montaje de los 4 autotransformadores, dado que el alcance original de contrato contemplaba instalar cada equipo en el sitio del autotransformador existente. Esta metodología no era la más eficaz al tener 4 autotransformadores del SIN fuera de servicio por un período no menor a 8 meses.
- Luego de revisar la metodología, se genera un nuevo alcance de los trabajos, el cual busca realizar las

instalaciones de cada autotransformador sin la necesidad de realizar desconexiones extendidas que pongan en riesgo la seguridad del SIN.

- Actualmente ETESA gestiona la adenda de extensión de tiempo y costos, con la finalidad de sufragar los nuevos trabajos a realizar, lo que conlleva un tiempo de espera por producción de equipos tales como: interruptores de potencia, seccionadores, estructuras metálicas, barras tubulares, y todo aquel equipo necesario para completar la puesta en servicio de cada autotransformador.
- Todos los equipos de todas las subestaciones se encuentran en cada sitio, se espera el refrendo de adenda por parte de Contraloría General de República para formalizar las compras de los equipos adicionales.

4. Reemplazo T3 S/E Panamá

La Subestación Panamá cuenta actualmente con dos autotransformadores, T1 y T2 de 230/115 KV y 105/140/175 MVA y un tercer autotransformador T3 de 230/115 KV y 210/280/350 MVA. Estos autotransformadores fueron instalados en los años 1992, 1973 y 1981 respectivamente. Actualmente se está instalando un cuarto autotransformador T4, de 230/115 KV y 210/280/350 MVA y el autotransformador T2 también cuenta con un contrato para su reemplazo.

Las pruebas realizadas al autotransformador T3 demuestran que presenta problemas de punto caliente interno y deterioro en su aislamiento interno, por lo cual es necesario

reemplazar el mismo por uno de igual capacidad, 210/280/350 MVA.

Es importante señalar que esta es la principal subestación que abastece el área metropolitana y a las principales subestaciones de las empresas distribuidoras ENSA y Gas natural Fenosa.

Contrato. GG-069-2016 (Suministro) y GG-134-2017 (Montaje)

Estado; en ejecución

Costo Estimado: B/. 4,753,000

Entrada en Operación: diciembre de 2021

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El 30 de noviembre de 2018 se publicó en Panamacompra la LP No. 2018-2-78-0-08-LV-010844, para SUMINISTRO, MONTAJE, COMISIONADO, PUESTA EN SERVICIO Y OBRAS CIVILES PARA EL REEMPLAZO DEL AUTOTRANSFORMADOR T3 EN LA S/E PANAMÁ
- El 13 de marzo de 2019, se recibieron las propuestas, el acto fue adjudicado el 28 de abril de 2018.
- El 23 de agosto de 2019, Se envía a refrendo Contrato GG-092-2019.
- El Proyecto actualmente se encuentra en etapa de refrendo, No. Tramite 2-78-0-8061937-2019 (SCAFID 8061937).

Es importante señalar que con el reemplazo de estos transformadores además de subsanar los diferentes comportamientos anómalos que presentan algunos transformadores debido a el cumplimiento de la vida útil establecida por el fabricante se busca mantener todos los transformadores disponibles y en buen funcionamiento

para cumplir con los establecido con el Criterio de Seguridad N-1 establecido en el Artículo 88 del Reglamento de Transmisión:

“Artículo 89: El criterio de seguridad del Sistema Principal de Transmisión es el criterio N-1. El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado de forma tal que soporte cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad, es decir, que el sistema nunca puede entrar en colapso o separarse incontroladamente ante una falla simple. Para lograr este objetivo, podrá aplicarse desconexión de demanda y generación por medios automáticos, siempre que las inversiones que debieran hacerse para no proceder a su desconexión no se justifiquen económicamente, considerando la calidad de servicio cuantificada a través del índice Valor Esperado de Energía No Servida. El porcentaje de los cortes de carga que se establezcan en cada nodo no podrán superar el máximo porcentual de corte de carga actualmente implementado para todo el Sistema de Transmisión, con excepción de una aprobación expresa de la ASEP ante estudios que lo justifiquen. Lo indicado en el presente artículo también es aplicable a aquellas conexiones propiedad de ETESA cuyo usuario sea un distribuidor.”

5. Reposición de Equipos de Inyección Secundaria para Prueba de Protecciones

En aras de modernizar los activos de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del Sistema Integrado Nacional (SIN), en el presente informe se analizan diversas alternativas de proyectos de reposición; identificando aquella alternativa que presente un balance positivo entre el costo y el beneficio.

La combinación de factores como el largo tiempo de espera para la adquisición de las piezas de repuesto y la fuerza del deterioro son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de dos equipos de inyección secundaria para pruebas de relevadores de protección a un costo de US\$ 140,000.00 dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento correctivo incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

El equipo de inyección secundaria es una de las herramientas principales para realizar pruebas a los relevadores de protección. Con las pruebas realizadas se comprueba el desempeño de las protecciones que están instaladas y operativas como parte de la rutina de mantenimiento como también los relevadores de protección que van a ser instalados en la red de transmisión.

Con los equipos de inyección secundaria se simulan fallas para entregar a los relés de protección de manera tal de poder verificar que los relés de protección actuarán conforme a los ajustes programados en ellos.

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la adquisición:

- a. Dos (2) equipos de inyección secundaria con las siguientes características mínimas:
 - Tres (3) canales de voltaje AC/DC.

- Seis (6) canales de corriente AC/DC.
- Simulador de batería de 0 – 250 Vdc.
- Diez (10) entradas binarias de inicio/parada/monitor
- Cuatro (4) contactos de salida binaria.
- Temporizador de 0.0001 a 99999.99 segundos
- Software de gestión con las siguientes características.
- Pickup/drop off automático y tiempo de operación para prueba de relés de sobrecorriente direccionales y no direccionales.
- Pickup/drop off automático y tiempo de operación para prueba de relés de sobre/bajo voltaje.
- Pickup/drop off automático y tiempo de operación para prueba de relés baja/sobre frecuencia.
- Pruebas automáticas para la característica diferencial.
- Pruebas automáticas para características de distancia.
- Facilidad de crear rutinas de prueba para relés.
- Reproducción de archivos COMTRADE.
- Accesorios para sincronizar los equipos de prueba para la ejecución de pruebas End to End.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de inyección secundaria según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la ejecución de las pruebas a los relés de protección y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- Reducir la probabilidad de daños inesperados: Los equipos existentes han cumplido su vida útil y los reportes testifican que ya es necesario su reemplazo.

- Cumplir con el Plan de Mantenimiento de Protecciones: Los equipos de inyección secundaria nos permitirá realizar las pruebas programadas de mantenimiento a los relés de protección y así garantizar el funcionamiento óptimo de las protecciones y por ende mayor confiabilidad al SIN.
- Cumplir con el Plan de Reposición de Protecciones: Los equipos de inyección secundaria nos permitirá realizar las pruebas a las protecciones nuevas antes de ser instaladas en sitio. Con la adquisición de los equipos de inyección secundaria se realizan pruebas de laboratorio a las protecciones antes de su puesta en servicio.
- Modernización: El nuevo equipo permite crear plantillas de pruebas y rutinas que reducirán la ejecución de las pruebas. Adicional, permite tener un registro con gráficos de las pruebas realizadas, lo cual reduce el tiempo en la confección de informes.

Costo Estimado: B/. 140,000

Entrada en Operación: diciembre de 2021



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 14

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 14

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el largo plazo.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

ID	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
			2018													
98	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO		0	0	42	324	344	355	349	294	21	19	0	0	0	1,748
99	REPOSICIÓN DE GATEWAY EN SISTEMAS AUTOMATIZADOS DE SUBESTACIONES				42	21	21	21	21							126
100	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E GUASQUITAS 230 KV					62	66	64	63	56						311
101	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E LLANO SÁNCHEZ 230 y 115 KV					119	127	123	120	107						596
102	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E VELADERO 230 KV					122	130	126	122	109						609
103	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E SANTA RITA 115 KV							21	23	22	21	19				106

Reemplazo de las Protecciones en S/E Guasquitas 230 KV

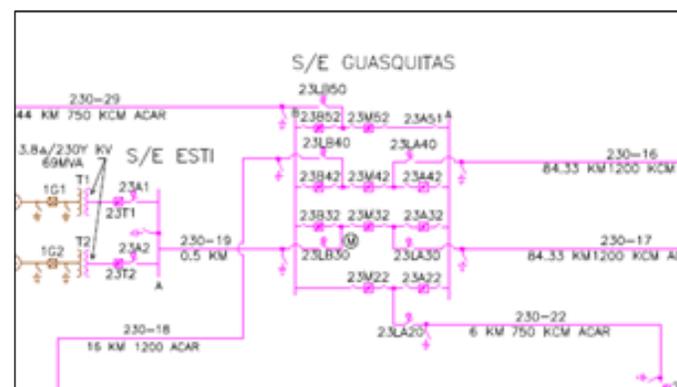
Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son variables que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de nueve (9) controladores y dos (2) diferenciales de barra nuevos a un costo de US\$311 mil de dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación seccionadora Veladero, ubicada en el Corregimiento de Gualaca, Distrito de Gualaca, Provincia de Chiriquí, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio de 230 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



Adicionalmente, permite trasladar la generación hídrica proveniente de las centrales Fortuna, Changuinola, Prudencia, Lorena, Gualaca, etc. y el resto de generación proveniente de occidente a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 230-16 y 230-17.

Los relevadores de protección y control son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal monitorear el estado de las líneas, interruptores y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Cuadro No.1: Equipos de protección con 14 años de servicio.

No Equipo principal(función)	Nomenclatura No.Equipo	Descripción Equipo	No.Serie	Modelo	Fabricante/ Marca	Tipo	NUMERO ETESA	Año Instalación
BARRA A	87B	RELEVADOR	S/N	RADHA	ABB	RK646 006-AD	10895	2004
BARRA B	87B	RELEVADOR	S/N	RADHA	ABB	RK646 006-AD	10896	2004
23B42	50BF / 79	RELEVADOR	T0236013	REC-561	ABB	-	10890	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23A42	50BF / 79	RELEVADOR	T0236011	REC-561	ABB	-	10888	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23M42	50BF / 79	RELEVADOR	T0236012	REC-561	ABB	-	10889	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23B32	50BF	RELEVADOR	T0236010	REC-561	ABB	-	10884	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23A32	50BF / 79	RELEVADOR	T0236008	REC-561	ABB	-	10882	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23M32	50BF / 79	RELEVADOR	T0236009	REC-561	ABB	-	10883	2004
	86BF	AUX RELEVADOR	-	RXMD 1	ABB	1MRK 001 602AP	-	2004
23B52	50BF/62BF/25/79	RELEVADOR	T1115041	REC-670	ABB	1MRK 004 814AB	-	2012
23B52	86BF	RELEVADOR	-	-	ABB	-	-	2012
23M52	50BF/62BF/25/79	RELEVADOR	T1115045	REC-670	ABB	1MRK 004 814AB	-	2012
23M52	86BF	RELEVADOR	-	-	ABB	-	-	2012
CONTROL COMUN	-	RELEVADOR	T0236015	REC-561	ABB	-	10894	2004

Por otra parte, el sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años. Además, tomando en consideración lo indicado por el fabricante ABB que los relés en esta subestación se encuentran obsoletos, es decir, que los componentes electrónicos no se fabrican por lo tanto no son reparables.

Por otro lado, estos relevadores tendrán 18 años de servicio ininterrumpido cuando se está programado iniciar las reposiciones.

Historial de Mantenimiento:

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un

Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil de los equipos a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado mantenimientos preventivos y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

Fallas:

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como: condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico,

obsolescencia por falta de recursos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación.

