



ETECSA

Unimos Panamá con energía

PESIN 2023

TOMO III

PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

GERENTE GENERAL

Ing. Carlos Mosquera Castillo

SUB-GERENTE GENERAL

Ing. Oscar Rendoll

DIRECTOR DE INGENIERÍA

Ing. Lucas Halphen

GERENTE DE PLANEAMIENTO

Ing. Mario Saavedra

EQUIPO DE TRABAJO

Sra. Miriam E. Rivera

Ing. Raquel Bishop

Ing. Ernesto Rosales

Ing. Jean Carlos Trejos

Ing. Rogelio Robles

Ing. Manuel Vásquez



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CONTENIDO

CAPÍTULO 1	3
RESUMEN EJECUTIVO	3
OBJETIVO	3
INFORMACIÓN UTILIZADA	4
CRITERIOS	5
DIAGNÓSTICO DEL CORTO PLAZO	5
DIAGNÓSTICO DEL LARGO PLAZO	7
CAPÍTULO 2	11
INTRODUCCIÓN	11
CAPÍTULO 3	15
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL	15
CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EXISTENTE	15
ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA	20
NORMAS OPERATIVAS DEL MERCADO MAYORISTA	21
CAPÍTULO 4	27
CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN	27
PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN	27
DEFINICIÓN DE ESCENARIO	29
Metodología del plan de transmisión - corto plazo	30
Actualización de la Base de datos	31
Despachos de Mínimo costo	31
Desarrollo de los Análisis	32
Identificación de los Proyectos de Expansión	33
Análisis considerando las Ampliaciones	33
Definición del Plan de Expansión de Transmisión	33
METODOLOGÍA DEL PLAN DE TRANSMISIÓN - LARGO PLAZO	35
CAPÍTULO 5	41
COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	41
CAPÍTULO 6	47
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO	47

CAPÍTULO 7	63
PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO	63
CAPÍTULO 8	89
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	89
CAPÍTULO 9	123
PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO.....	123
CAPÍTULO 10.....	131
INTERCONEXIONES REGIONALES	131
CAPÍTULO 11	135
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES	135
CAPÍTULO 12.....	155
PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO	155
CAPÍTULO 13.....	233
PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	233
CAPÍTULO 14	249
PLAN DE PLANTA GENERAL	249
Capítulo 15.....	267
PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN.....	267
CAPÍTULO 16.....	277
CONCLUSIONES.....	277
Capítulo 17.....	283
RECOMENDACIONES.....	283

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Plan de Expansión de Transmisión 2023, Periodo de Estudio.....	8
Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión	17
Tabla 3.2. Transformadores de ETESA por Subestación	17
Tabla 5. 1 Proyectos de Transmisión	43
Tabla 5. 2 Proyectos de Distribución	44
Tabla 7. 1 Resumen del Plan de Expansión de Transmisión de Corto Plazo	85
Tabla 8. 1 Plan de Generación.....	90
Tabla 8. 2 Nueva Potencia Instalada por Subestación	90
Tabla 8. 3 Despacho de Generación, Época Seca 2027	92
Tabla 8. 4 Porcentaje de Generación, Época Seca 2027	92
Tabla 8. 5 Despachos Escenario sin 4LT	98
Tabla 8. 6 Perdidas con 4LT 230kV.....	102
Tabla 8. 7 Refuerzos adicionales con 4LT 230kV	102
Tabla 8. 8 Compensación Reactiva Despachada con 4LT 230kV	102
Tabla 8. 9 Resumen de Despacho con 4LT 500kV.....	104
Tabla 8. 10 Despacho de Compensación, 4LT 500kV.....	107
Tabla 8. 11 Nuevos Refuerzos con 4LT 500kV.....	108
Tabla 8. 12 Perdidas con 4LT 500kV.....	108
Tabla 9. 1 "Plan de Expansión de Largo Plazo	127
Tabla 11. 1 Enlaces de Microondas	138
Tabla 11. 2 Ubicación de los sitios	138
Tabla 11. 3 Ubicación Geográfica del Proyecto	140
Tabla 11. 4 Especificaciones de las torres actuales y propuestas.....	141
Tabla 11. 5 Sitios de equipos a Reemplazar	143
Tabla 11. 6 Ubicación (sitio) de Rectificadores a Reponer	143
Tabla 11. 7 Bancos de Baterías a Reponer.....	145
Tabla 11. 8 Ubicación (sitio) de bancos de baterías a Reponer	146
Tabla 11. 9 Equipos de Pruebas y Mediciones	150
Tabla 11. 10 Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones	152
Tabla 12. 1 Equipos de Protección Capitalizados.....	166
Tabla 12. 2 Reposición de los Gateways	199
Tabla 12. 3 Reposición de Protecciones Secundarias	217
Tabla 12. 4 Protecciones S/E Guasquitas	219
Tabla 12. 5 Protecciones de S/E Llano Sanchez.....	223
Tabla 12. 6 Protecciones S/E Veladero	227
Tabla 12. 7 Plan de Reposición de Corto Plazo.....	230
Tabla 13. 1 Equipos de protección con 14 años de servicio.....	239
Tabla 13. 2 Equipos de protección	243
Tabla 13. 3 Plan de Reposición de Largo Plazo	245
Tabla 14. 1 Cerca por Subestación	257
Tabla 14. 2 Plan de Planta General	264
Tabla 15. 1 Lista de Seccionadoras.....	268

Tabla 15. 2 Localización de los PTs.....	272
Tabla 15. 3 Plan de Ampliaciones de Conexión	274
Tabla 17. 1 Plan de Expansión de Transmisión 2023	283

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Unifilar del Sistema Principal de Transmisión	18
Figura 3.2 Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión	19
Figura 4. 1 Nomenclatura de los Escenarios	30
Figura 4. 2 flujos en LT de 230kV Potencia Real vs Reactiva	33
Figura 4. 3 flujo en líneas del SPT, Revisión del SIL	33
Figura 5. 2 Distribución de la Demanda por Provincia	41
Figura 6. 1 Año 2023 sin Generación Obligada.....	48
Figura 6. 2 Año 2023 con Generación Obligada	49
Figura 6. 3 Año 2023 con Generación Obligada, Sin EDCxPL.....	49
Figura 6. 4 Flujo 230-9a, Despacho Ideal	49
Figura 6. 5 Flujo 230-9a, Generación Desplazada	49
Figura 6. 6 Flujo 230-9a, Generación Desplazada, falla de la 230-25a.....	49
Figura 6. 7 Voltaje Zona Atlántica, Sin Proyectos	50
Figura 6. 8 Voltaje Zona Atlántica, Sin Proyectos	50
Figura 6. 9 Flujos Sabanitas - Panamá II, Despacho Máximo en S/E Sabanitas	51
Figura 6. 10 Flujos Sabanitas - Panamá II, Despacho Solo Gatún	51
Figura 6. 11 Flujos Sabanitas - Panamá II, Solo Gatún, Falla N-1	51
Figura 6. 12 Flujos Sabanitas - Panamá II, Restringido Costa Norte - Gatún	51
Figura 6. 13 Flujos Sabanitas - Panamá II, Restringido CNO- Gatún, Falla N-1	51
Figura 6. 14 Voltaje Zona Atlántica, Sin Con LT SAB-STR	52
Figura 6. 15 Voltaje Zona Atlántica, Con LT SAB-STR.....	52
Figura 6. 16 Flujos Panamá - Cáceres, con Proyectos de Distribución	53
Figura 6. 17 Flujos Panamá - Cáceres, con Proyectos de Distribución, Estado N-1	53
Figura 6. 18 Flujos Panamá - Cáceres, Sin Proyectos de Distribución	53
Figura 6. 19 Flujos Panamá - Cáceres, Sin Proyectos de Distribución, Estado N-1	53
Figura 6. 20 Comparación de la Reserva Reactiva, 2026.....	54
Figura 6. 21 Comparación de la Reserva Reactiva, 2026 contingencias 4LT	55
Figura 6. 22 Flujos en Transformador de San Bartolo, Estado N-1	55
Figura 6. 23 Comportamiento de la frecuencia, Con EDC	56
Figura 6. 24 Comportamiento de la frecuencia, Con BESS	57
Figura 6. 25 Potencia Entregada por el BESS.....	58
Figura 6. 26 Potencia Entregada por el BESS, Etapa Critica	58
Figura 8. 1 Condiciones del Sistema de Transmisión año 2027	91
Figura 8. 2 Flujos TX, SE Llano Sanchez	93
Figura 8. 3 Flujos TX SE Progreso 2	94
Figura 8. 4 flujos TX SE Boquerón III.....	94
Figura 8. 5 Condiciones del Sistema, Esc. Seco Extremo Dem. Mínima.....	95
Figura 8. 6 Condiciones del Sistema Sin la 4LT, año 2027	96
Figura 8. 7 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2027	99
Figura 8. 8 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2028	99
Figura 8. 9 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2029	100

Figura 8. 10 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2030	100
Figura 8. 11 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2030 con refuerzos	100
Figura 8. 12 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2031 con refuerzos	101
Figura 8. 13 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2033 con refuerzos	101
Figura 8. 14 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2035 con refuerzos	101
Figura 8. 15 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2037 con refuerzos	101
Figura 8. 16 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2028	104
Figura 8. 17 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2029	104
Figura 8. 18 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2030	105
Figura 8. 19 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2031	105
Figura 8. 20 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2033	105
Figura 8. 21 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2033 con refuerzos	106
Figura 8. 22 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2035 con refuerzos	106
Figura 8. 23 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2037 con refuerzos	106

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 5. 1 Pronostico de Demanda Escenario Moderado	41
Gráfico 5. 2 Plan de Generación Escenario de Referencia	42
Gráfico 6. 1 Despacho de Generación	59
Gráfico 6. 2 % Generación	59
Gráfico 6. 3 Flujos desde Occidente	59
Gráfico 6. 4 Porcentaje de Pérdidas	59
Gráfico 8. 1 Reserva Reactiva Con y Sin la 4LT	97
Gráfico 8. 2 Compensación Reactiva Despachada con 4LT 230kV	103
Gráfico 8. 3 Despacho de Compensación, 4LT 500kV	107
Gráfico 8. 4 Niveles de Reserva año 2028	109
Gráfico 8. 5 Niveles de Reserva año 2028, Contingencia 4LT	109
Gráfico 8. 6 Niveles de Reserva año 2028, Contingencia El Coco - Burunga	110
Gráfico 8. 7 Niveles de Reserva año 2029	110
Gráfico 8. 8 Niveles de Reserva año 2029, Contingencia 4LT	111
Gráfico 8. 9 Niveles de Reserva año 2029, Contingencia El Coco - Burunga	111
Gráfico 8. 10 Niveles de Reserva año 2030	112
Gráfico 8. 11 Niveles de Reserva año 2030, Contingencia 4LT	112
Gráfico 8. 12 Niveles de Reserva año 2030, Contingencia Chorrera - Antón	113
Gráfico 8. 13 Curvas PV Año 2028	115
Gráfico 8. 14 Curvas PV Año 2028, Contingencia 4LT	115
Gráfico 8. 15 Curvas PV Año 2028, Contingencia ECO-BUR	116
Gráfico 8. 16 Curvas PV Año 2029	116
Gráfico 8. 17 Curvas PV Año 2029, Contingencia 4LT	117
Gráfico 8. 18 Curvas PV Año 2029, Contingencia ECO-BUR	117
Gráfico 8. 19 Curvas PV Año 2030	118
Gráfico 8. 20 Curvas PV Año 2030, Contingencia 4LT	118
Gráfico 8. 21 Curvas PV Año 2030, Contingencia ECO-BUR	119

ANEXOS

Tomo III Anexo - 1	Plan de Inversiones
Tomo III Anexo - 2	Criterios
Tomo III Anexo - 3	Despachos
Tomo III Anexo - 4	Reporte de Flujos
Tomo III Anexo - 5	Análisis QV
Tomo III Anexo - 6	Análisis Dinámicos
Tomo III Anexo - 7	Reportes de Cortocircuito

01

CAPÍTULO I

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.

OBJETIVOS

CP
CORTO
PLAZO

- ✓ Presentar las congestiones y falencias del sistema y las soluciones más factibles para solventarlas en tiempo oportuno, minimizando el costo de operación incluyendo inversión, pérdidas y confiabilidad.
- ✓ Definir el programa de inversiones necesarias en la red de transmisión y realizar los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión.

LP
LARGO
PLAZO

- ✓ Definir la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2023 - 2037 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico.
- ✓ Proponer instalaciones que comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la transformación, equipos de compensación reactiva y nuevas subestaciones. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado

INFORMACIÓN UTILIZADA

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

Se obtiene del informe de Estudios Básicos 2023-2037

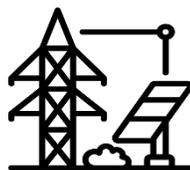
Se utiliza esta proyección de demanda y las expansiones planificadas por su parte, con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.