La probabilidad de que una falla suceda en un periodo determinado resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y

centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2021-2025, se ubica entre 63-78%.



Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Probabilidad de falla de los equipos
 Protecciones electrónicas

Fecha Puesta en Servicio	2004
μ = promedio de vida útil	15
$P(Z \leq 0) =$	0.50

	Probabilidad de falla					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
x = edad (años)	17	18	19	20	21	22
σ = desv estand (años)	9	9	9	9	9	9
Probabilidad de falla	58.8%	63.1%	67.2%	71.1%	74.8%	78.2%

Propuestas

Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativa de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:

Adquisición de nueve (9) relés controladores y dos (2) para protección de barras. Se incluyen también los switches para comunicación con el sistema de automatización de subestación.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de veintisiete (11) relevadores de protección y control nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de protección según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la

continuidad del mismo y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernización de la subestación Guasquitas.

Costo Estimado: B/. 311,000

Entrada en Operación: diciembre de 2025

Reemplazo de las Protecciones en S/E Llano Sánchez 230 y 115 KV

Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

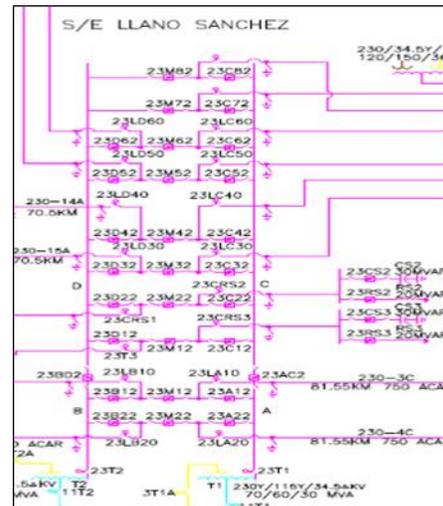
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son variables que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de cuatro (4) protecciones de transformador, seis (6) protección de reactor, catorce (14) controladores y tres (3) diferenciales de barra nuevos a un costo de US\$596 mil de dólares; mitigando así el impacto negativo de los

costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación transformadora/seccionadora Llano Sanchez, ubicada en el Corregimiento de Llano Sanchez, Distrito de Aguadulce, Provincia de Coclé, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de tres patios 230/115/34.5 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



Adicionalmente, permite trasladar la generación hídrica proveniente de las centrales Fortuna, Changuinola, Baitun, Estrella, Los Valles, etc. y el resto de generación proveniente de occidente a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 230-51, 230-52, 230-14 y 15, 230-5A, y 230-6A respectivamente. Por otra parte, el patio de 115kV alimenta a los clientes de la Empresa Distribuidora Gas Natural Fenosa.

Los relevadores de protección y control son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función

principal monitorear el estado de las líneas, interruptores y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y

corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Cuadro No.1: Equipos de protección con 14 años de servicio.

No Equipo principal(función)	Nomenclatura No.Equipo	Descripción Equipo	No.Serie	Modelo	Fabricante/Marca	Tipo	NUMERO ETESA	AÑO DE INSTALACION
BARRA C	87 B	RELAY		RADHA	ABB	RK646 006-DA	8290	2004
BARRA D	87B	RELAY		RADHA	ABB	RK646 006-DA	8291	2004
REACTOR 1	P.P	RELAY	T0244017	RET-521	ABB		8292	2004
REACTOR 1	P.S.	RELAY	459979	SPAJ-140C	ABB	RS 611 006-DA	8293	2004
REACTOR 2	P.P	RELAY	T0240038	RET-521	ABB		8294	2004
REACTOR 2	P.S.	RELAY	459980	SPAJ-140C	ABB	RS 611 006-DA	8295	2004
REACTOR 3	P.P	RELAY	T0244018	RET-521	ABB		8296	2004
REACTOR 3	P.S.	RELAY	459981	SPAJ-140C	ABB	RS 611 006-DA	8297	2004
23D22 (reactor 1)	50BF	RELAY	T0244025	REC- 561	ABB		8298	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23M22 (reactores 1y2)	50BF	RELAY	T0244023	REC- 561	ABB		8299	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23C22 (reactor 2)	50BF	RELAY	T0244022	REC- 561	ABB		8300	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23D32 (230.15)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244028	REC- 561	ABB		8301	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23M32 (230.13/15)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244027	REC- 561	ABB		8302	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23C32 (230-13)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244026	REC- 561	ABB		8303	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23D42 (230-14)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244037	REC- 561	ABB		8304	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23M42 (230-12/14)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244036	REC- 561	ABB		8305	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23C42 (230-12)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244035	REC- 561	ABB		8306	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23M12 (reactor 3)	50BF	RELAY	T0244020	REC- 561	ABB		8307	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23C12 (reactor 3)	50BF	RELAY	T0244019	REC- 561	ABB		8308	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23A C2 (amarre A/C)	50BF	RELAY	T0244038	REC- 561	ABB		8309	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23BD2 (amarre B/D)	50BF	RELAY	T0244039	REC- 561	ABB		8310	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
Transformador # 1	87T1-P	RELEVADORES	053856P	KBCH -13001W	AREVA		8344	2009
Transformador # 1	87T1-S	RELEVADORES	053857P	KBCH -13001W	AREVA		8353	2009
Transformador # 2	87T -2P	RELEVADORES	143535J	KBCH -13001H1	GEC ALSTHOM		8356	2003
Transformador # 2	87T -2S	RELEVADORES	206845J	KBCH -13001H1	GEC ALSTHOM		8361	2003
11M12	50BF/50NBF	RELEVADORES	715297D	MCT39D1BR073	GEC ALSTHOM	EN SERVICIO	12119	2006

Por otra parte, el sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años. Sin embargo, tomando en consideración lo indicado por el fabricante ABB que los relés en esta subestación se encuentran obsoletos, es decir, que los componentes electrónicos no se fabrican por lo tanto no son reparables.

Adicional, los relevadores de los transformadores son de estado sólido,

con lo cual es necesario nuevas tecnologías para la protección de los transformadores de potencia y con ventajas en la descarga de información de eventos para análisis post morten.

Por otro lado, estos relevadores tendrán 17 años de servicio ininterrumpido cuando se está programado iniciar las reposiciones.

Historial de Mantenimiento:

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil de los equipos a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos. Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado mantenimientos preventivos y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

Fallas:

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como: condiciones de operación, historial de carga, prácticas de

mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de recursos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación.

La probabilidad de que una falla suceda en un periodo determinado resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2021-2025, se ubica entre 63-78%.


Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Probabilidad de falla de los equipos
Protecciones electrónicas

Fecha Puesta en Servicio	2004
μ = promedio de vida útil	15
$P(Z \leq 0) =$	0.50

	Probabilidad de falla					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
x = edad (años)	17	18	19	20	21	22
σ = desv estand (años)	9	9	9	9	9	9
Probabilidad de falla	58.8%	63.1%	67.2%	71.1%	74.8%	78.2%

Propuestas

Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativa de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:

Adquisición de cuatro (4) protecciones para transformador, seis (6) protecciones de reactor, catorce (14) relés controladores y tres (3) para protección de barras. Se incluyen también los switches para comunicación con el sistema de automatización de subestación.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de veintisiete (27) relevadores de protección nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de protección según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad del mismo y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernización de la subestación Llano Sanchez.

Costo Estimado: B/. 596,000

Entrada en Operación: diciembre de 2025

Reemplazo de las Protecciones en S/E Veladero 230 KV

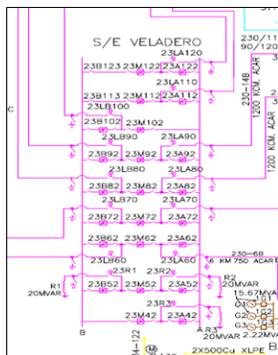
Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son variables que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de seis (6) protección de reactor, veinte (20) controladores y dos (2) diferenciales de barra nuevos a un costo de US\$609 mil de dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación seccionadora Veladero, ubicada en el Corregimiento de Veladero, Distrito de Tolé, Provincia de Chiriquí, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio de 230 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



centros de carga a través de las líneas de transmisión 230-16, 230-17, 230-5B y 230-6C respectivamente. Por otra parte, existe una conexión internacional a través de la línea 230-25A.

Adicionalmente, permite trasladar la generación hídrica proveniente de las centrales Fortuna, Changuinola, Baitun, Estrella, Los Valles, etc. y el resto de generación proveniente de occidente a los

Los relevadores de protección y control son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal monitorear el estado de las líneas, interruptores y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Cuadro No.1: Equipos de protección con 14 años de servicio.

No Equipo principal(función)	Nomenclatura a No. Equipo	Descripción Equipo	No. Serie	Modelo	Fabricante/ Marca	Tipo	NUMERO ETESA	Año Instalación
BARRA A	87 B	RELEVADOR	S/N	RADHA	ABB	RK 646 006- DA	10853	2004
BARRA B	87B	RELEVADOR	S/N	RADHA	ABB	RK 646 006- DA	10854	2004
23A62 (230-6A)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240048	REC-561	ABB	-	10871	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B62 (230-6B)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240050	REC-561	ABB	-	10873	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M62 (230-6A / 6B)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240049	REC-561	ABB	-	10872	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A72 (230-5A)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240098	REC-561	ABB	-	10874	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B72 (230-5B)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240100	REC-561	ABB	-	10876	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M72 (230-5A / 5B)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240099	REC-561	ABB	-	10875	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A82 (230-15)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240101	REC-561	ABB	-	10859	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B82 (230-17)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240103	REC-561	ABB	-	10867	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M82 (230-15 / 17)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240102	REC-561	ABB	-	10860	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A92 (230-14)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240104	REC-561	ABB	-	10868	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B92 (230-16)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240106	REC-561	ABB	-	10869	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M92 (230-14 / 16)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240105	REC-561	ABB	-	10870	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A42 (reactor 3)	50BF	RELEVADOR	T0240041	REC-561	ABB	-	10819	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M42 (reactor 3)	50BF	RELEVADOR	T0240042	REC-561	ABB	-	10820	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A52 (reactor 2)	50BF	RELEVADOR	T0240044	REC-561	ABB	-	10824	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M52 (reactores 1 y 2)	50BF	RELEVADOR	T0240045	REC-561	ABB	-	10825	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B52 (reactor 1)	50BF	RELEVADOR	T0236014	REC-561	ABB	-		2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
REACTOR 1	P. P.	RELEVADOR	T0240040	RET- 521	ABB	-	10823	2004
REACTOR 1	P. S.	RELEVADOR	459978	SPA-J-140C	ABB	RS 611 006- DA	10831	2004
REACTOR 2	P. P.	RELEVADOR	T0244016	RET- 521	ABB	-	10821	2004
REACTOR 2	P. S.	RELEVADOR	459977	SPA-J-140C	ABB	RS 611 006 -DA	10830	2004
REACTOR 3	P. P.	RELEVADOR	T0240039	RET- 521	ABB	-	10828	2004
REACTOR 3	P. S.	RELEVADOR	459976	SPA-J-140C	ABB	RS 611 006 -DA	10829	2004
CONTROL COMUN	-	RELEVADOR	T0240060	REC-561	ABB	-	10877	2004
CONTROL RESP. Nave 4	-	RELEVADOR	T0240043	REC-561	ABB	-	10822	2004
CONTROL RESP. Nave 5	-	RELEVADOR	T0240046	REC-561	ABB	-	10826	2004

Por otra parte, el sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años. Sin embargo, tomando en consideración lo indicado por el fabricante ABB que los relés en esta subestación se encuentran obsoletos, es decir, que los componentes electrónicos no se fabrican por lo tanto no son reparables.

Por otro lado, estos relevadores tendrán 17 años de servicio ininterrumpido cuando se está programado iniciar las reposiciones.

Adicionalmente, es importante mencionar que el literal E de la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, aun cuando es del tipo todo riesgo, excluye de cobertura a los equipos cuya vida útil técnica se encuentre agotada, según las especificaciones del fabricante:

Historial de Mantenimiento:

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil de los equipos a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado

mantenimientos preventivos y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

Fallas:

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como: condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de recursos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación. La probabilidad de que una falla suceda en un periodo determinado resulta de integrar, desde su inicio, la función de distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2021-2025, se ubica entre 63-78%.



Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Probabilidad de falla de los equipos
Protecciones electrónicas

Fecha Puesta en Servicio	2004
μ = promedio de vida útil	15
$P(Z \leq 0)$ =	0.50

	Probabilidad de falla					
	2020	2021	2022	2023	2024	2025
x = edad (años)	17	18	19	20	21	22
σ = desv estand (años)	9	9	9	9	9	9
Probabilidad de falla	58.8%	63.1%	67.2%	71.1%	74.8%	78.2%

Propuestas

Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativa de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:

Adquisición de seis (6) protecciones de reactor, veinte (20) relés controladores y dos (2) para protección de barras. Se incluyen también los switches para comunicación con el sistema de automatización de subestación.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de veintisiete (28) relevadores de protección nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de protección según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad del mismo y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernización de la subestación Veladero.

Costo Estimado: B/. 6'09,000

Entrada en Operación: diciembre de 2025

Reemplazo de las Protecciones en S/E Santa Rita 115 KV

Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

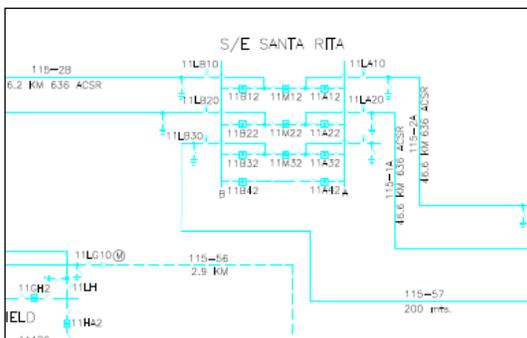
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son variables que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de cinco (5) controladores y tres (3) switches ethernet de comunicaciones para integrar los equipos al sistema de automatización de subestaciones a un costo de US\$106 mil de dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de

mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación seccionadora de Santa Rita, ubicada en el Corregimiento de Sabanita, Distrito de Colón, Provincia de Colón (9°19'39.39" N 79°47'40.02"), diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio de 115 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



Adicionalmente, permite trasladar la generación térmica proveniente de las plantas en Bahía Las Minas, Termocolón, etc. a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 115-1A, 115-2A, 115-1B y 115-2B.

Los relevadores de protección y control son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal monitorear el estado de las líneas, interruptores y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Cuadro No.1: Equipos de protección con 14 años de servicio.

No.Equipo principal(función)	Nomenclatura (No equipo)	Descripción Equipo	Serie	Modelo	Fabricante/Marca	Estatus	NUMERO	PANEL	Año de Instalación
11A22 / 11M22	50BF	RELEVADORES	AABC02000264	UR- C60	GE MULTILIN	EN SERVICIO	10955	P6A -K3	2004
11A12 / 11M12	50BF	RELEVADORES	AABC02000262	UR- C60	GE MULTILIN	EN SERVICIO	10959	P7A -K3	2004
11B12	50BF	RELEVADORES	AABC02000265	UR- C60	GE MULTILIN	EN SERVICIO	10960	P7A -K4	2004
11B22	50BF	RELEVADORES	AABC02000263	UR- C60	GE MULTILIN	EN SERVICIO	10956	P6A -K4	2004

Por otra parte, el sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años. Por otro lado, estos controladores tendrán 19 años de servicio ininterrumpido cuando se está programado iniciar las reposiciones.

Historial de Mantenimiento:

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento elabora un

Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil de los equipos a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos. Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado mantenimientos preventivos y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

Fallas:

En vista de que la predicción de la vida útil de un equipo depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como: condiciones de operación, historial de carga, prácticas de mantenimiento, desgaste mecánico, obsolescencia por falta de recursos, mayores exigencias de seguridad, pérdida de confiabilidad, condiciones ambientales y climáticas, calidad de material, etc. no es fácil su determinación.

La probabilidad de que una falla suceda en un periodo determinado resulta de integrar, desde su inicio, la función de

distribución normal, calculada con la desviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2023-2027, se ubica entre 71-84%.



Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
Probabilidad de falla de los equipos
Protecciones electrónicas

Fecha Puesta en Servicio	2004
μ = promedio de vida útil	15
$P(Z \leq 0) =$	0.50

	Probabilidad de falla					
	2022	2023	2024	2025	2026	2027
x = edad (años)	19	20	21	22	23	24
σ = desv estand (años)	9	9	9	9	9	9
Probabilidad de falla	67.2%	71.1%	74.8%	78.2%	81.3%	84.1%

Propuestas

Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen

una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.

- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo de los equipos en mención.

Alternativa de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:

Adquisición de cinco (5) relés controladores. Se incluyen también los switches ethernet para comunicación con el sistema de automatización de subestación.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de cinco (5) relevadores de control nuevos y equipos para la integración al sistema de automatización de subestación.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de control según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad del mismo y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernización de la subestación Santa Rita.

Costo Estimado: B/. 106,000
Entrada en Operación: diciembre de 2027



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 15

PLAN DE PLANTA GENERAL



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 15

PLAN DE PLANTA GENERAL

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de planta general.

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
123	PLAN DE PLANTA GENERAL		5,280	7,223	8,981	4,612	645	383	0	27,124						
124	EDIFICIO-ETESA			2,165	645	645	645	383								4,483
125	EQUIPO DE INFORMATICA		3,700	4,160	3,910	2,630										14,400
126	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR		880	818	851	937										3,486
127	TALLER DE S/E VELADERO		350													350
128	TALLER DE S/E PANAMA II		350													350
129	SALON DE REUNIONES VALBUENA			80												80
130	MEJORAS SUBESTACION PANAMA				100	400										500
131	EDIFICIO GOM EN PANAMA III				2,600											2,600
132	NUEVO EDIFICIO ZONA 3 VALBUENA				875											875

1. Equipamiento para Oficinas de ETESA

Actualmente, ETESA tiene un gasto de alquiler anual de US\$736,767 (incluyendo ITBMS) por 4,128 m² de espacio total (excluyendo estacionamientos), lo que equivale a US\$14.9 por m², en el edificio Sun Tower sobre la Tumba Muerto. Esta facilidad no solo es antigua, sino que carece de infraestructura básica moderna que permita a ETESA ser eficiente en la administración de sus gastos corrientes y de servicios básicos.

La Administración de ETESA ha iniciado un proceso que conllevará mudar las oficinas de la empresa a un edificio que cumpla con los más altos estándares de calidad, seguridad, automatización, comodidad y eficiencia energética, dentro de la ciudad de Panamá. Durante este proceso, hemos podido concluir que el precio que pagamos de alquiler actualmente, no está en línea con la calidad de servicio/producto que recibimos del propietario del Sun Tower.

Adicionalmente, con este proyecto lograremos satisfacer las necesidades de crecimiento corporativo y promover ante la ciudadanía, la aplicación de acciones orientadas a la obtención de eficiencia energética para reducir el impacto ambiental y el gasto de funcionamiento, destinando el futuro ahorro, a gasto de inversión.

Las necesidades de ETESA (excluyendo estacionamientos) se han revisado a 4,000 m² de espacio requerido para operar la empresa en un ambiente eficiente, por lo que hemos procedido a sondear el mercado inmobiliario a fin de obtener precios de referencia con los cuales podamos optar por un servicio que llene todas nuestras expectativas. Luego de evaluar al menos cinco (5) opciones de edificios, hemos concluido que la inversión requerida para este proyecto, con respecto a la adecuación de área gris,

nuevo mobiliario (el mobiliario actualmente utilizado cuenta ya con más de 15 años de uso) y equipo de informática, es la siguiente:

Inversión	B/.
Adecuación área gris	450,000
Mobiliario de Oficina	2,750,000
Equipos de Tecnología	1.783.000
Total	4,483.00

2. Equipos de Informática

PROGRAMA DE DESARROLLO Y MEJORAS DE LA INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA DE ETESA.

OBJETIVO

Desarrollar y optimizar la infraestructura física que soporta los servicios de tecnología (Servidores, arreglos de discos, etc.).

DESCRIPCIÓN

Entre los sistemas principales podemos mencionar los siguientes:

CENTRO VIRTUAL

- ETESA cuenta con un centro virtual el cual alberga aproximadamente 40 servidores virtuales operando sobre una plataforma basada en tecnología VMWARE. Sin embargo, actualmente existen servidores físicos que no han sido virtualizados y por lo tanto consumen recursos y espacio en el centro de datos de ETESA.
- Entre las aplicaciones que forman parte del centro virtual podemos mencionar las siguientes: Antivirus Corporativo, Aplicación de Marcaciones, Fast Track, Sistema de Información Geográfica, sistema de gestión de activos,

herramienta de mesa de servicios tecnológicos, sistema para gestionar libranzas de los agentes del mercado eléctrico y otras aplicaciones.

- La estrategia de consolidación de infraestructura pretende eliminar la mayor cantidad de servidores físicos, a través de su migración a servidores virtuales. Esto permitirá reducir el espacio físico del centro de datos y el consumo energético del mismo.

SERVIDORES ORACLE SPARC

- Algunas aplicaciones de gestión corporativas críticas corren sobre servidores ORACLE SPARC. Es necesario dar un adecuado mantenimiento a lo largo de su vida útil y disponer de los recursos para su posterior reemplazo por equipos más eficientes.
- Como parte de la estrategia de consolidación de infraestructura, se desea reemplazar estos servidores migrándolos al centro virtual de ETESA. Para esto será necesario migrar los sistemas Oracle de su ambiente actual en UNIX Solaris hacia Oracle Linux sobre "Oracle VM".

INFRAESTRUCTURA DE RED Y COMUNICACIONES

- La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. cuenta en la actualidad con un sistema de comunicaciones que permite el transporte de la información y el acceso a los recursos informáticos corporativos a todas las oficinas, subestaciones y sedes ubicadas a lo largo del territorio nacional.
- Uno de los componentes más críticos para ETESA y la Dirección de Tecnología de la Información es su núcleo de comunicaciones. Este núcleo de red controla el

transporte de información relacionada con los procesos del centro de datos de la organización. Estas funciones comprenden: Sistemas de información, servicios de mensajería electrónica, almacenamiento de archivos, base de datos de acceso, Servicio de acceso a internet, sistemas de respaldos entre otros.

- ETESA debe mantener actualizada y operativa la infraestructura de comunicaciones existente.
- Es de suma importancia implementar redundancia a nivel de equipos de red en los puntos críticos.
- Se deben implementar enlaces redundantes tanto para la comunicación entre sedes como para el acceso hacia Internet.

Adicionalmente se desean aprovechar las capacidades ofrecidas por los modelos de servicios en nube. Por ejemplo: soluciones de infraestructura y plataformas como servicio (Servicios de nube tipo IaaS y PaaS). Aprovechando estas tecnologías se podrán obtener ahorros significativos por el ejemplo para el caso de ambientes de pruebas y desarrollo.

INICIATIVAS

Entre las iniciativas que se desean implementar dentro de este programa se detallan las siguientes:

- Consolidación de infraestructura tecnológica de ETESA (virtualización de servidores físicos).
- Adquisición e implementación de contingencia para los principales sistemas informáticos de ETESA.
- Actualización de sistema de telefonía IP de ETESA.