PROYECTOS DE GENERACIÓN

Se obtienen de los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación 2023-2037

El modelado de estos proyectos se realiza en base a la información entregada por los agentes en el trámite de viabilidad de conexión y a parámetros típicos de elementos de un sistema de potencia para aquellos agentes de los que no se cuente con información para su modelado



MODELADO Y EXPANSIÓN DEL SISTEMA

Se utilizan como referencia los proyectos propuestos en el Plan de Expansión 2022

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)



CRITERIOS

De acuerdo con el 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. Es importante recordar 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

El análisis de funcionamiento del sistema en el corto plazo (2023-2026) permitió detectar condiciones críticas que fueron resueltas por medio de redespachos de generación (Generación Desplazada y Obligada). Particularmente, estos redespachos eliminaron sobrecargas en condición de red completa y de red N-1.

Esta situación se da en la actualidad, tal como se manifiesta en el Estudio de Seguridad Operativa realizado por el CND. Los redespachos fueron necesarios en los primeros años de estudio (2023, 2024 y 2025), mientras que en el último año se pudo abastecer la demanda mediante el despacho óptimo surgido del orden de mérito. Las dos ampliaciones que resultaron críticas son las siguientes:

NUEVA LÍNEA MATA DE NANCE - FRONTERA 230 KV

ENTRADA PREVISTA: febrero 2025

DESCRIPCIÓN: Reemplazará la línea existente entre estas subestaciones y contempla nuevo conductor en el tramo actual Boquerón III - Mata de Nance, Boquerón III - Progreso.

JUSTIFICACIÓN: Permitirá el despacho de toda la generación hidráulica ubicada en la zona de Boquerón, Progreso y Dominical sin ocasionar sobrecargas en N-1. En caso de retrasar la obra 1 año, se incrementa la necesidad de redespachos para evitar la sobrecarga en N-1.

NOTA: Resultó necesario desplazar aproximadamente 50MW de generación hidráulica de pasada y solar hacia oriente para evitar sobrecargas del 2022 al 2024. Esto se da en escenarios de demanda máxima y media diurna.

**LÍNEA
SUBTERRÁNEA
PANAMÁ -
CÁCERES
115 KV**

ENTRADA PREVISTA: noviembre 2023

DESCRIPCIÓN: No existe posibilidad de una línea aérea debido a lo poblado que se encuentra el área, por lo que será necesario la construcción de un nuevo vigaducto para la conexión de esta línea.

JUSTIFICACIÓN: Permitirá atender la demanda de las subestaciones de las empresas distribuidoras conectadas en la Subestación Cáceres, sin la necesidad de realizar cambios al despacho económico.

**AUMENTO DE
CAPACIDAD
DE LA LÍNEA
LT1
VELADERO -
PANAMÁ**

ENTRADA PREVISTA: diciembre 2025

DESCRIPCIÓN: En todas las etapas se cambiará el conductor de la línea de transmisión, aproximadamente 290 km en total.

JUSTIFICACIÓN: Se incrementará la capacidad de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) proveniente del occidente del país, donde se encuentra el potencial hidroeléctrico y renovable, lo que permitirá el

Asimismo, se evaluó la condición del sistema por medio de análisis de contingencia, curvas QV y análisis dinámico, obteniéndose las conclusiones que se enumeran a continuación:

El Análisis de contingencia expuso un número limitado de contingencias que dieron origen a sobrecargas y

bajos voltajes, principalmente ante fallas de 115 KV. Algunas de ellas (falla de los circuitos 230-25A, 115-3A, 115-12 y 115-37) encuentran su solución mediante obras ya establecidas.

El Análisis de estabilidad de tensión mostró que los principales nodos del sistema cuentan con un adecuado

margen de reactivo (mayor a 50MVAR) en condiciones de red completa y falla simple. En general, se encontró que la presencia de una central importante en la zona cercana al centro de carga (Bayano o Costa Norte) es determinante para aumentar el margen de reactivo y mejorar la forma de la curva (Ver Anexo 5). En el futuro, los márgenes de reactivo serán una variable clave a monitorear a fin de evaluar si podrán sostenerse mayores transferencias desde occidente.

El Análisis dinámico mostró que el sistema se mantiene estable tras la ocurrencia de fallas sobre el sistema de transmisión y la pérdida de unidades de generación. Esto implica que las condiciones dinámicas luego de fallas simples no determinan límites operativos ni demandan la acción de esquemas remediales. Asimismo, la simulación dinámica permite corroborar los escenarios postfalla obtenidos en el análisis de contingencia. En particular, se observó el comportamiento del sistema ante la falla de la línea 230-25A Dominical - Veladero, y se encontró que los redespachos realizados permiten mantener la línea 230-9A (Boquerón - Mata de Nance) por debajo del RATE C (Ver Anexo 4)

DIAGNÓSTICO DEL LARGO PLAZO

El sistema eléctrico de Panamá enfrenta desafíos críticos en la estabilidad del voltaje,

particularmente cuando se opera cerca de su capacidad máxima debido al constante crecimiento de la demanda y la distancia entre generación y consumo, lo que provoca pérdidas significativas y caídas en el voltaje. Además, las líneas de transmisión consumen potencia reactiva durante altas cargas, exacerbando la inestabilidad.

Para abordar estos desafíos, es importante modernizar y expandir la red de transmisión para reducir pérdidas y distribuir electricidad eficientemente en áreas de alta demanda.

Se debe asegurar la seguridad, eficiencia y calidad del sistema de generación hasta el consumo. Por lo que es importante que todos los puntos de entrega mantienen un factor de potencia de al menos 0.97.

Para prevenir los desafíos actuales y futuros, es esencial mantener adecuados niveles de reserva reactiva. En este sentido, la incorporación de nuevos elementos de compensación reactiva con capacidad de respuesta dinámica se vuelve imperativa.

Dada la situación de tensión a la que estaría sometido el sistema eléctrico debido al significativo aumento en la generación de energía renovable y las consiguientes transferencias a través de los principales corredores eléctricos de Panamá, resulta de vital importancia incrementar el nivel de voltaje operativo en la cuarta línea de

transmisión. Este ajuste se proyecta como necesario a partir del año 2030

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 mencionados, se

eliminarían las restricciones de sobrecarga en el año 2025 y de voltaje en el 2026, se mantiene condiciones favorables, cumpliendo con lo establecido en el Reglamento de Transmisión y Reglamento de Operaciones por lo que resta del periodo de estudio.

Tabla 1.1. Plan de Expansión de Transmisión 2023, Periodo de Estudio

PERIODO DE CORTO PLAZO	FECHA
SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	30/ene/24
LINEA PANAMA III - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV	18/mar/24
SUBESTACION PANAMA III 230 KV	18/mar/24
SUBESTACION SABANITAS 230 KV	18/mar/24
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	30/abr/24
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	30/jul/24
LÍNEA TELFERS - SABANITAS 230 KV	30/sep/24
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	31/dic/24
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	14/feb/25
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	29/abr/25
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL-LLS-EHI-CHO-PAN 230 KV 192 KM	05/jun/25
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	17/jul/25
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	23/oct/25
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	23/oct/25
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	24/oct/25
SISTEMA BESS EN S/E PANAMA 3 EN 230KV	30/oct/25
NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV	21/dic/25
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	31/dic/25
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	11/ene/26
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	20/feb/26
NUEVA S/E LA HUACA 230/115/34.5 KV	20/feb/26
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	21/feb/26
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	09/jun/26
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	09/jun/26
STATCOM S/E PANAMA III +/- 240 MVAR	14/jun/26
LINEA LT4 CHIRQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	30/jun/26
NUEVA S/E CHEPO 115/34.5 KV	30/sep/26
NUEVA S/E CHARCO AZUL 115/34.5 KV	30/sep/26
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	07/oct/26
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	07/oct/26
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	30/oct/26
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	FECHA
ADICION DE TRANSFORMADOR T3 S/E PROGRESO 2 230/115/34.5 KV	30/jun/27
ADICION DE TRANSFORMADOR T4 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	30/jun/27
ADICION DE TRANSFORMADOR T4 S/E LLANOS SANCHEZ 230/115/34.5 KV	30/jun/27
AUMENTO DE CAPACIDAD LT GUASQ-FORT-CH. GRANDE 230 KV	31/ene/28
LINEA LT4 CHIRQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	31/dic/29
STATCOM EN S/E SABANITAS +/- 120 MVAR	01/jun/33
ADICION DE TRANSFORMADOR T4 S/E CHORRERA 230/115/34.5 KV	30/jun/34

02

CAPÍTULO II

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 con nombre “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.

Cumpliendo con lo establecido en el reglamento antes mencionado, se presentan los resultados del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión. El propósito principal de este plan es solucionar las congestiones actuales, prever y evitar las futuras y prestar el servicio de transmisión de energía de forma confiable y segura, cumpliendo con la calidad exigida. A su vez, se busca minimizar el costo de operación incluyendo las pérdidas e incrementar la confiabilidad del sistema.

El plan cuenta con los estudios técnicos requeridos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP, además, se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

El estudio presenta la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2023-2037 y propone la solución más económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico, evitando así la posibilidad de que se presente déficit de energía.

Dentro de los proyectos propuestos se incluyen: nuevas líneas de transmisión, incrementos en la capacidad de transformadores y líneas de transmisión, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. El programa de inversiones presentado permite la operación al mínimo costo en el horizonte o plazo estipulado.

En el presente estudio se determinarán los refuerzos necesarios para permitir intercambios de energía desde y hacia Centroamérica, 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 esta por barra en el Sistema considerando la información enviada por las Empresas Distribuidoras de Energía (ENSA y Naturgy), además, se consideran los proyectos de generación indicados en el escenario de referencia del Tomo II: Plan Indicativo de Generación.

03

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA
DE TRANSMISIÓN ACTUAL



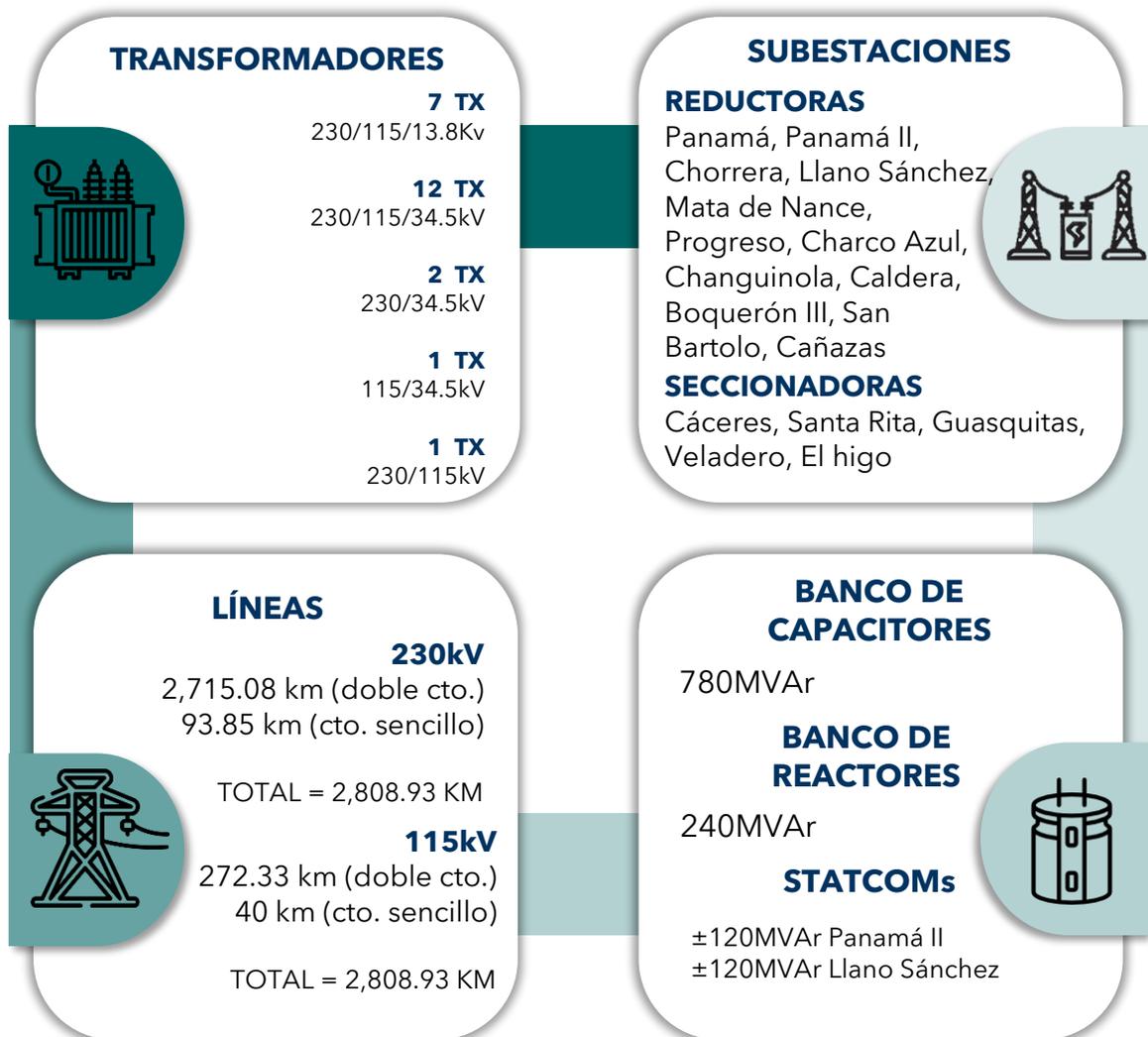
Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL

CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EXISTENTE

El Sistema de Transmisión de ETESA está constituido por: líneas de transmisión de alta tensión tanto de 230 KV como 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.