- Actualización de infraestructura de red (acceso, distribución y core).
- Expansión física de la empresa. Adecuación de la infraestructura tecnológica de nuevas oficinas administrativas, Subestaciones y estaciones meteorológicas.
- Aumentar la capacidad de los enlaces de comunicación existente.
- Implementar enlaces de comunicación redundantes para las sedes y oficinas principales de ETESA.
- Implementación de redundancia a nivel de la infraestructura de comunicación corporativa.
- Implementación de Infraestructura híbrida (on premise y cloud/nube).
- Implementación de respaldos a discos y su replicación a un sitio alternativo.
- Impacto

IMPACTO - TODAS LAS DIRECCIONES DE ETESA.

Consolidación, estandarización y robustecimiento de la infraestructura tecnológica de ETESA para garantizar la continuidad, calidad y disponibilidad de los servicios soportados por la misma. De esta forma los recursos no solo se utilizarán de forma más eficiente, sino que además su gestión se simplifica al trabajar sobre una infraestructura estandarizada en sus distintos componentes.

PROGRAMA DE DESARROLLO Y MEJORAS DE LOS CENTROS DE DATOS Y CUARTOS DE TELECOMUNICACIONES DE ETESA.

OBJETIVO

Garantizar la seguridad y operación de los sistemas de tecnología de la información de ETESA.

DESCRIPCIÓN

ETESA cuenta con un centro de datos el cual alberga la mayoría de los servicios tecnológicos de la organización. Este programa busca en primera instancia invertir los recursos en la optimización del centro de datos, es decir en lograr dar uso eficiente a estos recursos. Sin embargo, no se descarta la posibilidad de utilizar servicios de colocación en centros de datos de terceros siempre y cuando los mismos cumplan con los más altos estándares de calidad.

INICIATIVAS

Entre las iniciativas que se desean implementar podemos mencionar las siguientes:

- Mudanza del centro de datos a una nueva ubicación.
- Actualizar el sistema de monitoreo de los recursos y condiciones del centro de datos.
- Adecuación de centros de datos y cuartos de telecomunicaciones en nuevas instalaciones.
- Modernización del sistema de protección contra incendios del centro de datos y cuartos de telecomunicaciones.
- Actualización de los sistemas de respaldo de energía del centro de datos y los cuartos de telecomunicaciones (T.R.).
- Adecuación un sitio alternativo para la contingencia de los sistemas críticos de ETESA.

IMPACTO -TODAS LAS DIRECCIONES DE ETESA.

Se espera contar con Centros de Datos y cuartos de telecomunicaciones cuyos recursos estén debidamente monitorizados y gestionados. Los mismos deberán operar de forma eficiente garantizando la sostenibilidad y seguridad de los sistemas de tecnología de la información ubicados en los mismos.

PROGRAMA DE DESARROLLO Y MEJORAS DE LAS APLICACIONES Y BASES DE DATOS DE GESTIÓN CORPORATIVA DE ETESA

OBJETIVOS

- Consolidar las aplicaciones cuyas funciones sean suplementarias.
- Desarrollar y fomentar el correcto uso de las aplicaciones que soportan procesos críticos del negocio de forma complementaria.
- Mantener actualizadas las aplicaciones críticas existentes de ETESA.
- Adquirir y/o desarrollar nuevas aplicaciones para satisfacer las futuras necesidades de innovación de ETESA.

DESCRIPCIÓN

ETESA lleva a cabo la ejecución de algunos de sus procesos operativos y administrativos mediante el uso de aplicaciones tecnológicas. El presente programa tiene como principal propósito mejorar continuamente estas herramientas, desarrollando nuevas funcionalidades e implementando nuevos módulos que permitan llevar a cabo de forma eficientemente la operación de ETESA. Además, se busca adquirir e implementar nuevas soluciones que logren mejorar la gestión al facilitar la toma de decisiones de los distintos departamentos de la empresa.

INICIATIVAS

De manera general éstas son las principales iniciativas de este programa:

Mantener actualizadas las versiones de las aplicaciones y bases de datos de ETESA con el propósito de reducir vulnerabilidades y mejorar la eficiencia de los distintos sistemas.

- Implementar soluciones tipo Software como servicio (SaaS) que permitan simplificar la gestión de la Gerencia de Tecnología de la Información y Comunicación.
- Implementar portal para autoservicio de contraseñas y Single Sign-On (SSO).

A continuación, se desglosan las principales aplicaciones existentes en ETESA y el listado de iniciativas que se desean implementar para cada aplicación:

ORACLE EBS

Esta herramienta soporta los procesos de adquisiciones, inventario, contabilidad, presupuestos, costeo de proyectos y otros.

Iniciativas:

- Regularización y consolidación del licenciamiento Oracle de ETESA.
- Entre las mejoras a realizar se desea migrar el servidor de aplicación de la versión OAS a WEBLOGIC.
- Implementar nuevas funcionalidades para los módulos existentes de la herramienta.
- Implementar nuevos módulos actualmente no en uso.
- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de Enterprise Manager y Packs de monitoreo para bases de datos.
- Implementación de Audit Vault para auditoría de bases de datos.
- Implementación de libros contables que cumplan con normativas NIF.
- Automatización de reportes financieros e implementación de inteligencia de negocios.

SISTEMA DE PLANILLAS Y RECURSOS HUMANOS

Este sistema es el responsable soportar los procesos de nómina y gestión del talento humano. Este sistema actualmente está operando en una versión obsoleta. Se deben implementar nuevas funcionalidades y automatizar algunos procesos que actualmente se llevan de forma manual.

Iniciativas:

- Actualización y mejoras al sistema de planillas y recursos humanos de ETESA.
- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de Enterprise Manager y Packs de monitoreo para bases de datos.

HIDROMET

Este sistema soporta la base de datos históricos tanto hidrológicos como meteorológicos de la Dirección de Hidromet.

Iniciativas:

- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de Enterprise Manager y Packs de monitoreo para bases de datos.
- Actualización integral del sistema.

PORTAL DE INTRANET

ETESA actualmente cuenta con un portal interno basado en tecnología Oracle. Este sistema se encuentra en estado de obsolescencia y por lo tanto debe ser reemplazado.

Iniciativas:

- Se implementará un nuevo portal que permita la gestión documental en forma digital.
- Se implementarán flujos de trabajo que permitan avanzar con la digitalización y automatización de procesos en ETESA.
- Se crearán bibliotecas digitales que permitirán el control de versiones de los documentos importantes para ETESA.
- Fomentar la colaboración mediante el uso del chat corporativo en situaciones que ameriten su uso.

APLICACIONES Y SITIOS WEB

ETESA cuenta con tres sitios web (CND, HIDROMET y ETESA), los cuales albergan información relevante para los agentes de mercado y la ciudadanía en general. Además, se cuenta con desarrollos web internos que permiten el seguimiento de ciertos procesos internos.

Iniciativas

- Actualización de los sitios web de ETESA, Hidromet y CND.
- Cambio de imagen corporativa (sitios web).
- Mejoras y actualizaciones de las aplicaciones web existentes.
- Desarrollo de la nueva aplicación para las libranzas del mercado eléctrico panameño.

INTELIGENCIA DE NEGOCIOS

ETESA cuenta con distintas soluciones de inteligencia de negocios. Se debe evaluar distintos escenarios para la consolidación de estos sistemas mediante una solución estándar.

Iniciativas:

- Estudio para la consolidación de aplicaciones suplementarias.
- Implementación de inteligencia de negocios para la información de operaciones y de gestión corporativa que actualmente no cuenta con esta facilidad.

HERRAMIENTAS OFIMATICAS

ETESA utiliza herramientas de productividad de distintos fabricantes para la ejecución de sus funciones administrativas y operativas.

Iniciativas:

- Regularización del licenciamiento Microsoft de ETESA.
- Adquisición de aplicaciones ofimáticas para nuevos colaboradores, y para la atención de nuevas necesidades.
- Evaluar factibilidad de migrar estas aplicaciones a un esquema tipo Software como servicio (SaaS).

APLICACIÓN MAXIMO

ETESA cuenta con una herramienta para la gestión de activos. Esta herramienta actualmente es utilizada para el mantenimiento de las torres y equipos de transmisión eléctrica. Además, la misma opera actualmente en una versión obsoleta del aplicativo.

Iniciativas:

- Se debe actualizar esta herramienta a su última versión.
- Implementar nuevas funcionalidades en este sistema.
- Capacitar a los usuarios de operaciones en el correcto uso de esta herramienta.

- Realizar la integración y carga de información sobre un sistema de información geográfica.
- Digitalizar e integrar procesos de la cadena de valor de ETESA de la dirección de proyectos y gerencia de aseguramiento de la calidad con la gerencia de operación y mantenimiento, actualmente el único usuario de la herramienta.

SISTEMAS DE GESTIÓN DE SERVICIOS TECNOLÓGICOS

ETESA cuenta con una herramienta para la gestión de servicios tecnológicos. El fabricante de este producto ha decretado el fin de vida del mismo y no brindará soporte ni realizará más actualizaciones para esta herramienta.

Iniciativas

- Levantamiento de procesos para la gestión de servicios de tecnología.
- Reemplazo de la herramienta de mesa de servicios obsoleta.
- Implementación los siguientes sistemas: Sistema de mesa de ayuda, sistema de mapeo de dependencias para los servicios de TI, CMDDB, Gestor de clientes, etc.
- Se implementarán soluciones que permitan el monitoreo (prevención) como la detección de eventos que afecten el correcto funcionamiento de los distintos componentes que soportan los servicios tecnológicos brindados por la Gerencia Senior de Tecnología de la Información y Comunicación (Bases de datos, aplicaciones, etc.).

OTRAS APLICACIONES

Existen la necesidad de otras aplicaciones de acuerdo a algunas

solicitudes recibidas por parte de direcciones operativas de ETESA.

Iniciativas

Adquisición e implementación de herramienta para el cálculo de parámetros eléctricos de subestaciones.

Adquisición e implementación de herramienta para la gestión de proyectos. Otras iniciativas.

IMPACTO - TODAS LAS DIRECCIONES DE ETESA.

Aplicaciones y bases de datos de gestión corporativas debidamente actualizadas, monitorizadas y utilizadas eficientemente.

Principales procesos de negocios gestionados eficientemente a través del uso de tecnologías de la información.

PROGRAMA DE SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN DE ETESA.

OBJETIVO

Garantizar la disponibilidad, integridad y confiabilidad de los activos de información de ETESA.

DESCRIPCIÓN

Los equipos de seguridad son unos de los rubros más importantes y sensitivos, especialmente en una compañía que maneja información de la operación del mercado eléctrico panameño.

Es evidente que cada día se generan nuevos riesgos y amenazas de seguridad tanto a nivel lógico como a nivel físico. Cada vez se hace evidente el daño que la fuga de información confidencial hace a tantas empresas víctimas de ataques externos (hackers, códigos maliciosos o malwares, virus, etc.) e internos (personal vendiendo información confidencial). Estos riesgos conocidos cada día se acrecientan poniendo en peligro la

estabilidad de la continuidad de las operaciones de una empresa.

Se desea establecer Auditorías periódicas y pruebas de penetración a los sistemas para el mejoramiento continuo de los controles del área de seguridad informática.

ETESA no escapa a estas amenazas razón por la cual su estrategia de seguridad debe ser reforzada, mejorada y actualizada de forma periódica.

Además, se deben implementar soluciones de seguridad en cada capa del MODELO OSI y a nivel de usuarios.

INICIATIVAS

Entre las principales iniciativas del programa de seguridad de la información se destacan las siguientes:

- Implementación de Sistema de Monitoreo de seguridad y Gestión de Eventos (SIEM).
- Implementación de Solución contra amenazas persistentes avanzadas (ATP).
- Implementación de Data Loss Prevention (DLP).
- End Point Security.
- Implementación sistema de seguridad para dispositivos móviles.
- Implementation application firewalls-AF/web application firewalls-WAF, etc.)
- Implementación de contingencia para servidores de misión crítica.
- Implementación de respaldos hacia sitio alterno.
- Actualización del sistema de video vigilancia.
- Actualización de sistema de control de acceso físico.

IMPACTO - TODAS LAS DIRECCIONES DE ETESA.

Mejorar la disponibilidad, integridad y confiabilidad de los activos de información de ETESA.

PROGRAMA DE ADQUISICIÓN DE EQUIPOS TECNOLÓGICOS PARA USUARIOS (PC'S, LAPTOPS, IMPRESORAS, UPS, TELÉFONOS VOIP, EC.)

JUSTIFICACIÓN

OBJETIVO

Dotar al personal de ETESA de equipos tecnológicos actualizados que les permita poder realizar sus funciones de forma ágil y eficiente.

DESCRIPCIÓN

La obsolescencia tecnológica es un hecho de la cual ninguna empresa se puede abstraer.

Entre los principales equipos que la Dirección de tecnología de la información de ETESA brinda a sus usuarios se pueden mencionar los siguientes: computadoras de escritorio (PC), computadoras móviles (laptops),

impresoras, Sistemas de protección de energía (UPS), teléfonos para tecnología de "Voz sobre IP" (VoIP) y otros.

El tiempo de vida de estos equipos usualmente es muy corto, por lo que deben ser reemplazados de forma periódica. De esta manera se evita que los usuarios trabajen con equipos obsoletos que afecten su desempeño con un rendimiento deficiente. Además de evitarse problemas producto de coberturas de garantías expiradas, pérdida de soporte por parte del fabricante, mayor exigencia de recursos por parte de nuevas aplicaciones y otros.

Por último, se debe considerar el crecimiento de la empresa con la creación de la Gerencia de Inspección y Aseguramiento de la Calidad (GIAC). Todo esto hace necesaria la adquisición de equipos suficientes para cubrir la creciente demanda de equipos tecnológicos.

IMPACTO

TODAS LAS DIRECCIONES DE ETESA.

Contar con equipos tecnológicos que permitan al personal de ETESA realizar sus funciones de forma eficiente, ágil y confiable.

PROGRAMA	2017	2018	2019	2020	2021	PRESUPUESTO
Programa de desarrollo y mejoras de la infraestructura tecnológica de ETESA.	\$100,000.00	\$800,000.00	\$1,250,000.00	\$1,250,000.00	\$1,000,000.00	4,400,000.00
Programa de desarrollo y mejoras de los centros de datos y cuartos de telecomunicaciones de ETESA.	\$50,000.00	\$50,000.00	\$850,000.00	\$600,000.00	\$50,000.00	1,600,000.00
Programa de desarrollo y mejoras de las aplicaciones y bases de datos de gestión corporativa de ETESA.	\$400,000.00	\$1,000,000.00	\$1,500,000.00	\$1,500,000.00	\$1,000,000.00	5,400,000.00
Programa de seguridad de la información de ETESA.	\$600,000.00	\$400,000.00	\$400,000.00	\$400,000.00	\$400,000.00	2,200,000.00
Programa de adquisición de Equipos Tecnológicos para usuarios (pc's, laptops, impresoras, ups, teléfonos voip, ec.)	\$150,000.00	\$150,000.00	\$160,000.00	\$160,000.00	\$180,000.00	800,000.00
Total Inversión	\$1,300,000.00	\$2,400,000.00	\$4,160,000.00	\$3,910,000.00	\$2,630,000.00	\$14,400,000.00

3. Reemplazo de la Flota de Vehículos Período 2018 a 2021

La flota de Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. tiene actualmente 187 vehículos, de los cuales el 13% (24) son administrativos y el 87% (163) son operativos brindando soporte a las labores de mantenimiento de la Gerencia de Operación y Mantenimiento, Gerencia de Inspección, así como a las demás gerencias de Transmisión. La flota administrativa incluye vehículos asignados a las diversas direcciones, y el pool de carros administrativos que utiliza la parte administrativa de toda la empresa.

El promedio de vida de la flota actualmente es de 7 años aproximadamente considerando el retraso existente en el programa de reemplazo hasta el 2012, año en que se activó el plan de inversiones para ir sacando de operaciones las unidades más viejas y en condiciones deplorables hasta el 2016.

Actualmente la cantidad de vehículos que están en estas condiciones son 101 vehículos, por lo que para ir reemplazando los mismos en el período 2017-2021, se han utilizado los siguientes criterios:

1. Años de Servicio, los aspectos relevantes sobre este indicador son los siguientes:

- Período de reemplazo planeado (en ejecución): 7 años aproximadamente,
- Período de depreciación establecido: 5 años.
- Período Recomendado de Reemplazo: 5 años en razón de

la eficiencia operativa y costos de mantenimiento, el período de depreciación y la cobertura parcial que las aseguradoras establecen para unidades de mayor edad, por lo que los riesgos no cubiertos deben ser asumidos por ETESA.

Para poder armonizar el período de reemplazo planeado con el recomendado se requiere realizar una inversión mucho mayor por año en el período 2012-2021, la cual depende de las prioridades del sector, por ahora se mantiene en 7 años. A partir del año 2022 se podrá realizar los reemplazos a 5 años.

2. Kilometraje. Se categorizan los vehículos en rangos de kilometraje, dándosele prioridad a los vehículos que tienen un promedio mayor a 150,000 kilómetros. Actualmente la empresa cuenta con 79 vehículos que están en esta categoría.

3. Condiciones mecánicas, evaluadas técnicamente, influyen en las variables de costo y tiempo perdido. En adición, el rendimiento óptimo del combustible se ve comprometido si las condiciones mecánicas son pobres por los años de servicio y las condiciones mecánicas.

4. Costo, las reparaciones de tipo correctivo que se realizan están limitadas exclusivamente a mantener en operación el vehículo, reparaciones mayores o cambio de partes importantes no se consideran para no consumir recursos en unidades que requieren ser reemplazadas. Se establece el valor promedio del costo del mantenimiento para los vehículos

que tienen un kilometraje de 150,000 o más y se identifica aquellas unidades que exceden dicho costo promedio para completar la evaluación de su reemplazo

5. Impacto en la operación, diferir el programa de reemplazo incide negativamente en la eficiencia de atención de los programas de mantenimiento y de los eventos del sistema de líneas de transmisión. La ubicación de las torres y de algunas de las subestaciones implica disponer de vehículos en buen estado y sin problemas de posibles fallos en razón de su condición y años de servicio.

6. Adiciones, consideradas mayormente en razón de la entrada en operación de la tercera línea en el 2016 que representó un aumento en la dimensión de la operación de ETESA, Para el 2017 incluyó principalmente el reforzamiento en el área de camiones especializados con grúas en el área de líneas y de camiones especiales de lavado de aisladores.

7. Seguros, la política de las aseguradoras establece que después de 5 años los vehículos al estar depreciados totalmente, no son objeto de cobertura completa, sólo reconocen daños a terceros, así que parte de los riesgos relativos a accidentes están excluidos teniendo ETESA que afrontar los mismos.

8. Basado en los parámetros anteriores se determinó que una vez se compraran los camiones especializados de líneas se procedería al reemplazo de la flota más crítica de 101 vehículos identificados inicialmente para ser

reemplazados en los siguientes períodos:

- Se compraron 9 camiones especializados para líneas con costos promedio de 75K\$, 4 reemplazos de la flota normal y un camión especializado de 93K\$.
- El valor promedio de cada año varía dependiendo de la mezcla del costo de reemplazo usado para cada año. Se usó el valor reflejado en Panamá Compras de principio del 2017.

9. Vale la pena señalar que el análisis presentado en esta sustentación ha dejado por fuera el resto de la flota (86 unidades) que a la fecha de este reporte no cumplía con los parámetros de reemplazo pero que en el transcurso de este período 2017-2021 empezará a cumplir con los mismos. A continuación, se desglosa el número de vehículos que deberán ser también contemplados en el próximo plan de expansión 2018-2022, en adición a los vehículos identificados en el punto 8, para lograr que la flota esté actualizada para finales del 2021.

4. Taller de S/E Panamá II Y S/E Veladero

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunos equipos de las subestaciones de ETESA han cumplido su vida útil y para garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en el presente informe se presentan proyectos de reposición basados en la obsolescencia, mal funcionamiento de los dispositivos u otra causa que justifiquen su reemplazo.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la construcción de dos talleres nuevos a un costo de US\$0.53 millones de dólares para la subestación Panamá II y Veladero; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

Generales

La subestación Panamá II se encuentra ubicada en el área de Rana de Oro en la Provincia de Panamá y la subestación de Veladero se ubica en el área de Tolé en la provincia de Chiriquí, ambas subestaciones tienen una gran cantidad de equipos instalados desde más de 20 años. A la Subestación Veladero llega la energía generada en el área occidental del país y es transportada por las líneas de transmisión hacia los grandes centros de cargas ubicadas en la ciudad capital.

La Subestación Panamá II tiene como función principal reducir los niveles de voltaje a la que se transporta la energía eléctrica para ser entregada a la distribuidora del área este de la provincia de Panamá, además que le llega parte de la energía generada por el plantel de 115 KV desde la provincia de Colón.

Problema

Por lo general, el personal de subestaciones de la gerencia de Operaciones y Mantenimiento de ETESA requiere realizar trabajos a los equipos de las subestaciones bajo su responsabilidad. Algunos de estos trabajos consisten en desmontar el equipo y trabajarlos en un área con condiciones controladas. Es necesario para estos

trabajos el uso de grúas y herramientas especializadas.

En la actualidad las subestaciones Panamá II y Veladero no cuentan con un lugar adecuado para realizar este tipo de mantenimiento.

Propuestas

Objetivo General

Construir y equipar dos talleres para la subestación Panamá II y Veladero para que el personal de Subestaciones pueda ejecutar los diferentes mantenimientos a los equipos de las subestaciones.

Objetivos Específicos

- construir dos talleres, uno para la subestación Panamá II y Otro para la subestación Veladero.
- habilitar con las herramientas y equipos necesarios para la ejecución de los mantenimientos de los equipos en los talleres.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de contar con talleres dentro de las subestaciones de ETESA.

Propuesta

Construir y habilitar dos talleres para realizar trabajos de mantenimiento para las subestaciones Panamá y Veladero.

Justificación económica

A continuación, se presenta la oferta económica de la inversión planteada:

Costo de inversión

Inversión	
Costo directo de Inversión	B/. 424,000.00
Suministro	B/. 212,000.00
Materiales y Accesorios	B/. 79,500.00
Montaje y Desmontaje	B/. 26,500.00
Obra Civil	B/. 106,000.00
Costos Indirectos de Inversión	B/. 79,500.00
Diseño	B/. 21,200.00
inspección	B/. 15,900.00
Ingeniería	B/. 21,200.00
administración	B/. 21,200.00
Gastos Financieros	
Contingencia	B/. 26,500.00
Total	B/. 530,000.00

(*) Debido a la configuración de interruptor y medio del patio 115KV de la subestación Caldera, se considera, para este estudio, que el reemplazo de los transformadores de voltaje será programado de uno a uno por la Gerencia de Operación y Mantenimiento, de forma tal que no conlleve el pago de generación obligada por libranzas y mantenimientos.