Al Sistema Principal de Transmisión se encuentran conectadas a nivel de 230 KV ocho subestaciones que no son propiedad de ETESA, estas son: la S/E El Coco, S/E Bella Vista, S/E Esperanza, S/E Antón, S/E Fortuna y la S/E 24 de diciembre, S/E Bayano y S/E Pacora, a nivel de 115 KV S/E Chilibre, S/E Cemento Panamá, S/E Las Minas 1, S/E Las Minas 2, S/E Cativá.

En la Tabla 3.1, se muestra el detalle de las líneas del SPT y en la Tabla 3.2 se presenta el detalle de los transformadores.

Compensación Reactiva del Sistema Principal de Transmisión



Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA												
LINEA	PROYECTO DE LINEA	AÑO	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	LONGITUD (Km.)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)					
							Normal	Cont.				
LINEAS 230KV	Linea Bayano - Panama	1976	230-1A	BAYANO - PACORA (1)	50.88	636 ACSR	202.00	349.00				
			230-1B	PACORA - PANAMA II (1)	19.01	636 ACSR	202.00	349.00				
			230-1C	PANAMA II - PANAMA	13.09	605 ACSS	335.00	354.00				
			230-2A	BAY - 24 DICIEMBRE (1)	59.68	636 ACSR	202.00	349.00				
			230-2B	24 DICIEMBRE - PANAMA II (1)	10.67	636 ACSR	202.00	349.00				
			230-2C	PANAMA II - PANAMA	13.09	605 ACSS	335.00	354.00				
	Linea 1 - Panama - Mata de Nance	1978	230-3A	PANAMA - CHORRERA	40.48	750 ACAR	249.00	374.00				
			230-3B	CHORRERA - EL HIGO	60.81	750 ACAR	249.00	374.00				
			230-3C	EL HIGO - LL.SANCHEZ	81.93	750 ACAR	249.00	374.00				
			230-4A	PANAMA - CHORRERA	40.48	750 ACAR	249.00	374.00				
			230-4B	CHORRERA - EL HIGO	60.81	750 ACAR	249.00	374.00				
			230-4C	EL HIGO - LL.SANCHEZ	81.93	750 ACAR	249.00	374.00				
			230-5A	LL.SANCHEZ - VELADERO	110.65	750 ACAR	249.00	374.00				
			230-6A	LL.SANCHEZ - BELLA VISTA (6)	107.97	750 ACAR	249.00	374.00				
			230-6B	BELLA VISTA - VELADERO (6)	8.66	750 ACAR	249.00	374.00				
			230-5B	VELADERO - MATA NANCE (10)	85.60	ACCC 714 Dove	611.00	648.00				
	Linea Fortuna - Mata de Nance	1984	230-6C	VELADERO - MATA NANCE (10)	85.60	ACCC 714 Dove	611.00	648.00				
			230-7	MATA NANCE - FORTUNA	37.72	750 ACAR	249.00	374.00				
	Linea 2 - Panama II - Guasquita	2004	230-8	MATA NANCE - FORTUNA	37.72	750 ACAR	249.00	374.00				
			230-14A	LL.SANCHEZ - S. BARTOLO	68.20	1200 ACAR	279.00	505.00				
			230-14B	S. BARTOLO - VELADERO	42.89	1200 ACAR	279.00	505.00				
230-15A			LL.SANCHEZ - S. BARTOLO	68.20	1200 ACAR	279.00	505.00					
2006		230-15B	S. BARTOLO - VELADERO	42.89	1200 ACAR	279.00	505.00					
		230-16	VELADERO - GUASQUITAS (9)	84.81	1200 ACAR	505.00	505.00					
		230-17	VELADERO - GUASQUITAS (9)	84.81	1200 ACAR	505.00	505.00					
		230-12A	PANAMA II - BURUNGA (4)(5)	33.95	1200 ACAR	279.00	505.00					
		230-12A	BURUNGA - EL COCO (4)(5)	117.22	1200 ACAR	279.00	505.00					
		230-12B	EL COCO - LL.SANCHEZ (4)	44.65	1200 ACAR	279.00	505.00					
		230-13A	PANAMA II - EL COCO (4)	151.17	1200 ACAR	279.00	505.00					
		230-13B	EL COCO - LL.SANCHEZ (4)	44.65	1200 ACAR	279.00	505.00					
		230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA (2)	97.43	750 ACAR	307.00	374.00					
		230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA (2)	24.66	750 ACAR	307.00	374.00					
Linea Interconexion Changuinola	2012	230-29	GUASQUITAS - CANAZAS (2)	16.41	750 ACAR y 1200 ACAR	279.00	505.00					
		230-30	CANAZAS - CHANGUINOLA (2)	78.38	750 ACAR	307.00	374.00					
3era Linea	2017	230-47	PANAMA - CHORRERA	38.07	1200 ACAR	505.00	505.00					
		230-48	PANAMA - CHORRERA	38.07	1200 ACAR	505.00	505.00					
		230-49A	CHORRERA - ANTON IV	95.20	1200 ACAR	505.00	505.00					
		230-49B	ANTON IV - LLANO SANCHEZ	60.99	1200 ACAR	505.00	505.00					
		230-50	CHORRERA - LLANO SANCHEZ	156.19	1200 ACAR	505.00	505.00					
		230-51	VELADERO - LLANO SANCHEZ	111.38	1200 ACAR	505.00	505.00					
		230-52	VELADERO - LLANO SANCHEZ	111.38	1200 ACAR	505.00	505.00					
		230-55	CONEXIÓN COSTA NORTE - PANAMA II	48.35	1200 ACAR	505.00	505.00					
Conexión Costa Norte - Panama II	2018	230-54	CONEXIÓN COSTA NORTE - PANAMA II	48.35	1200 ACAR	505.00	505.00					
		230-55	CONEXIÓN COSTA NORTE - PANAMA II	48.35	1200 ACAR	505.00	505.00					
Linea Mata de Nance - Frontera	1986	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	24.17	750 ACAR	249.00	374.00					
		230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	29.95	750 ACAR	249.00	374.00					
		230-10	PROGRESO - FRONTERA	9.81	750 ACAR	193.00	374.00					
Interconexion Fortuna	2003	230-18	GUASQUITAS - FORTUNA	16.41	1200 ACAR	279.00	505.00					
Interconexion Changuinola - Costa Rica	2011	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA	13.51	750 ACAR	307.00	374.00					
Total 230KV					2808.93							

Tabla 3.2. Transformadores de ETESA por Subestación

TRANSFORMADORES DE ETESA													
No. de S/E	SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)					CAPACIDAD REDUCTOR	VOLTAJES (KV)			ENTRADA EN OPERACIÓN	
			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	1999
	PANAMA 2	2	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	2021
	PANAMA 2	3	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	2019
2	PANAMA	1	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	1993
	PANAMA	2	175	175		30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	2021
	PANAMA	3	350	350		75		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	1981
3	PANAMA	4	350	350		75		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	2018
	CHORRERA	1	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2021
	CHORRERA	2	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2019
4	CHORRERA	3	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2013
	LLANO SANCHEZ	1	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2019
	LLANO SANCHEZ	2	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2022
5	LLANO SANCHEZ	3	100	100				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2012
	MATA DE NANCE	1	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	1975
	MATA DE NANCE	2	70	60	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2012
6	MATA DE NANCE	3	70	60	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2003
	PROGRESO	1	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2022
7	PROGRESO	2	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	1975
	CHARCO AZUL	1		24		24		OA/FA	REDUCTOR	115	4.16		1988
8	CHANGUINOLA	1	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2009
9	CALDERA	1		62.5	62.5			OA/FA/FOA	REDUCTOR	115	34.5		2010
10	BOQUERON III	1	83.3		83.3			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5		2010
	BOQUERON III	2	83.3		83.3			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5		2016
11	SAN BARTOLO	1	150	50	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2015
TOTAL			2,931.6	2,731.5	1,229.1	300.0	24.0						

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

Figura 3.1 Unifilar del Sistema Principal de Transmisión

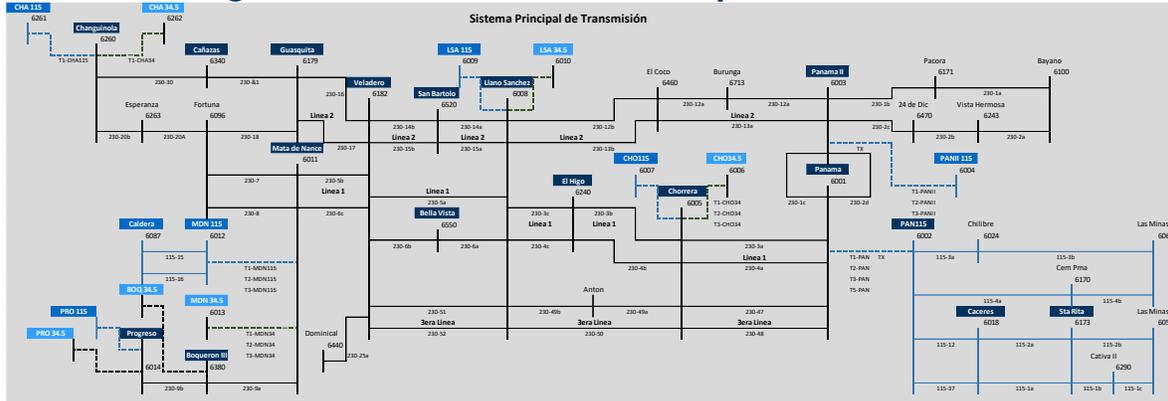
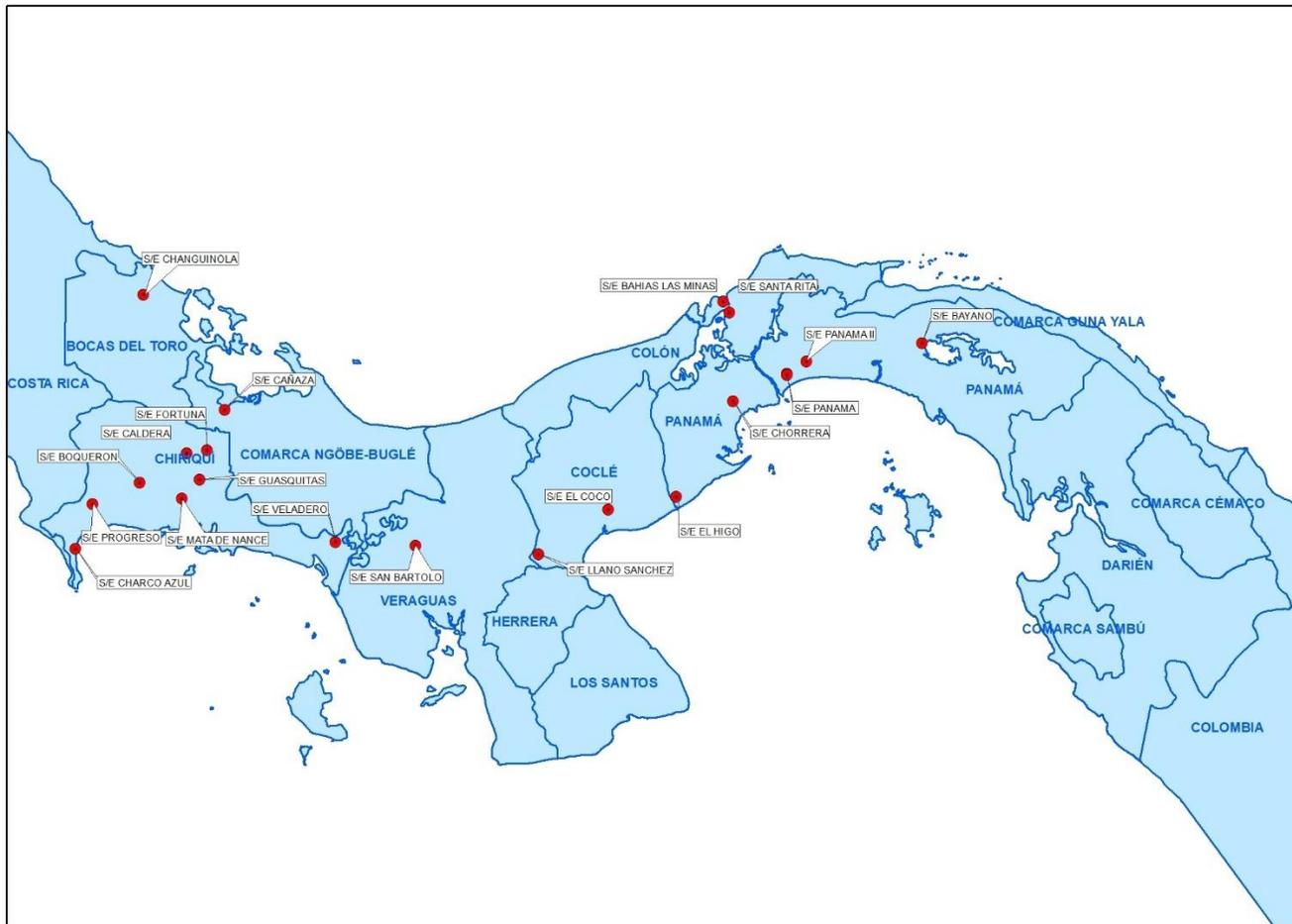