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de activos eficientes establecidos en el Artículo 177, Sección IX.1.2. del Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

Por otra parte, los costos directos responden a porcentajes promedios obtenidos de la lista de precios de la última licitación adjudicada asociada al reemplazo de interruptores de potencia.

Conclusión

A partir del análisis técnico-económico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el siguiente periodo la construcción de dos talleres para las Subestaciones Panamá II y Veladero fundamentado en la acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

5. Salón de Reuniones Valbuena

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunos equipos de las subestaciones de ETESA han cumplido su vida útil y para garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en el presente informe se presentan proyectos de reposición basados en la obsolescencia, mal funcionamiento de los dispositivos u otras causas que justifiquen su reemplazo.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la construcción de un salón de reuniones en las oficinas de ETESA en Valbuena a un costo de 80,000.00 dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

Generales

La Gerencia de Operaciones y Mantenimiento de ETESA atiende el sistema de transmisión en todo el territorio Nacional por tal motivo cuenta con sedes regionales en Panamá, Aguadulce y David.

En las oficinas de David, ubicadas en Valbuena se realizan reuniones con los diferentes agentes del mercado y proveedores de las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro, en estos momentos no se cuenta con un salón para realizar estas actividades.

Problema

Por lo general, las sedes regionales cuentan con las infraestructuras y equipos necesarios para atender a los diferentes proveedores, agentes y personal interno

para realizar juntas, presentaciones de productos, capacitaciones internas, entre otras actividades que reúnan un grupo de personas.

En la actualidad estas actividades se deben realizar dentro de las oficinas de los colaboradores teniendo como inconvenientes la falta de espacio, implementos para presentaciones, mobiliario de oficina para atender a grupos de personas, por estos inconvenientes no se desarrollan adecuadamente las actividades donde se reúnan un grupo de personas.

Propuestas

Objetivo General

Construir y habilitar un salón de reuniones en las oficinas de ETESA ubicadas en Valbuena.

Objetivos Específicos

- Construcción de un salón de reuniones.
- Habilitación del salón de reuniones con mobiliario de oficina y equipos informáticos que permitan desarrollar reuniones, capacitaciones y teleconferencias con las diferentes sedes de ETESA.

Propuesta

Justificación Técnica

La Construcción y habilitación de un salón de reuniones en las oficinas de ETESA ubicadas en Valbuena permitirían lo siguiente:

- Una adecuada retroalimentación de los trabajos de mantenimiento realizados por la Gerencia de

operaciones y Mantenimiento de ETESA.

- Atención adecuada de proveedores o agentes del mercado externos por temas operativos del Sistema Integrado Nacional.
- Realizar reuniones para la discusión y coordinación de proyectos de ETESA ejecutados por las diferentes unidades de la empresa.
- Realizar capacitaciones de grupos pequeños del personal de ETESA y evitando el desplazamiento fuera de la oficina de ETESA.

Justificación económica

A continuación, se presenta la oferta económica de la inversión planteada:

Costo de inversión

Inversión	
Costo directo de Inversión	B/. 64,000.00
Suministro	B/. 32,000.00
Materiales y Accesorios	B/. 12,000.00
Montaje y Desmontaje	B/. 4,000.00
Obra Civil	B/. 16,000.00
Costos Indirectos de Inversión	B/. 12,000.00
Diseño	B/. 3,200.00
inspección	B/. 2,400.00
Ingeniería	B/. 3,200.00
administración	B/. 3,200.00
Gastos Financieros	
Contingencia	B/. 4,000.00
Total	B/. 80,000.00

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de activos eficientes establecidos en el Artículo 177, Sección IX.1.2. del Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

Por otra parte, los costos directos responden a porcentajes promedios obtenidos de la lista de precios de la

última licitación adjudicada asociada al reemplazo de interruptores de potencia.

Conclusión

A partir del análisis técnico-económico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el siguiente periodo la Construcción de un Salón de Reuniones de ETESA en las oficinas de Valbuena fundamentado en el criterio de seguridad; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

6. Mejoras S/E Panamá 230/115 KV

Se requiere realizar una mejora integral a la infraestructura de la SE Panamá, debido al alto deterioro que presenta la misma por la gran cantidad de contratistas que han desarrollado proyectos en la misma.

Estas mejoras incluyen los siguientes aspectos:

- Retiro y reemplazo de piedra de río por piedra #4 en la bahía de 115 KV.
- Canaletas y drenajes para el manejo de las aguas de lluvia.
- Construcción de calle central pavimentada e internas en carpeta asfáltica con capacidad para los equipos de carga q operan eventualmente, bajo tráfico.
- Retiro y reemplazo de la cerca perimetral por muro perimetral de seguridad con portón eléctrico y garita de control de acceso.
- Reparación de techo, pintura de completa de todos los

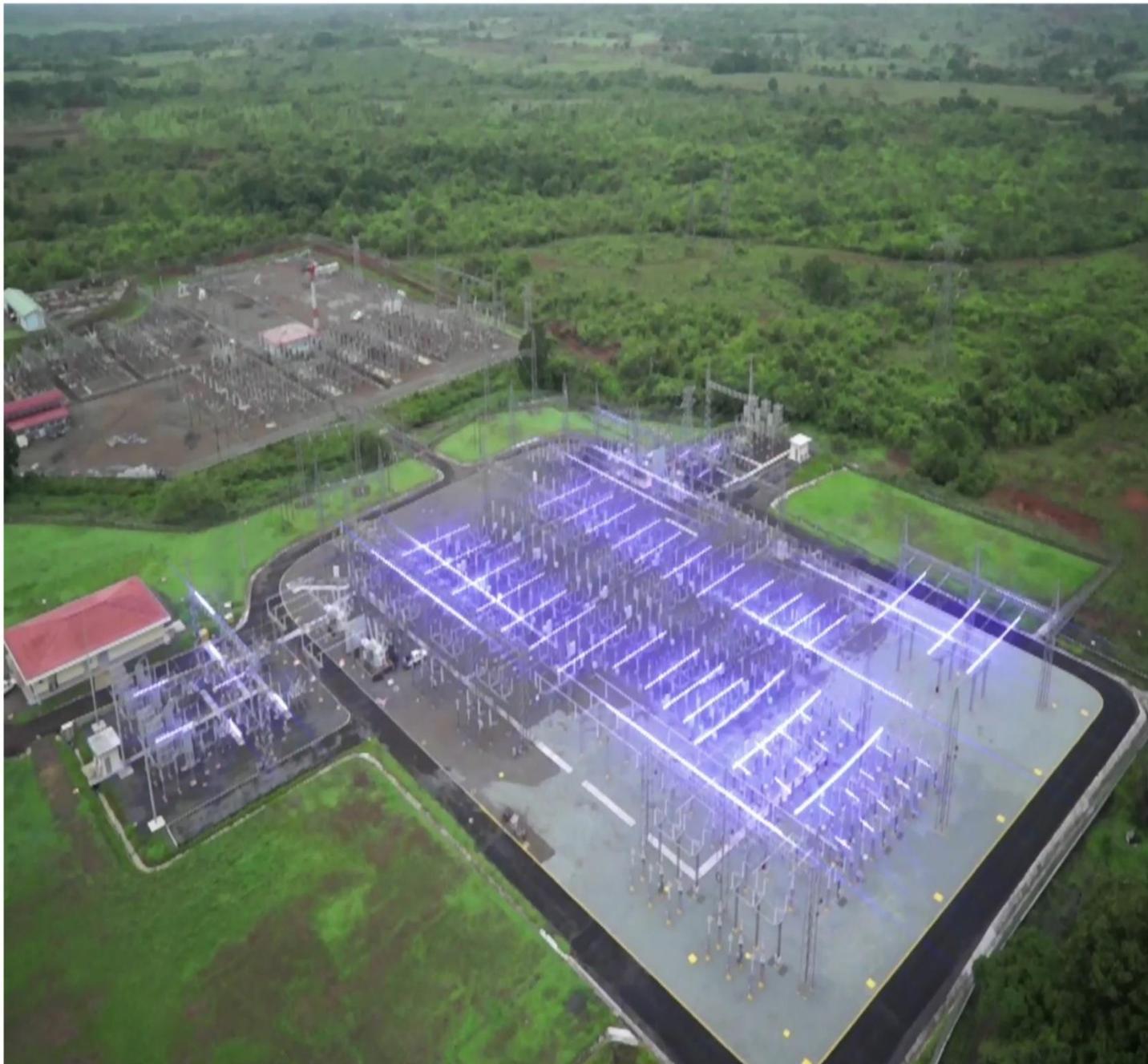
edificios, bases de estructuras, cordones, iluminación.

- Ampliación del área de almacén para repuestos y equipos que deben mantenerse bajo techo y condiciones climatizadas.
- Replanteo de la iluminación de los patios y los accesos.
- Ampliación del sistema de video vigilancia.
- Suministro e Instalación de Sistema contra incendios automáticos en áreas de mayor riesgo.
- Área de seguridad para observación para visitantes autorizados.
- Áreas verdes donde las condiciones lo permitan, dentro del perímetro.
- Demolición, retiro y limpieza de materiales de cercas internas y estructuras no funcionales existentes.
- Pavimentación de andenes internos con iluminación baja donde se requieran.
- Remodelación del área actual de trabajo para el Supervisor y el personal de mantenimientos, y demás requerimientos de oficinas de área técnica.
- Cualquier otro que usted considere debe contar una instalación de esta naturaleza adecuada a las exigencias actuales.

El costo estimado de estas mejoras asciende a la suma de B/. 500,000.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 16

PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 16

PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de planta de ampliaciones de conexión.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
			2018													
1	TOTAL		105,946	101,454	159,950	144,886	263,103	269,970	107,116	20,327	7,421	9,320	56,794	87,542	35,016	1,368,844
104	SISTEMA DE CONEXIÓN		13,000	3,214	25,722	7,673	55,299	0	0	0	6,334	0	0	0	0	111,242
105	S/E EL COCO 230 KV 2 NAVES						8,696									8,696
106	S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE										6,334					6,334
107	S/E PACORA 230 KV 1 NAVE						4,348									4,348
108	GANA LT COSTA NORTE 230 KV						41,138									41,138
109	S/E LLANO SANCHEZ BARRA 34.5 KV						1,117									1,117
110	NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV		164	1,781	21,478	6,180										29,603
111	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	GG-084-2013	4069													4,069
112	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	GG-084-2013	4069													4,069
113	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	GG-069-2016 S, 134-2017 M	3746	323												4,069
114	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA		0	488	3974	1,493										5,955
115	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CHORRERA 34.5 KV	OC-38167	350	150												500
116	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV		50	45												95
117	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV		100	41												141
118	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	OC-37987	24	24												48
119	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 34.5 KV		56	32												88
120	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV		47	48												95
121	REEMPLAZO PTs S/E MATÁ DE NANCE 34.5 KV		56	12												68
122	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	GG-121-2017	269	270	270											809

1. Nueva Subestación Burunga 230 KV GIS

La empresa EDEMET ha confrontado problemas en los últimos años en el suministro de energía al área occidental de su sistema de distribución de la provincia de Panamá Oeste, especialmente el área de Arraiján y demás sectores aledaños. Por este motivo construyeron una nueva subestación ubicada en el área de Burunga con un patio de 34.5 KV. Esta nueva subestación de distribución está conectada actualmente a la línea 230-12A mediante una derivación o Tap.

Para la conexión definitiva de esta subestación de distribución, ETESA construirá el patio de 230 KV de la misma, seccionando las líneas 230-12A y 230-13A. Esta subestación será encapsulada (GIS), en esquema de interruptor y medio, debido a la falta de terrero. La misma contará inicialmente con tres (3) naves, dos (2) naves serán de tres (3) interruptores para la conexión de las líneas 230-12A y 230-13A y una nave de dos (2) interruptores para la conexión del transformador T1 de EDEMET. Será necesario la instalación de torres de anclaje, para la entrada a la subestación por medio de cables subterráneos (2 cables por fase), ya que la torre más cercana (Torre No. 115) es de suspensión. Se debe dejar espacio suficiente para la adición de por lo menos tres (3) naves adicionales, para ampliaciones futuras, tales como la conexión de un segundo transformador de EDEMET y/o posibles entradas/salidas de líneas.

Contratos: por licitar
Fase del Proyecto: diseñada
Inicio de Operación: junio de 2021
Costo estimado: B/. 29,603,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la

diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El 3 de julio de 2017, se publica en el portal de PanamáCompra la LP No.2017-2-78-0-15-LP-008787, SUMINISTRO, MONTAJE, COMISIONADO, PUESTA EN SERVICIO Y OBRAS CIVILES PARA LA SUBESTACIÓN BURUNGA 230KV.
- El 29 de septiembre de 2017, se recibieron propuestas para la LP No.2017-2-78-0-15-LP-008787.
- El 27 de octubre de 2017, se emite la resolución de Adjudicación a favor de ELeonor, S.A, por un monto de B/.9,773,665.43.
- El 5 de diciembre de 2017, Se envía el contrato GG-143-2017, para refrendo a la Contraloría General de la República de Panamá, Tramite No. 2-78-0-5242346-2017 (SCAFID 5242346).
- El Contrato se encuentra para subsanación desde el 23 de marzo de 2018, hasta tanto ETESA suministre el título de propiedad de la finca donde se construirá la subestación objeto del Contrato.
- Este mes (septiembre de 2019) se logró concretar el Título de propiedad de la finca requerida.

Reemplazo de Transformadores

En los resultados de las pruebas rutinarias realizadas a los diferentes transformadores de ETESA se detectó un nivel de deterioro en la condición del Autotransformador T1 de la Subestación de Llano Sánchez y T2 de Chorrera y el transformador de aterrizaje TT2 de Chorrera. Debido a esto y al costo de estos equipos, el cual ya tienen más de 35 años de operación, se contrató una compañía externa para que repitiera las pruebas en dos ocasiones diferentes para tener mejores elementos de juicio al momento de tomar una decisión. Los

resultados obtenidos por la compañía externa mostraron una situación crítica del equipo, el nivel total de furanos indica que el aislamiento celulósico se ha deteriorado y debilitado mecánicamente al punto que esta unidad debe ser considerada poco confiables, ya que podría fallar repentinamente. Por lo tanto, este laboratorio certificado recomendó seguir realizando pruebas de manera inmediata para identificar y manejar los altos niveles de furanos y concluyó que debemos realizar una evaluación acerca de remplazar, reparar o rebobinar esta unidad.

La falta del Autotransformador T1 de S/E Llano Sánchez y del T2 de Chorrera nos llevaría a quedar sin respaldo en caso de la pérdida por cualquier evento de otro de los autotransformadores de la subestación lo que conllevaría a que se quedara sin servicio eléctrico parte de los clientes de las provincias centrales o de Panamá Occidente.

En vista de lo expresado anteriormente, es necesario reemplazar lo antes posible estos equipos ya que las pruebas realizadas muestran un gran deterioro en su parte más importante como lo es su aislamiento, aunado a que ya este transformador ha completado su vida útil garantizada por el fabricante.

Cabe resaltar que si se tiene indisponible el autotransformador T1 y se da un daño de alguno de los otros dos autotransformadores se interrumpiría parte del suministro eléctrico al área de provincias centrales, con graves consecuencias por energía no servida, lo que podría resultar en penalizaciones a ETESA, además de que la imagen de la empresa se vería afectada, por no poder transportar la energía eléctrica que abastece a ese sector de la población. Igualmente, con la falla del autotransformador T2 de Chorrera, quedaría interrumpido parte del

suministro eléctrico al sector de Panamá occidente.

Las pruebas realizadas al autotransformador T2 de la Subestación Llano Sánchez demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y tiene capacidad de 70/60/30 MVA en sus embobinados de 230, 115 y 34.5 KV. Debido al crecimiento de carga en la subestación Llano Sánchez, a la gran cantidad de proyectos de generación solar fotovoltaica que han informado su interés de conectarse en esta subestación en los próximos años y las condiciones actuales en que se encuentra este transformador, el mismo deberá reemplazarse por uno con capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

2. Reemplazo del Autotransformador T1 de la S/E Llano Sánchez

La Subestación Llano Sánchez cuenta actualmente con tres autotransformadores, dos de ellos (T1 y T2) de 230/115/34.5 KV con capacidad de 42/56/70 MVA y un tercero (T3) de 230/115 KV y 100MVA.

El autotransformador T1 de llano Sánchez se deberá reemplazar por uno de 230/115/34.5 KV con capacidad de 100 MVA en sus embobinados de 230, 115 KV y 34.5 KV.

Contratos: GG-084-2013

Fase del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: junio de 2019

Costo estimado: B/. 4,069,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la

diferencia se debe a los siguientes motivos:

- La concepción inicial del proyecto, era la de instalar el nuevo autotransformador en la misma ubicación del autotransformador existente, la cual conllevaba serias repercusiones operativas y de confiabilidad por lo que se realizaron modificaciones en sitio que dio como consecuencia una adenda de costos para realizar la instalación del nuevo T2 en una nueva ubicación física.
- Esta adenda involucraba las adiciones de equipos primarios tales como: estructuras metálicas, sección de barras tubulares, seccionadores motorizados, alambrado de control. Al igual civilmente se realizó las construcciones de nuevas plataformas y fundaciones del vigaducto de 34.5 kV.
- El tiempo de retraso se fundamenta principalmente en el tiempo de suministro de los seccionadores que fue alrededor de 5 meses, otros 3 meses en su respectiva instalación dando un total de 8 meses.
- Aunado a lo anterior se realizó una coordinación con el CND, para la ejecución de los trabajos de comisionado y puesta en servicio del nuevo T2, la cual tomaría 19 días de ejecución. Esta planificación se vio afectada alrededor de 3 meses por los trabajos que se realizaban paralelamente en el T1 SE Llano Sánchez objeto de este contrato también, debido a que operativamente no se puede tener 2 transformadores fuera de servicio en el SIN.
- T1 de Llano Sánchez fue energizado el 28 de Julio de 2019 y el T2 de SE

Chorrera fue energizado el 30 de agosto de 2019.

3. Reemplazo del Autotransformador T2 y TT2 de S/E Chorrera

La Subestación Chorrera cuenta con dos autotransformadores (T1 y T2) de 230/115/34.5 KV con capacidad de 30/40/50 MVA. La S/E Chorrera también cuenta con dos transformadores de aterrizaje.

El autotransformador T2 de Chorrera será reemplazado por uno de 230/115/34.5 KV con capacidad de 100 MVA en sus embobinados de 230, 115 KV y 34.5 KV. El transformador de aterrizaje TT2 ya fue reemplazado por uno de igual capacidad al existente, 34.5 KV, 19.9 MVA, el cual ya se encuentra operando.

Contratos: GG-084-2013

Fase del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: junio de 2019

Costo estimado: B/. 4,069,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- La concepción inicial del proyecto, era la de instalar el nuevo autotransformador en la misma ubicación del autotransformador existente, la cual conllevaba serias repercusiones operativas y de confiabilidad por lo que se realizaron modificaciones en sitio que dio como consecuencia una adenda de costos para realizar la instalación del nuevo T2 en una nueva ubicación física.
- Esta adenda involucraba las adiciones de equipos primarios tales como: estructuras metálicas, sección de barras tubulares, seccionadores motorizados, alambrado de control. Al igual civilmente se realizó las

construcciones de nuevas plataformas y fundaciones del vigaducto de 34.5 kV.

- El tiempo de retraso se fundamenta principalmente en el tiempo de suministro de los seccionadores que fue alrededor de 5 meses, otros 3 meses en su respectiva instalación dando un total de 8 meses.
- Aunado a lo anterior se realizó una coordinación con el CND, para la ejecución de los trabajos de comisionado y puesta en servicio del nuevo T2, la cual tomaría 19 días de ejecución. Esta planificación se vio afectada alrededor de 3 meses por los trabajos que se realizaban paralelamente en el T1 SE Llano Sánchez objeto de este contrato también, debido a que operativamente no se puede tener 2 transformadores fuera de servicio en el SIN.
- T1 de Llano Sánchez fue energizado el 28 de Julio de 2019 y el T2 de SE Chorrera fue energizado el 30 de agosto de 2019.

4. Reemplazo del Transformador T2 de la S/E Llano Sánchez

Las pruebas realizadas al autotransformador T2 de la Subestación Llano Sánchez demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y capacidad de 70/60/30 MVA en sus tres embobinados. Debido al crecimiento de carga en la subestación Chorrera este autotransformador deberá reemplazarse por uno de mayor capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

También habrá que verificar si con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Con el reemplazo del autotransformador T1, se cumplirá con el Criterio de Seguridad N-1 en esta subestación, por lo que podrá seguir operando correctamente, brindando el adecuado suministro de energía a los circuitos de distribución de la empresa Gas Natural Fenosa, que alimentan la Provincia de Coclé y permitirá la conexión de proyectos solares fotovoltaicos.

Contratos: GG-069-2016 Suministro y GG-134-2017 Montaje
Fase del Proyecto: en ejecución
Inicio de Operación: marzo de 2020
Costo estimado: B/. 4,069,000

5. Reemplazo del Transformador T1 de la S/E Chorrera

Las pruebas realizadas al autotransformador T1 de la Subestación Chorrera demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y capacidad de 50 MVA en sus tres embobinados. Debido al crecimiento de carga en la subestación Chorrera este autotransformador deberá reemplazarse por uno de mayor capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

Con el reemplazo de este autotransformador será necesario también reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Contratos: por licitar
Fase del Proyecto: diseñada
Inicio de Operación: mayo de 2021
Costo estimado: B/. 5,955,000

Con relación a la fecha de este proyecto comparada con la del PESIN 2018, la diferencia se debe a los siguientes motivos:

- El 26 de septiembre de 2018, se publicó en Panamacompra la LP No. 2018-2-78-0-15-LV-010560, para SUMINISTRO, MONTAJE, COMISIONADO, PUESTA EN SERVICIO Y OBRAS CIVILES PARA EL REEMPLAZO DEL AUTOTRANSFORMADOR T1 EN LA S/E CHORRERA
- El 3 de marzo de 2019 se recibieron las propuestas, el acto fue adjudicado el 6 de abril de 2019
- El 3 de septiembre de 2019, Se envió a refrendo el Contrato GG-089-2019.
- Proyecto actualmente se encuentra en etapa de refrendo Tramite No. 2-78-0-8101530-2019 (SCAFID 8101530).

6. Adquisiciones

Según lo establecido en el artículo 188, numeral d donde se indica que “Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA a un costo eficiente, descontando la depreciación equivalente al tiempo de uso. El financiamiento de la adquisición se realizará a un costo de capital igual a la tasa de rentabilidad regulatoria reconocida a ETESA. La ASEP mediará de no haber acuerdo entre las partes. Los equipamientos de conexión que son aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la

vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión permanecerán como parte del sistema conexión.”, ETESA debe adquirir los siguientes bienes:

- S/E El Coco 230 KV, 2 Naves
- S/E 24 de diciembre 230 KV, 1 Nave
- S/E Pacora 230 KV, 1 Nave
- GANA LT Costa Norte 230 KV
- S/E Llano Sánchez Barra 34.5 KV

Estas adquisiciones tienen un costo total de aproximadamente B/. 61,633,000, a realizarse entre los años 2023 a 2027.