Figura 3.2 Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión



ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

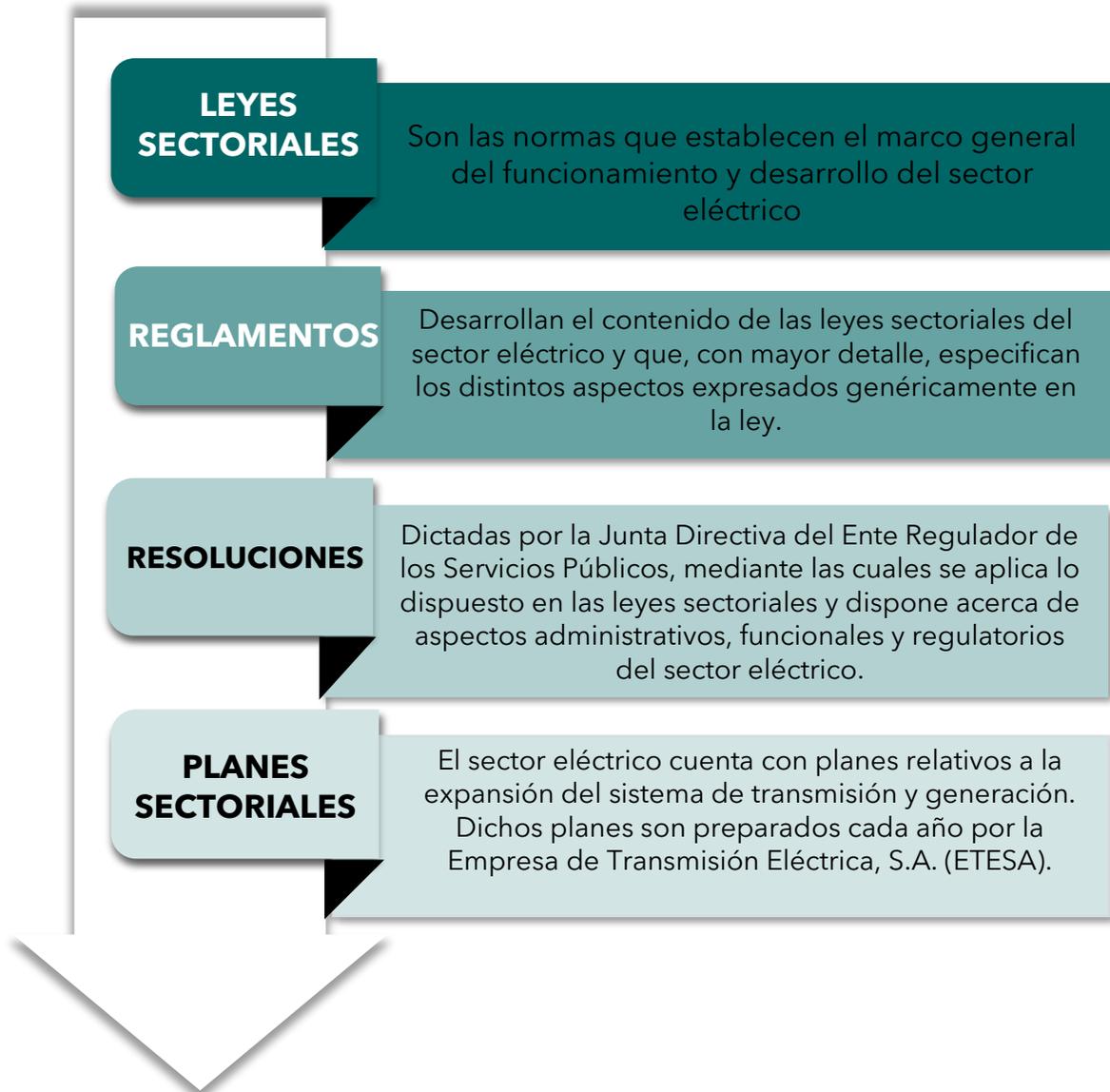
Actualmente, el Sistema Interconectado Nacional cuenta con 6 esquemas de desconexión de carga, 1 esquema para desconexión de generación, 1 esquema para

desconexión de interconexiones y 1 esquema mixto (SPEAR), todos operan ante una situación de emergencia



NORMAS OPERATIVAS DEL MERCADO MAYORISTA

Conjunto de leyes y reglamentos que indican los límites y las bases sobre las que una persona o una institución puede actuar.

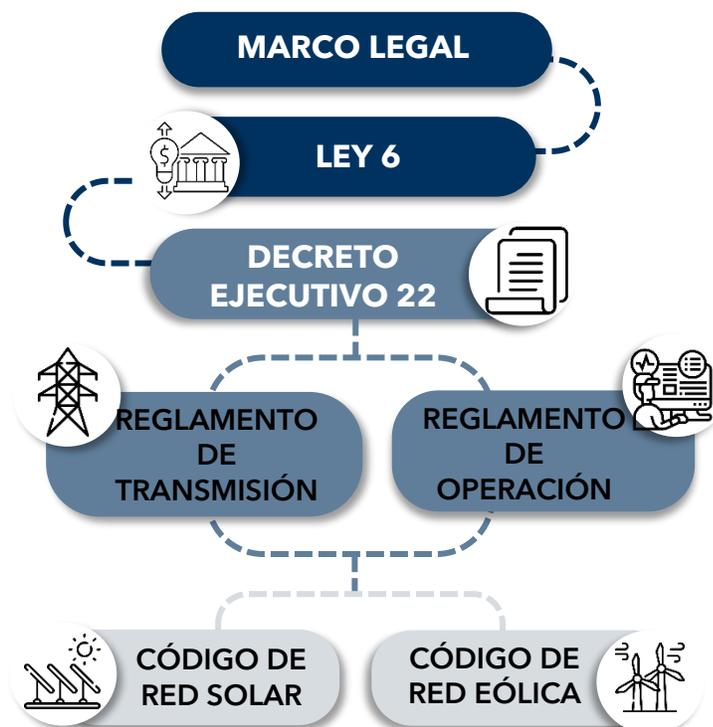


El objeto general del Reglamento de Transmisión es regular el servicio de Transmisión en lo referente a su definición, los derechos y obligaciones, el libre acceso, las normas de calidad de servicio, la planificación y la expansión, el régimen tarifario, la separación de actividades y el sistema de liquidación y cobranza. Todo ello en el marco de las leyes, y demás reglas de derecho aplicables.

En el TÍTULO V: LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN se define el alcance y los elementos que componen el Plan de Expansión del SIN.

El diseño del sistema de transmisión se establece en el TÍTULO VI: NORMAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

A continuación, se resume en marco legal del sector eléctrico.



En Artículo 87 indica que El Sistema Principal de Transmisión, deberá estar diseñado para operar, y a su vez hacerlo operar efectivamente, dentro de un rango determinado de parámetros, de tal forma que los grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión y las

empresas de distribución eléctrica, que reciben el servicio tengan un nivel adecuado de calidad de servicio, y que los equipos del Sistema de Transmisión operen de manera satisfactoria, cumpliendo para ello con los siguientes criterios:



CRITERIO N-1

El Sistema Principal de Transmisión deberá estar diseñado para soportar cualquier contingencia simple de alguno de sus componentes manteniendo su integridad sin colapsar.

CRITERIO DE SEGURIDAD



EQUIPAMIENTO PARA EL CONTROL DE TENSIÓN Y POTENCIA REACTIVA

El objetivo es mantener el nivel de calidad de servicio en las tensiones exigido en el Reglamento y minimizar el transporte de reactivo.

CONTROL DE TENSIÓN



VALOR ESPERADO DE ENERGÍA NO SERVIDA (EENS)

Para el diseño de la red de transmisión en el Plan de Expansión, se deberá calcular la adecuación del sistema a través de índices del EENS a nivel de barra y del Sistema Interconectado Nacional

CRITERIO DE CONFIABILIDAD



El Reglamento de Transmisión define rangos operativos para cada criterio, en este sentido haremos énfasis en los criterios de seguridad y control de tensión. En base a esto realizan los análisis que determinan los límites operativos del Sistema de Transmisión.

ESTADO N OPERACIÓN NORMAL

- ✓ Niveles de voltajes $\pm 5\%$ del Valor nominal
- ✓ Cargabilidad de Líneas y Transform. debajo del límite térmico

- ✓ Niveles de voltajes $\pm 7\%$ del Valor nominal
- ✓ Cargabilidad de Líneas y Transformadores debajo del límite de sobrecarga térmico
- ✓ 10MVA_r de Reserva

ESTADO N OPERACIÓN NORMAL



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

04

CAPÍTULO IV

CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN



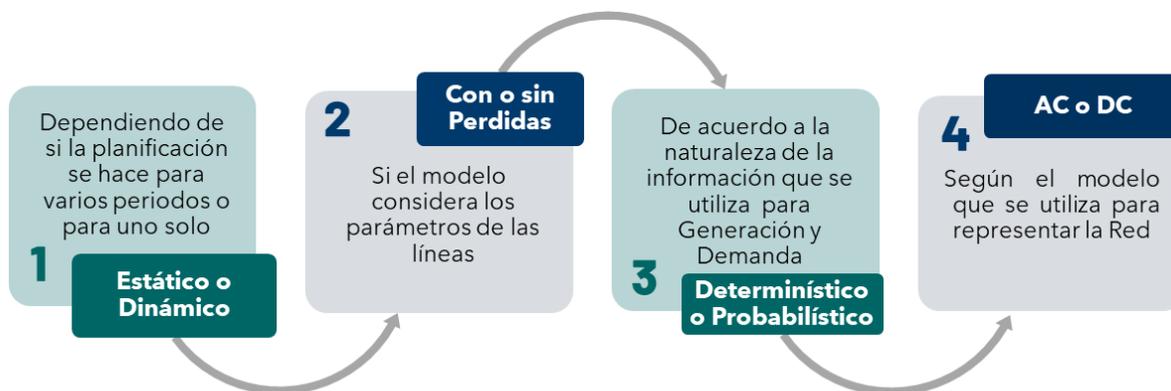
Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 4

CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN

El objetivo de la planificación de la expansión del sistema de transmisión eléctrico es definir dónde, cuándo, y qué instalar en la red eléctrica para cumplir con las necesidades de abastecimiento de energía, bajo un conjunto de requerimientos de operación, seguridad y calidad de servicio, dentro de un horizonte determinado de años, a un costo mínimo de inversión, operación y falla.

La forma de abordar este problema se encuentra estrechamente relacionada con los criterios que determine el planificador que son importantes de considerar para obtener un plan óptimo de expansión. De esta manera, el problema se puede clasificar de la siguiente manera.



PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN



DEFINICIÓN DE LA DEMANDA

FUENTE: Tomo I, Estudios Básicos

Se considera el crecimiento futuro de la carga en cada etapa, tomando en cuenta la velocidad y aceleración con la que lo hace para cambiar el nivel de demanda. A este proceso se le conoce como reprogramación de la demanda y el objetivo es modificar el nivel de carga de una etapa de acuerdo con la situación de crecimiento de la demanda de los años venideros.

DEFINICIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

2

FUENTE: Plan Indicativo de Generación 2023-2037

La generación de energía eléctrica puede enfocarse de diferentes maneras de acuerdo con las consideraciones del planificador. En el caso de Panamá, se tienen diferentes escenarios de expansión de generación y los mismos muestran un incremento anual de la oferta de generación.

3

PARÁMETROS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Para definir los parámetros del sistema actual y futuro, se consideran las ampliaciones aprobadas en el PESIN anterior.

DESPACHO Y FLUJOS

4

El cálculo del flujo de potencia permite determinar, por un lado, los flujos que circulan por cada una de las líneas y transformadores de SPT, además de la potencia que genera cada uno de los generadores para poder satisfacer la demanda del sistema.

5

AMPLIACIONES O SOLUCIONES TEMPORALES

Se definirían las ampliaciones necesarias para abastecer la demanda de forma que se cumpla con el despacho de mínimo costo de acuerdo con las condiciones del Sistema Interconectado Nacional.

DEFINICIÓN DE ESCENARIO

La composición de la demanda/generación del sistema es la información inicial necesaria para el desarrollo del análisis de un plan de expansión 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 serán determinantes de los escenarios a los cuales se les realizarán análisis eléctricos, energéticos y de confiabilidad con el objetivo de determinar el plan óptimo de transmisión para cada caso.

Al definir escenarios se pretende estimar cómo será el crecimiento esperado del sistema, para que el final del análisis resulte en encontrar y escoger un Plan de Expansión robusto que permita un óptimo desempeño del sistema frente a los posibles cambios que puedan darse producto de las fluctuaciones en las condiciones económicas.

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

La posibilidad de definir escenarios con buen criterio es una tarea que fija los parámetros de la solución que ha de encontrarse, facilitando determinar la opción más conveniente (desde un punto de vista económico) de la implementación de los nuevos proyectos.

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

ETESA ha definido 1 escenario a ser considerado en el estudio del Plan de Expansión de Generación 2023.

- Escenario Tendencial (Demanda Media)

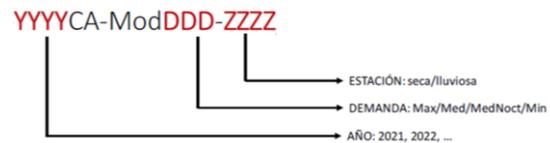
Para la elaboración de este estudio en el periodo de corto plazo se tomará la expansión de la generación indicada en el escenario de tendencial definido en el Plan Indicativo de Generación y el escenario de demanda moderada definido en los Estudios Básicos 2023.

En el periodo de largo plazo (del año 2027 al 2037) se estudiarán diferentes escenarios.

Para efectos de la evaluación en el periodo de corto plazo (del año 2023 al 2026), se constituyen escenarios

considerando las dos estaciones (seco y lluvioso), los 5 niveles de demanda (máxima, media AM, Media PM, media nocturna y mínima). Esto da origen a 10 escenarios base por año, codificados según se indica a continuación:

Figura 4. 1 Nomenclatura de los Escenarios



METODOLOGÍA DEL PLAN DE TRANSMISIÓN - CORTO PLAZO

La metodología es la serie de métodos y técnicas de rigor científico que se aplican sistemáticamente durante un proceso para alcanzar un resultado teóricamente válido. Para la ejecución del Plan de Expansión Transmisión se siguen 6 pasos importantes.



ACTUALIZACIÓN DE LA BASE DE DATOS

La actualización de la base de datos da comienzo al proceso de revisión del Plan de Expansión de Transmisión, una vez definidos los escenarios a analizar se toma en cuenta la proyección de la demanda,

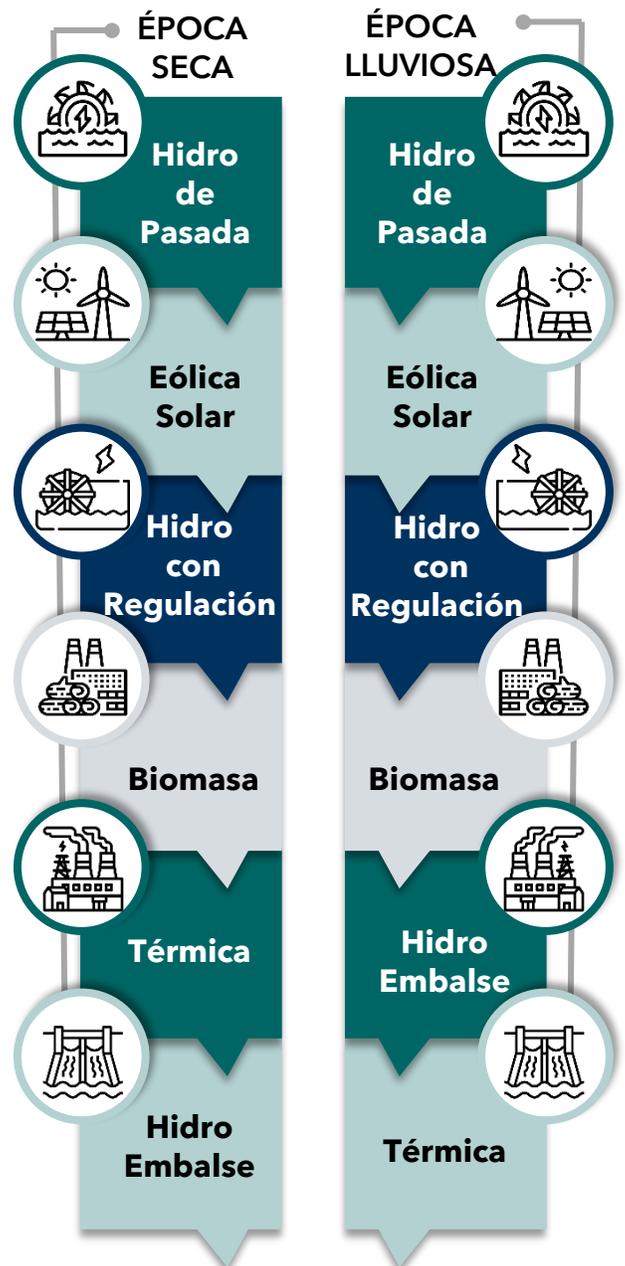
el Plan Indicativo de Generación, los proyectos de expansión de las empresas distribuidoras y los proyectos de transmisión aprobados en el PESIN vigente.

DESPACHOS DE MÍNIMO COSTO

Los escenarios deberán considerar el despacho que represente el mínimo costo de generación considerando para Época Seca y Lluviosa.

Para determinar los despachos se analiza el comportamiento anual de la generación existente. Tomando en cuenta que en la actualidad se tiene una matriz energética diversificada cuya generación depende de la época del año en que se haga el análisis, se calcula el porcentaje de generación solar y eólica, los costos operativos de las plantas térmica y el valor de oportunidad de las centrales hidroeléctrica con embalse para la época seca y lluviosa.

Basado en esto, se determina el orden de mérito con el que se deben despachar los escenarios. En el anexo 2, se muestran los criterios de despacho utilizados.



DESARROLLO DE LOS ANÁLISIS

En este punto del proceso se realizan estudios de flujo de potencia, estabilidad de voltaje, corto circuito y estabilidad dinámica en el sistema eléctrico.

A partir de estos estudios se verifica la existencia o no de sobrecargas en equipamientos y el cumplimiento del perfil de tensiones en los nodos. También 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.

Dentro de los análisis es importante el cálculo del SIL, éste reviste una importancia crítica en el ámbito de planificación y operación de sistemas de transmisión eléctrica., ya que permite determinar el comportamiento de la potencia reactiva de dicha línea de transmisión, lo que contribuye a salvaguardar la seguridad y la estabilidad del sistema mediante la implementación de las medidas correctivas necesarias.

Una de las maneras de calcular los límites de una línea de transmisión es a través de su límite Térmico este enfoque es aplicable a líneas de transmisión con una longitud menor a 80 kilómetros. Permite la explotación de la línea hasta su

capacidad térmica máxima sin riesgo de daño a los componentes debido al sobrecalentamiento.

Otra manera es por el Límite por cargabilidad donde el límite de la línea puede valorarse entre su flujo de potencia real y reactiva, para esto influye el SIL de la línea, dado que el SIL es el punto donde la línea de transmisión ni consume ni aporta reactivo, en una línea mayor de 80km es necesario conocer que de manera estándar el SIL es de 140MW para líneas 230kV (Kundur, 1994) Esta que al estar con un flujo mayor a 140MW comienza a consumir reactivo de acorde a la figura 4.1 esto puede llegar a que un (1) solo circuito pueda estar consumiendo más de 100MVAR e ir aumentando la cargabilidad muy por encima del SIL.

Esto llevaría a que se deba instalar en el sistema de transmisión compensación reactiva solo para suplir el consumo de reactivo solicitado por las líneas que cumplan con estas características, aparte de traer mayor dificultad al operador del sistema de darse una falla. De agregar otra línea de transmisión paralela y que la misma permita disminuir el flujo por la línea existente, ayudaría a disminuir la cantidad transportada de flujo (MW) y por lo tanto el excesivo consumo de reactivo.

Figura 4. 2 flujos en LT de 230kV Potencia Real vs Reactiva

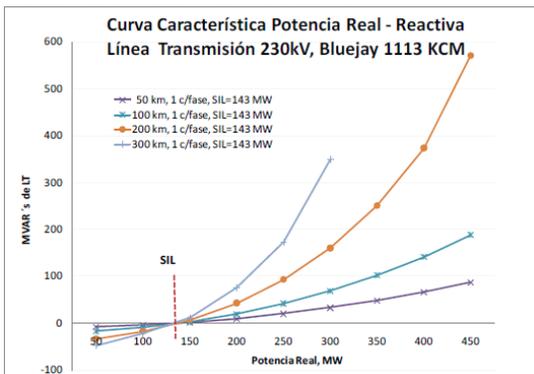
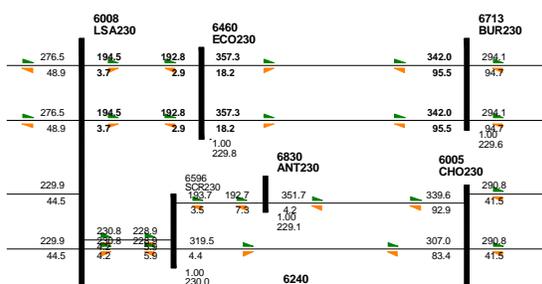


Figura 4. 3 flujo en líneas del SPT, Revisión del SIL



Los análisis eléctricos desarrollados se realizaron utilizando la herramienta "Power System Simulator Extended" (PSS/ETM) de SIEMENS PTI

IDENTIFICACIÓN DE LOS PROYECTOS DE EXPANSIÓN

Una vez se desarrolla el análisis de los casos, se determinan los proyectos de expansión que eliminan las restricciones o condiciones de voltaje que evitan el cumplimiento del despacho económico.

ANÁLISIS CONSIDERANDO LAS AMPLIACIONES

Luego de identificar las restricciones, se incluyen al análisis las posibles soluciones y proyectos que eliminarían las restricciones. Como siguiente paso, se procede a realizar nuevamente el análisis de flujo, estabilidad de voltajes y Análisis dinámico.

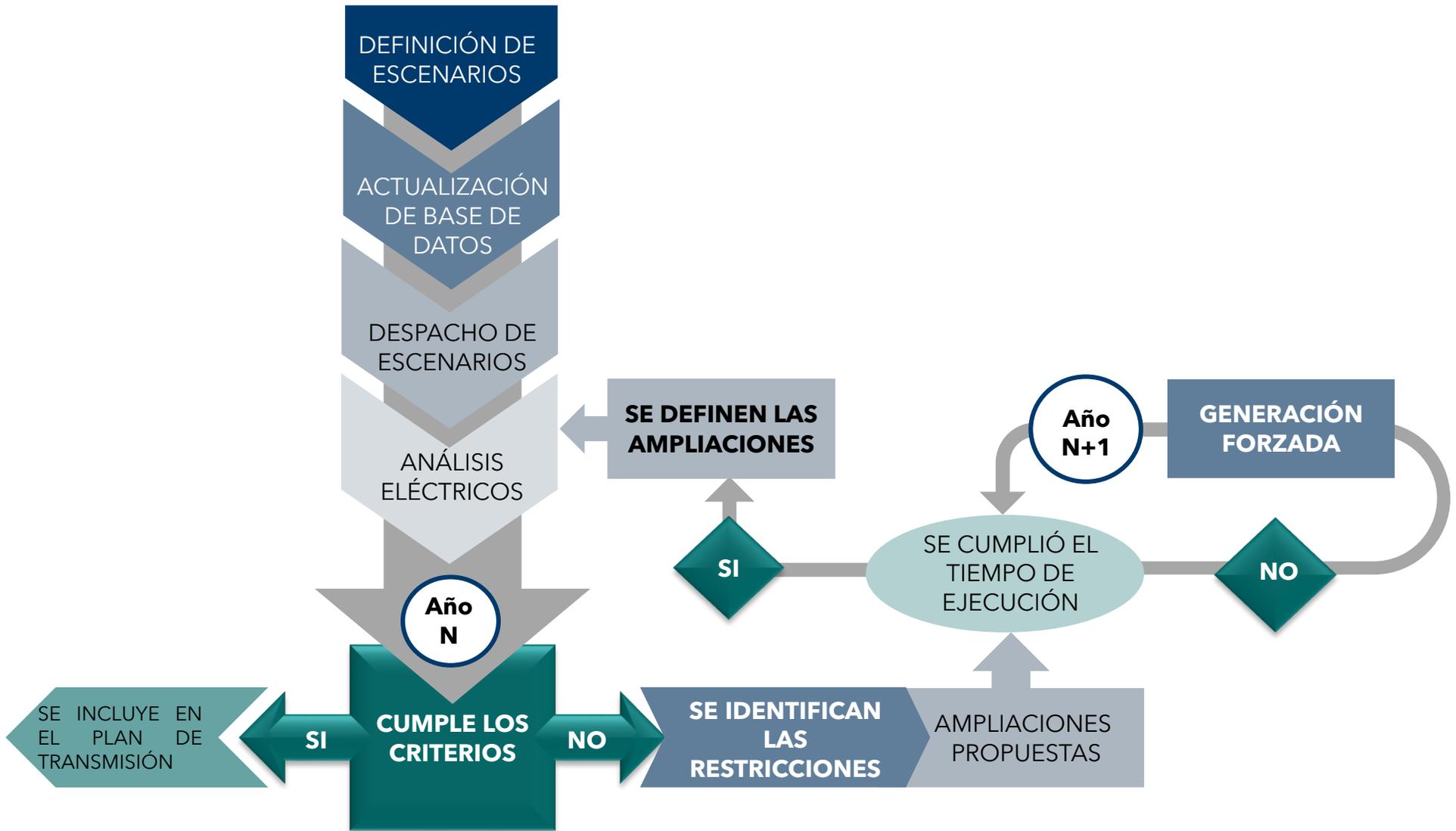
Pasado este proceso, se determinan los proyectos que se consideraran en el plan de expansión.

DEFINICIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

Cumplidos los procesos antes mencionados, es importante determinar si el tiempo de ejecución de cada proyecto coincide con el momento en que se hace necesario la ampliación.

El plan de expansión se divide en Corto y Largo Plazo, la mayoría de los proyectos de corto plazo se encuentran en ejecución o etapa de diseño, los mismos ya fueron aprobados en planes anteriores por lo que no se hace un análisis económico y financiero del mismo, sin embargo, para los proyectos de largo plazo si se realiza dicho análisis.

FLUJOGRAMA



METODOLOGÍA DEL PLAN DE TRANSMISIÓN - LARGO PLAZO

Para el periodo de largo plazo se busca evitar que el 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 2026, el aumento en la demanda y la disponibilidad de nuevas fuentes de generación provocarán nuevas necesidades para el SPT.

Ante la entrada de fuentes de generación renovable no convencional, será necesario mantener un alto margen de reserva reactiva, de lo contrario incurriríamos en el mismo problema que se presenta actualmente. Dicho esto, es importante aumentar la reserva reactiva y la capacidad de transporte.

Para tales efectos se evaluarán las condiciones que presentaría el sistema siguiendo la metodología que se muestra a continuación:



1

DEFINICIÓN DE LOS ESCENARIOS

Como se menciona anteriormente, en los escenarios se estima el crecimiento de la demanda y esto implica un plan de generación para suplir las necesidades energéticas de cada uno de ellos.

TRES ESCENARIOS:

DEMANDA ALTA

DEMANDA MEDIA

DEMANDA MÍNIMA

CASOS DE ESTUDIO

Los casos de estudio proponen diferentes alternativas de expansión, para este análisis se evaluará la necesidad de incluir refuerzos adicionales que ayuden a mantener el buen funcionamiento del sistema.

REFERENCIA:

Operación de la Cuarta Línea en 230kV en 500kV

1

4LT + REFUERZOS

La Cuarta Línea se mantiene en un nivel de 230 kV para todo el plazo de estudio.

2

SIN 4LT + REFUERZOS:

No se considera el proyecto de la Cuarta Línea.

2

ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS

2.1

ANÁLISIS TÉCNICO

Este análisis permite conocer si es factible (realizable) un proyecto con los recursos técnicos existentes o ampliando estos si fuera necesario.

SE TOMAN EN CUENTA LOS SIGUIENTES ASPECTOS:

ESPACIO FÍSICO

CONDICIONES DE VOLTAJE

RESERVA REACTIVA

PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

2.2

ANÁLISIS ECONÓMICO

En este estudio se analizan las necesidades de tipo económico y financiero que precisa la puesta en marcha de los proyectos de cada uno de los casos de cada escenario, con el propósito de ayudar a valorar si estos son rentables o no.

2.3

PLAN DE TRANSMISIÓN POR ESCENARIO

Luego del análisis técnico de cada caso para los tres distintos escenarios, se determinan cuáles serán los proyectos necesarios para cumplir con el buen funcionamiento del sistema frente a las características que presenta cada escenario.

EL PLAN DEBE PERMITIR:

**CUMPLIR CON EL PLAN DE
GENERACIÓN**

**SUPLIR LA DEMANDA AL
MÍNIMO COSTO**

El paso final es escoger un Plan de Generación que pueda suplir todas las necesidades de los tres escenarios

3

**PLAN DE
EXPANSIÓN PARA
TODOS LOS
ESCENARIOS**

Se realiza un análisis adicional en donde se evalúan los efectos que conlleva retrasar la entrada en operación de la Cuarta Línea de transmisión en 500kV

4

**ANÁLISIS DE
ATRASO DE LA
SEGUNDA FASE
DE LA CUARTA
LÍNEA (500kV)**



05

CAPÍTULO V

COMPOSICIÓN FUTURA
DEL SISTEMA
INTERCONECTADO
NACIONAL



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 5

COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

DEMANDA

El pronóstico de demanda utilizado es resultado de los análisis econométricos presentados en el informe Estudios Básicos 2023. Para efectos del plan de transmisión se utiliza el Pronóstico de Demanda sin Pérdidas.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a la segregación por barra entregada por cada agente distribuidor, a continuación, se muestra la distribución de la carga

por provincia y el pronóstico de demanda sin pérdidas.

Gráfico 5. 1 Pronostico de Demanda Escenario Moderado

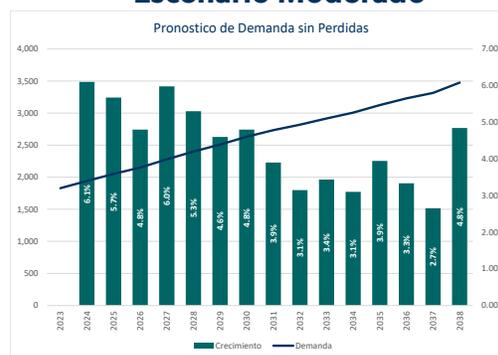
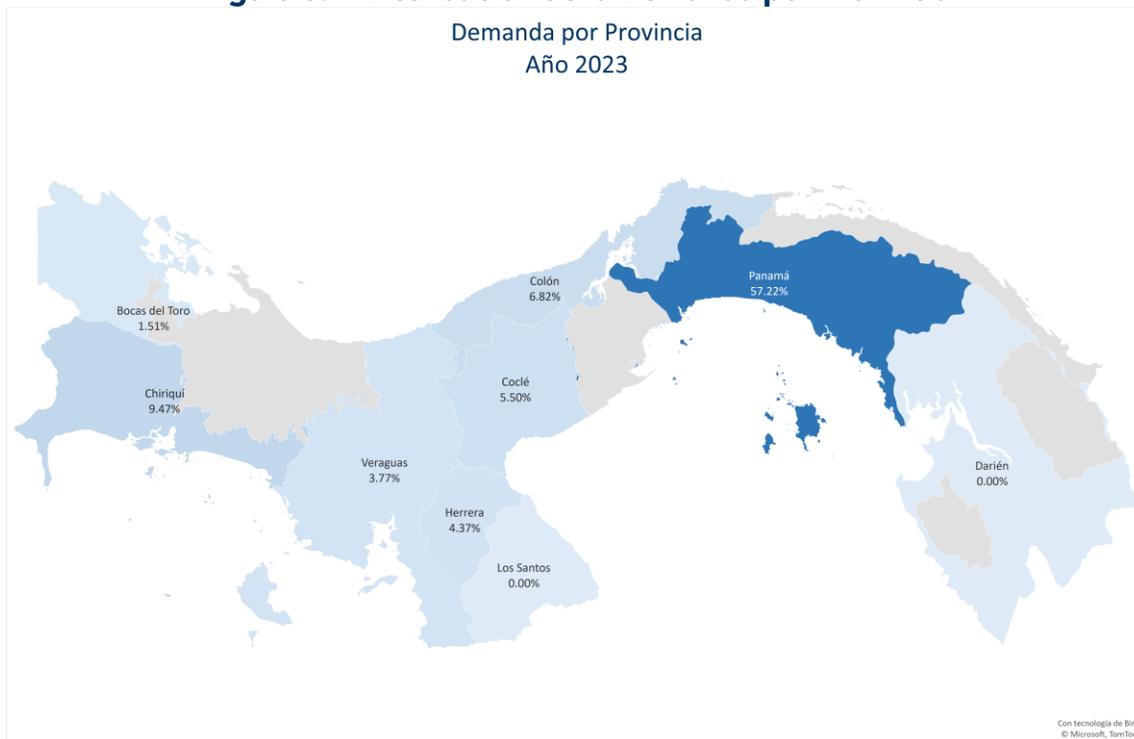


Figura 5. 1 Distribución de la Demanda por Provincia



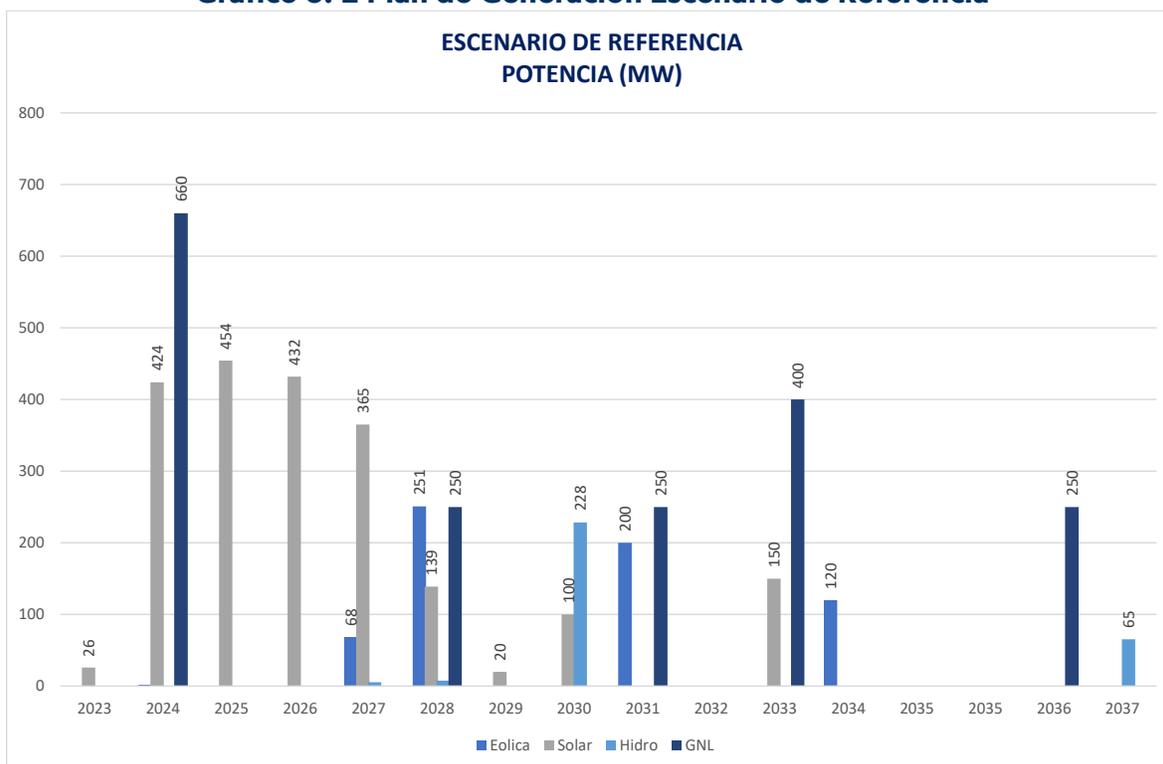
PLANTEL DE GENERACIÓN

El Plan Indicativo de Generación 2023, define el plan de expansión de generación.

Los análisis para determinar el Plan de Transmisión se hacen utilizando

como base el escenario de referencia. A continuación, se muestra la composición futura de la generación que se agrega al sistema según el escenario de referencia.

Gráfico 5. 2 Plan de Generación Escenario de Referencia



RED DE TRANSMISIÓN

Se debe tomar en consideración en el estudio a realizar, el estado actual de la red de transmisión y el plantel de generación instalado. En cuanto a 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, en la Tabla 5. 1, se presenta el listado de los proyectos considerados y aprobados en el PESIN 2023 junto con sus fechas actualizadas y los nuevos proyectos considerados.

Tabla 5. 1 Proyectos de Transmisión

PERIODO DE CORTO PLAZO	FECHA
SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	30/ene/24
LINEA PANAMA III - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV	18/mar/24
SUBESTACION PANAMA III 230 KV	18/mar/24
SUBESTACION SABANITAS 230 KV	18/mar/24
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	30/abr/24
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	30/jul/24
LÍNEA TELFERS - SABANITAS 230 KV	30/sep/24
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	31/dic/24
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	14/feb/25
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	29/abr/25
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL-LLS-EHI-CHO-PAN 230 KV 192 KM	05/jun/25
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	17/jul/25
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	23/oct/25
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	23/oct/25
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	24/oct/25
SISTEMA BESS EN S/E PANAMA 3 EN 230KV	30/oct/25
NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV	21/dic/25
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	31/dic/25
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	11/ene/26
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	20/feb/26
NUEVA S/E LA HUACA 230/115/34.5 KV	20/feb/26
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	21/feb/26
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	09/jun/26
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	09/jun/26
STATCOM S/E PANAMA III +/- 240 MVAR	14/jun/26
LINEA LT4 CHIRQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	30/jun/26
NUEVA S/E CHEPO 115/34.5 KV	30/sep/26
NUEVA S/E CHARCO AZUL 115/34.5 KV	30/sep/26
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	07/oct/26
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	07/oct/26
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	30/oct/26

RED DE DISTRIBUCIÓN

En cumplimiento al Artículo 64 del Reglamento de Transmisión, punto d, 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. Por parte de las empresas distribuidoras, se realizaron reuniones para discutir el Plan de Expansión de cada una de ellas. A continuación, se presenta en la Tabla 5. 2 el resumen de los proyectos de expansión de las empresas distribuidoras para el periodo en estudio.

Tabla 5. 2 Proyectos de Distribución

ENSA	Proyecto	Fecha 2022	Descripción
1	Expansión I S/E Santa María	Dic 2021	Adición de nuevo de transformador TXN en la S/E por uno de 50MVA (115/13.8kV).
2	Expansión S/E Geehan	Jun 2021	Adición de nuevo transformador de 20MVA (13.8/34.5/13.8). Geehan - 24dic - Pacora
3	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
4	Expansión S/E Calzada Larga		Nuevo transformador en la S/E Calzada Larga de 20MVA (115/13.8kV)
5	Expansión II S/E Santa María	May 2022	Reemplazo de transformador TX3 en la S/E por uno de 50MVA (115/13.8kV). Y retiro de transformador TX1 su carga se conectara al TXN (115/13.8kV). Además de expansión del patio de Alta tensión.
6	Expansión II S/E Santa María	Dic 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.
7	Nuevo transformador Santa Rita	Jun 2032	Adición de nuevo transformador de 20MVA (115/34.5/13.8).
8	S/E Gonzalillo	Dic 2025	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.
9	S/E Cativá	Dic 2028	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.
10	Expansión Llano Bonito	Dic 2028	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	Reemplazo del T1 en Tinajitas	Jun 2022	Reemplazar el transformador actual T-1 ya que el mismo mantiene una capacidad de 25 MVA, diferente a su esquema inicial de 42 MVA, Cambio de transformador T-1 por uno de 50 MVA, con voltaje 115/13.8 kV.
13	Reemplazo del T1 en Chilibre	Jun 2022	Reemplazar el transformador T-1 por uno con capacidad de 30 MVA y tensión de operación 115/13.8 kV.
14	Ampliación en Calzada Larga	Mar 2023	Adquisición de nuevo terreno para la instalación de un transformador de mayor capacidad: 25 MVA – 115/13.8 kV. Retiro de transformador existente
15	Adecuaciones en S/E Pacora	Jun 2023	Instalación de un transformador con voltajes de operación 230/34.5/13.8 kV con capacidad de 50 MVA.
EDEMET	Proyecto	Fecha 2022	Descripción
1	Subestación Penonome 34.5 kV	Jun 2021	Nueva Subestacion se construye para mejorar la calidad del servicio
2	Subestación Bella Vista (BVA), 115/13.8 kV Fase 1 y 2	Dic 2022	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.
3	Línea Divisa - La Arena	Dic 2022	Este proyecto comprende la construcción de aproximadamente 28km de línea primaria de alta tensión (115kV) en conductor 636ACSR, desde la subestación Divisa hasta la subestación La Arena
4	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
5	Transformador de SE El Higo	Jul 2023	Adición de nuevo Transformador de Potencia T4 de 50 MVA (230/115/13.8kV).
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 Bella Vista (BVA), 115/13.8 kV Fase 3	Dic 2023	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.
8	Subestación La Floresta 115 kV Fase 1	Dic 2023	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.
9	Subestación Bella Vista (BVA), 230KV Fase 4	Dic 2024	Con la entrada de la nueva S/E Panamá 3 se instalarán 2 nuevos transformadores de 250MVA de 230/115kV.
10	Subestación La Floresta 115 kV Fase 2	Dic 2025	Conexión a la nueva S/E Panamá 3 con dos lines en 115kV
11	Línea Llano Sánchez – Pocrí, 115kV	Dic 2025	Nuevo circuito Llano Sánchez-Pocrí.
EDECHI	Proyecto	Fecha 2022	Descripción
1	Conexión al SIN de RMT (34.5kV) de EDECHI en Subestación Veladero	Jun 2023	Adición de nuevo circuito de carga a la S/E Veladero, conexión del nuevo transformador 230/34.5kV de 30MVA

06

CAPÍTULO VI

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE
TRANSMISIÓN DE CORTO
PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

DIAGNOSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

El sistema de transmisión actual se caracteriza por ser una red longitudinal que recorre lo amplio del territorio nacional desde el occidente donde se presenta la mayor cantidad de generación hasta oriente donde se concentran los grandes volúmenes de demanda.

Esta condición representa un reto a nivel de planificación y operación, sin embargo, a lo largo de los años el Sistema de Transmisión se ha mantenido cumpliendo altos estándares de operación.

A pesar de esto se han identificado restricciones que limitan el flujo de energía de desde occidente por problemas de estabilidad de tensión. Estas restricciones se han minimizado con la entrada de los STATCOMS en la S/E Llano Sánchez y S/E Panamá II.

De igual forma ante un inminente crecimiento de la oferta de generación renovable (eólica y Solar) el sistema presenta un nuevo reto a nivel de planificación. Ya que los tiempos de construcción de este tipo de proyectos son mínimos en comparación con los proyectos de transmisión.

Por otra parte, ante grandes volúmenes de generación renovable se presenta una disminución considerable de la reserva de potencia activa y reactiva lo que conlleva a que el sistema pueda operar al límite de estabilidad de voltaje y muy sensible ante desbalance de carga-generación

Basado en lo anterior el SIN a presentado un gran número de perturbaciones que han afectado a los clientes de ENSA y Naturgy producto de la ejecución de esquemas de desconexión de carga (aprox 80MW) que evitan que el SIN entre en un punto de colapso.

Por lo que es importante aumentar la confiabilidad del sistema manteniendo altos niveles de reserva de potencia para regulación primaria de frecuencia y los niveles de reserva reactiva adecuados.

Sin duda es un reto para el SIN cumplir con la política energética que va dirigida a disminuir la huella de carbono considerando la integración de fuentes renovables, por lo que se deben considerar implementar medidas que no afecten el suministro de energía de los clientes finales.

En vista de las constantes afectaciones que ha tenido el

suministro de energía en el año 2023 se recomienda aumentar la reserva de potencia a través de la implementación de sistemas BESS que brindan soporte ante variaciones de frecuencia y voltaje, más adelante se ampliará sobre los aportes de este tipo de tecnología y sus bondades.

Otro aspecto relevante que se a presentado en el SIN son los elevados niveles de voltaje en la zona occidente en épocas con baja hidrología y demanda en horas nocturnas, ya que la disminución de la generación en dicha zona provoca la reducción del soporte reactivo

ANÁLISIS DE CASOS DE CORTO PLAZO

Para el periodo de corto plazo se tienen identificados y aprobados todos los refuerzos necesarios para solventar las restricciones de transmisión ya sea por falta de capacidad o reserva reactiva.

Mediante los análisis de flujos, se determinarán las condiciones de despacho necesarias para que el sistema opere de forma confiable. Tomando en cuenta el tiempo de respuesta y construcción de los proyectos de transmisión necesarios en el corto plazo, se considerará generación obligada para solventar los problemas de restricción o la implementación de esquemas de desconexión de carga o generación.

De igual forma, se identifican las fallas y condiciones que provocan el

incumplimiento del despacho de generación tomando en cuenta el orden de mérito (despacho de mínimo costo).

AÑO 2023

A finales de este año se espera solventar la restricción de flujo que se mantiene entre la S/E Panamá y S/E Cáceres con la entrada en operación del nuevo circuito subterráneo, sin embargo, mientras esto no se dé, se tiene que mantener operativo el Esquema de Desconexión de Carga (EDCxPL) y generación obligada en la Zona Atlántica por el orden de 300MW.

Cabe destacar que a la fecha y desde que se implementó el EDCxPL no ha sido necesario la activación de este.



Figura 6. 1 Año 2023 sin Generación Obligada

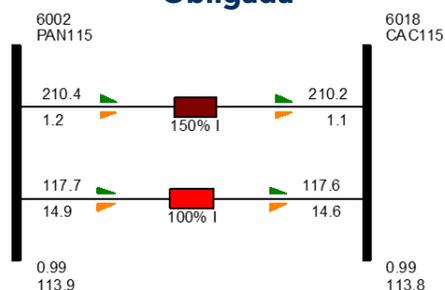


Figura 6. 2 Año 2023 con Generación Obligada

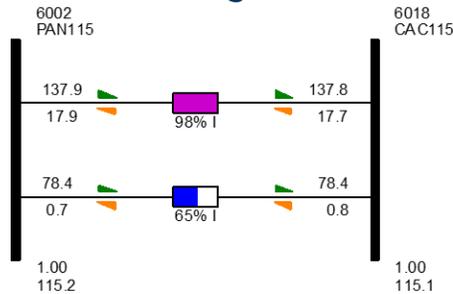
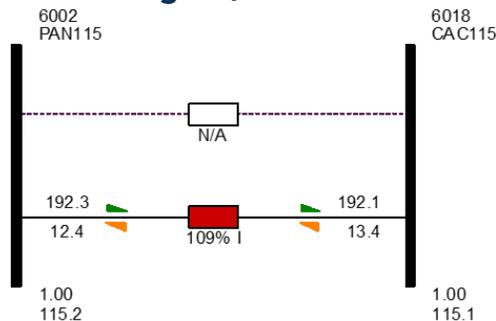


Figura 6. 3 Año 2023 con Generación Obligada, Sin EDCxPL



Por otro lado, se mantiene la restricción de generación en la zona occidente, afectando específicamente la generación conectada en las subestaciones Progreso, Boquerón III y Dominical, debido a la restricción de flujo que se tiene por la línea Boquerón III-Mata de Nance (230-9A) tanto en estado N como en N-1 (Falla 230-25A).

El límite de flujo por la línea 230-9A es de 225MVA por lo que se debe desplazar aproximante 70MW de generación en la zona afectada en los escenarios donde se tenga la máxima disponibilidad de generación.

Figura 6. 4 Flujo 230-9a, Despacho Ideal

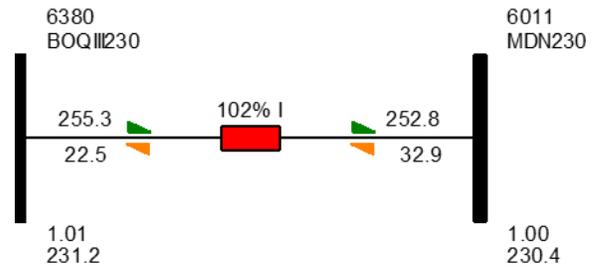


Figura 6. 5 Flujo 230-9a, Generación Desplazada

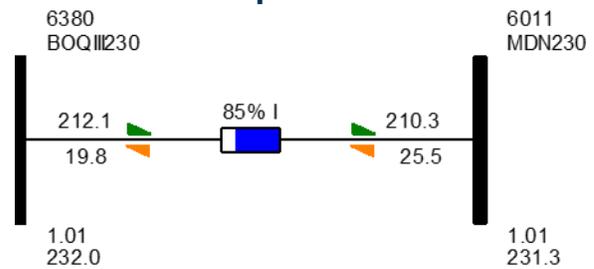
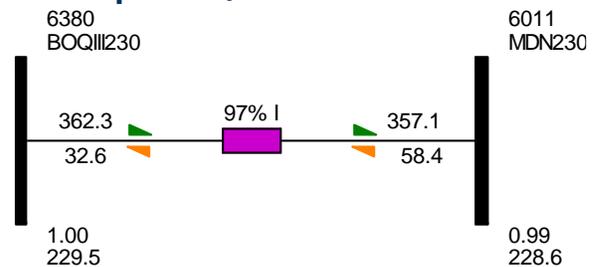


Figura 6. 6 Flujo 230-9a, Generación Desplazada, falla de la 230-25a



Para minimizar esta situación se pudiera implementar temporalmente un EDCxPL asociada a la falla de la línea 230-25a y así poder aumentar el flujo por la línea 230-9a a la capacidad del conductor (248MVA).

AÑO 2024

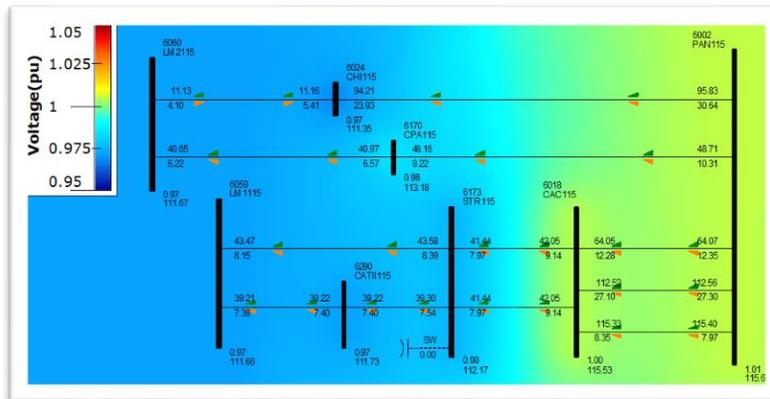
En el primer semestre del 2024, considerando que los aportes hidrológicos bajan considerablemente en estos meses y que se cuenta con el nuevo circuito subterráneo entre Panamá y Cáceres,

se espera no tener generación obligada en dicha zona.

Esta situación cambia en el segundo semestre y ante altos aportes

hidrológicos se espera que no se tenga generación en la Zona Atlántica 115kV, esta condición afectaría el nivel de voltaje en esta zona.

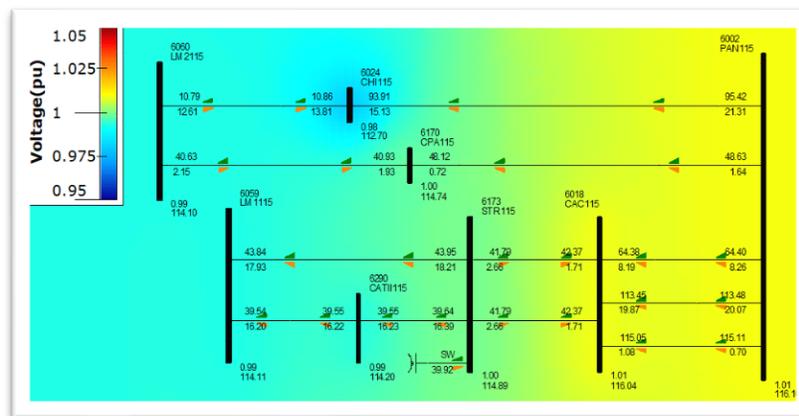
Figura 6. 7 Voltaje Zona Atlántica, Sin Proyectos



Para el segundo semestre del 2024 se espera la entrada en operación de un banco de 40MVAR en la S/E Santa Rita, con la entrada de estos proyectos se mejoraría el perfil del

voltaje en la zona, sin embargo, en años próximo se podría desmejorar en función del crecimiento de la demanda en esta zona

Figura 6. 8 Voltaje Zona Atlántica, Sin Proyectos



La línea Sabanitas - Panamá 3 sin duda es el proyecto más importante del año 2024, tomando en cuenta que dicho proyecto permitiría la inyección de grandes volúmenes de

energía generados por los ciclos combinados de GNL conectados a la S/E Sabanitas. Sin embargo, por tratarse de la época lluviosa no se espera tener aportes considerables

de generación térmica, por lo que se analizará los efectos de este proyecto en el periodo seco del 2025.

AÑO 2025

Aunque se da por hecho de que la línea Sabanitas - Panamá 3 entre en operación en el año anterior, se analiza los efectos de presentarse algún retraso.

En la actualidad se tiene una línea de doble circuito desde la S/E Cristóbal hasta la S/E Panamá II que conecta la CT Costa Norte y se espera que a finales del 2023 este operativa la S/E Sabanitas que secciona dicha línea.

Tomando en cuenta lo anterior de no entrar en operación la línea Sabanitas - Panamá 3, se tendrá que restringir la generación conectada a la S/E Sabanitas a 500MW, de lo contrario se sobrecargaría la línea Sabanitas - Panamá II en estado N-1.

Para minimizar esta situación se pudiera implementar temporalmente un EDGxPL asociada a la falla de la línea 230-54 o 230-55 y desconectar Generación en Gatún para que la línea no supere su capacidad

Figura 6. 9 Flujos Sabanitas - Panamá II, Despacho Máximo en S/E Sabanitas

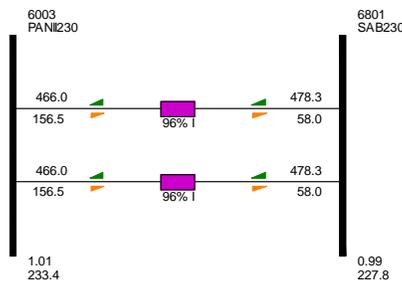


Figura 6. 10 Flujos Sabanitas - Panamá II, Despacho Solo Gatún

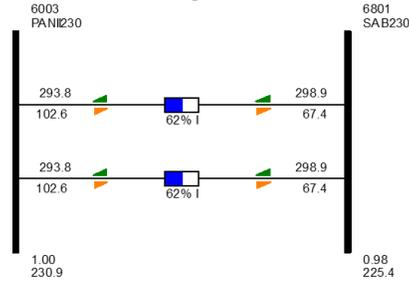


Figura 6. 11 Flujos Sabanitas - Panamá II, Solo Gatún, Falla N-1

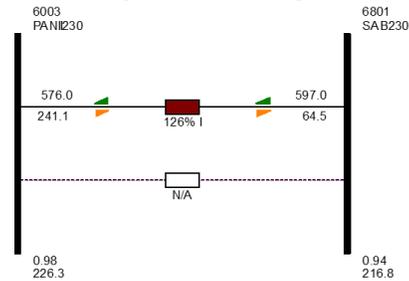


Figura 6. 12 Flujos Sabanitas - Panamá II, Restringido Costa Norte - Gatún

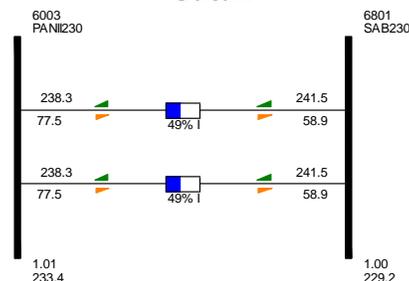
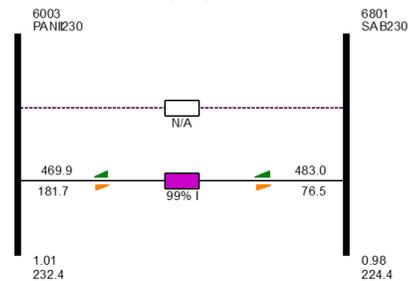


Figura 6. 13 Flujos Sabanitas - Panamá II, Restringido CNO- Gatún, Falla N-1



Tal como se indicó con anterioridad el aumento de la demanda en la zona atlántica desmejoraría el perfil de voltaje en esta área. Para tal efecto, se planteó la conexión de la S/E Santa Rita con la S/E Sabanitas en 230kV.

Este proyecto permitiría mejorar el perfil del voltaje además de reducir el flujo desde la S/E Panamá a la S/E Cáceres y el de los transformadores de la S/E Panamá.

Figura 6. 14 Voltaje Zona Atlántica, Sin Con LT SAB-STR

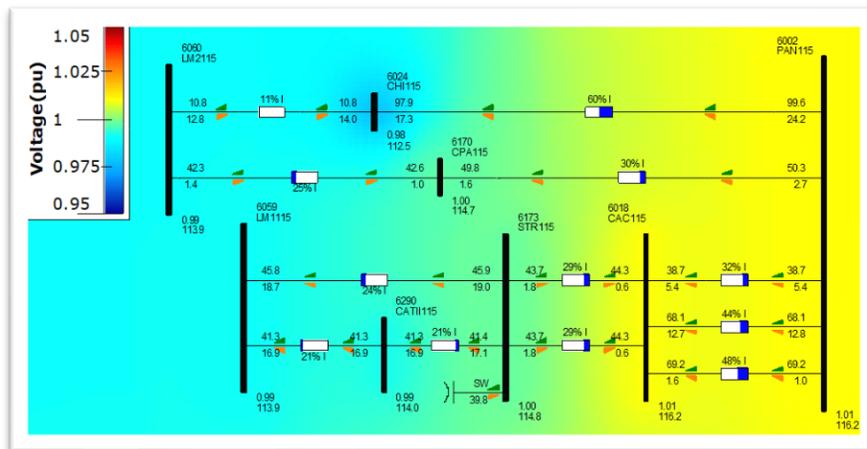
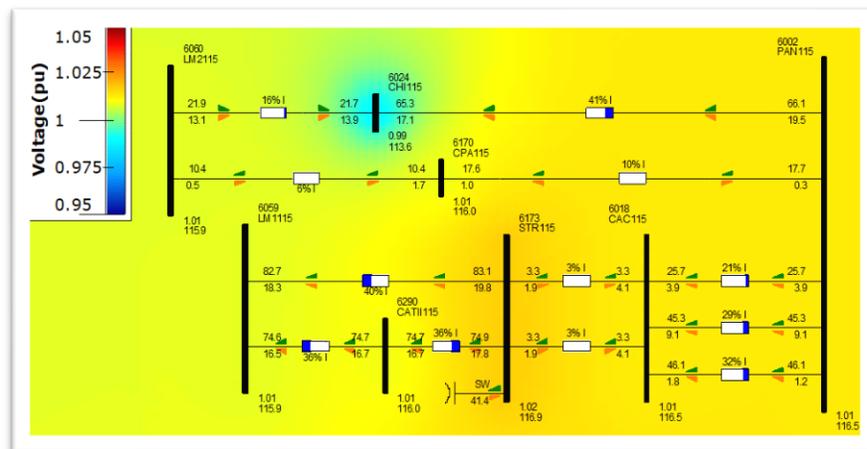


Figura 6. 15 Voltaje Zona Atlántica, Con LT SAB-STR



En la Figura 6. 15 se puede apreciar mejoras en el perfil de voltaje de toda la Zona Atlántica, menos en la S/E Chilibre (propiedad de ENSA) donde se ve afectado por el factor de potencia (FP) de la planta potabilizadora del IDAAN, de igual

forma se aprecia una disminución en el flujo desde Panamá hacia Cáceres.

Con respecto a esto los flujos entre Panamá - Cáceres disminuyen en gran parte por la entrada de nuevos proyectos de distribución como lo

son la conexión de la S/E La Floresta 115kV y la S/E Bella Vista 230kV, ambos a la S/E Panamá 3 en su respectivo nivel de voltaje.

Figura 6. 16 Flujos Panamá - Cáceres, con Proyectos de Distribución

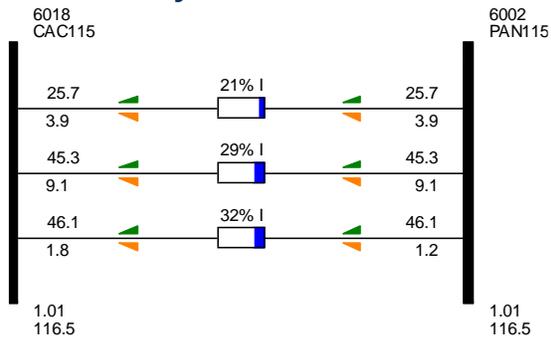


Figura 6. 17 Flujos Panamá - Cáceres, con Proyectos de Distribución, Estado N-1

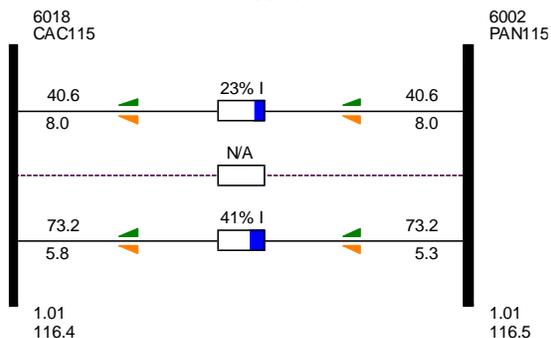


Figura 6. 18 Flujos Panamá - Cáceres, Sin Proyectos de Distribución

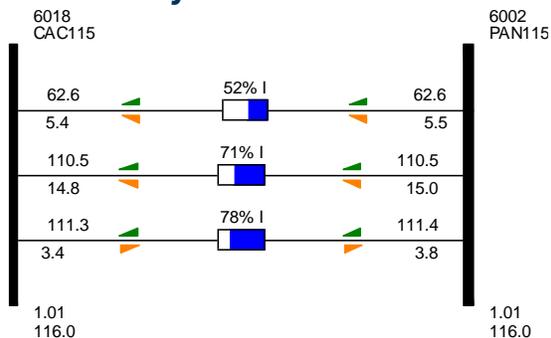