CAPÍTULO 17

PLAN ESTRATÉGICO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 17

PLAN ESTRATÉGICO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de plan estratégico.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
 PLAN DE INVERSIÓN
 PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
 (MILES DE B/.)

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL
133	PLAN ESTRATEGICO		0	1,374	3,435	2,062	0	0	0	0	0	0	0	0	0	6,871
134	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV		0	1,374	3,435	2,062										6,871

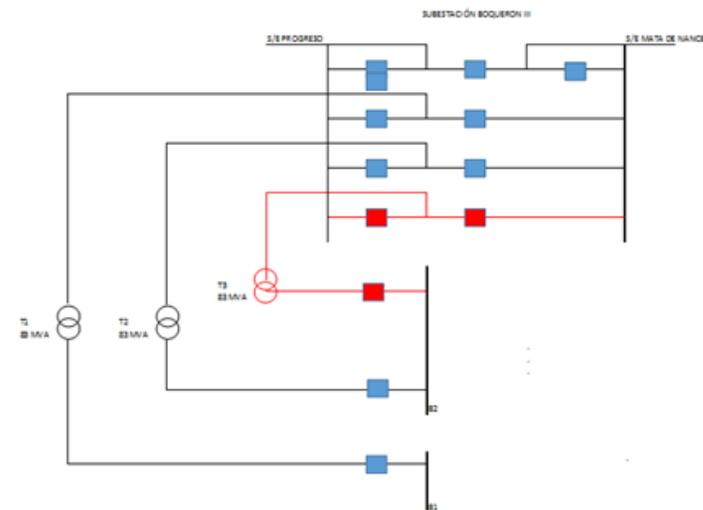
1. Adición Transformador T3 S/E Boquerón III 230/34.5 KV

Este proyecto consiste en la adición de un tercer transformador T3 de Boquerón III de 230/34.5 KV, 83 MVA, con el objetivo de brindar la seguridad y confiabilidad a las distintas plantas generadoras conectadas a las barras de 34.5 KV de esta subestación.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Adición de una cuarta (4ta) nave de interruptor y medio con dos (2) interruptores de 230 KV, para la conexión del transformador T3.
- Adquisición de un transformador T3, 230/34.5 KV, con capacidad de 83 MVA.
- Adición de un (1) interruptor de 34.5 KV para la conexión de este transformador a la barra B patio de 34.5 KV, quedando de esta forma operando en paralelo con el transformador T2. A la vez servirá de respaldo al Transformador T1.

Esquema del Proyecto



Contrato: Por Licitar
 Estado del Proyecto: en diseño
 Inicio de Operación: septiembre de 2022
 Costo estimado: B/. 6,871,129



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 18

CONCLUSIONES



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 18

CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Se presenta déficit de reserva reactiva en el Sistema Interconectado Nacional y restricción en la capacidad de transmisión en sentido Occidente-Oriente durante el periodo lluvioso.

Esta condición operativa impide que se logre el despacho económico, ya que para operar el sistema de manera segura se requiere de generación obligada (térmica) en el centro de carga.

La condición permanecerá hasta que se tenga disponible el 3er circuito entre la S/E Panamá y S/E Cáceres, la repotenciación de los 2 circuitos entre la S/E Guasquitas – Veladero (línea 2) y S/E Mata de Nance – Veladero (Línea 1), el Proyecto Frontera – Mata de Nance, la disponibilidad de la compensación reactiva instalada en la actualidad y la nueva compensación requerida, es muy importante la entrada del STATCOM ya que el mismo aportaría la compensación reactiva requerida al presentarse alguna contingencia en el SIN y que no puede ser aportada en su totalidad por las plantas de generación instaladas.

Año 2019:

Para este año el sistema de transmisión permitirá el aumento en los límites de flujo desde occidente, producto de la entrada en operación del STATCOM en la S/E Llano Sánchez y nuevos bancos de capacitores en la S/E Panamá II.

Se deben realizar los esfuerzos necesarios para garantizar la disponibilidad de toda la compensación reactiva instalada en la actualidad.

Para este año queda por resolver las restricciones de transmisión que producen no contar con el 3er circuito entre Panamá y Cáceres, temporalmente se ha recomendado al CND la operación de un Esquema de Desligue de Carga asociado a la falla de algún circuito en este corredor.

El proyecto Frontera – Mata de Nance es de mucha importancia para solventar las restricciones de generación que mantiene el sistema actual debido a la sobrecarga que se pudiera dar en la línea 230-9a ante la falla de la línea 230-25

El aprovechamiento de la potencia hidroeléctrica de occidente sería del 81%.

Año 2020:

Para este año se espera aumentar las reservas reactivas que permitirían progresivamente eliminar las restricciones por inestabilidad del sistema ante fallas del SIN.

Se debe mantener operativo el EDCxPAN_CAC con la finalidad de disminuir la cantidad de generación obligada que debe mantenerse en la Zona Atlántica (115KV).

A pesar de esto no se cumpliría con el despacho económico en la época lluviosa y solo se aprovecharía el 93% de la generación hidroeléctrica instalada en occidente.

Año 2021:

Para este año entra en operación el 3er circuito entre Panamá y Cáceres por lo que no sería necesario mantener operativo el EDCxPAN_CAC y se

eliminaría la restricción de transmisión de este corredor.

De no mantener generación en la Zona Atlántica (115KV), los voltajes en el área estarían en el límite inferior permitido, por lo que se debe mantener generación obligada en esa área para aumentar el mismo.

Con el proyecto Frontera – Mata de Nance se pudiera aprovechar al máximo la generación conectada en la SSEE Dominical, Progreso y Boquerón III.

El aprovechamiento de la generación hidroeléctrica en occidente ascendería al 95%.

Año 2022:

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema opera de manera confiable sin romper el despacho económico, tanto en época seca como en lluviosa, para todos los bloques de demanda.

Periodo de Largo Plazo

Para el periodo de largo plazo se debe mantener suficiente margen de reserva reactiva para soportar grandes volúmenes de transferencia desde occidente.

Sin duda la operación de la 4LT aumentaría la confiabilidad del SIN, brindando garantías del cumplimiento del Criterio de Seguridad.

Dentro de las ventajas de la 4LT, el SIN tendría suficiente capacidad de transmisión que permitiría a ETESA programar de forma eficiente las obras de mantenimiento.

Tomando en cuenta la proyección de demanda con la 4LT no se necesitarían nuevas inversiones hasta el año 2028 donde se debe construir un nuevo circuito

entre Panamá y Panamá 3, un banco de capacitores en Santa Rita.

La entrada en operación de la 4LT permitiría disminuir las pérdidas del SPT por lo que el costo de las mismas se reduciría beneficiando a los usuarios finales.

En el análisis del Escenario Renovable se demostró que con la 4LT el sistema tendría suficiente capacidad de transmisión y reserva reactiva para garantizar que toda la demanda regulada (Empresas de Distribución) se abastecida con fuentes renovables, abaratando significativamente el costo de energía

Los análisis sin la 4LT demuestran que el SIN operaría con restricciones debido a la falta de reserva reactiva por lo que existen dos alternativas que solucionarían esta situación.

La primera alternativa sería operar el SIN con generación obligada, esta opción no permitiría a ETESA realizar de forma eficiente las labores de mantenimiento por lo que el SPT se vería deteriorado con el tiempo.

La segunda alternativa sería la instalación de nuevos bancos de capacitores y un STATCOM en la S/E Panamá 3, con suficiente capacidad para aumentar la reserva reactiva del SIN.

Cabe mencionar que el sistema requeriría de toda la compensación reactiva conectada, los STATCOM operarían muy cercano al máximo de su capacidad.

Desde el punto de vista operativo, operar el Sistema con grandes volúmenes de compensación reactiva (Bancos de Capacitores) representaría una disminución del margen de maniobra, de darse alguna contingencia.

El SIN pudiera presentar condiciones de sobre voltajes post-contingencia que

podiesen comprometer los niveles de aislamiento de los equipos existentes sin mencionar que las protecciones de estos equipos podiesen provocar falsos disparos.

De igual forma ante grandes volúmenes compensación reactiva despachada se dificultaría la operación del Sistema considerando las variaciones horarias de la carga. Dicho sea de paso, que para la demanda media y mínima no se requerirá del uso de la totalidad de la compensación instalada lo cual supone un uso excesivo de las cuchillas que conectan los bancos de capacitores lo que reduciría la vida útil de estos equipos, requiriendo planes de reposición acelerados.

Por otra parte, se debe considerar la cantidad de armónicos que produciría la operación de tanta compensación reactiva en el sistema que pudiera llevar a incumplimientos a lo establecido en el Reglamento de Transmisión Artículo 126.

Además, sin la 4LT, se tendría que repotenciar líneas en la Zona Occidente, Fortuna – Guasquita, Guasquita – Cañazas y con la entrada en operación del proyecto Changuinola II, el circuito Cañazas – Chiriquí Grande.

Sin la 4LT y eventualmente ante un alto grado de penetración de fuentes renovables no convencional, el sistema presentaría restricciones, dicho comportamiento no permitiría escenarios de abastecimiento total de la demanda regulada con fuentes renovables

Es muy importante indicar que de no aumentarse la capacidad de transmisión estaríamos incumpliendo lo establecido en el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



CAPÍTULO 19

RECOMENDACIONES



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 19

RECOMENDACIONES

En el corto plazo entrarán en operación los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciarán próximamente su ejecución.

Tabla 18. 1 Plan de Expansión de Transmisión 2019, Periodo de Estudio

No	DESCRIPCIÓN	FECHA
1	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	09/30/2019
2	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	09/30/2019
3	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV	12/31/2019
4	ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	03/31/2020
5	ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	03/31/2020
6	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV	04/30/2020
7	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV	04/30/2020
8	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV 714 ACCC	04/30/2020
9	ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	05/31/2020
10	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	05/31/2020
11	ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV	05/31/2020
12	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR	06/30/2020
13	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	06/30/2020
14	SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR	06/30/2020
15	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	06/30/2020
16	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	06/30/2020
17	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	06/30/2020
18	NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	12/31/2020
19	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA	03/31/2021
20	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	05/31/2021
21	NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV	06/30/2021
22	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV	07/31/2021
23	LÍNEA PAN II - CHEPO 230 KV Y S/E CHEPO 230 KV NUEVA S/E CHEPO 230 KV	08/31/2021 08/31/2021
24	NUEVO SUBTERRANEO DE 34.5 KV DEL T1 DE LA SUBESTACIÓN LLANO SÁNCHEZ	10/31/2021
25	SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	10/31/2021
26	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	11/30/2021
27	NUEVA S/E SABANITAS 230 KV	11/30/2021
28	ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR CHORRERA 230 KV 1x30 MVAR	01/31/2022
30	LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV	06/30/2022
31	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL - LLS 230 KV	06/30/2022
32	ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR LLANO SÁNCHEZ 230 KV 2x30 MVAR	07/31/2022
33	ADICION BANCO CAPACITORES 20 MVAR STA. RITA 115 KV	07/31/2022
34	SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV	08/31/2022
35	LÍNEA SABANITAS - PANAMÁ III 230 KV	08/31/2022
36	PROYECTO TELFERS – SABANITAS 230 KV	01/31/2023
37	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 LLS - EHI 230 KV	04/30/2023
38	LÍNEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	07/31/2024
39	AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 EHI - PAN 230 KV	03/31/2024
40	LÍNEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV	01/31/2028
41	ADICION BANCO CAPACITORES 20 MVAR STA. RITA 115 KV	07/31/2028
42	LÍNEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	07/31/2030
43	S/E BOQUERON III BARRA B 34.5 KV	

Corto Plazo

Largo Plazo



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco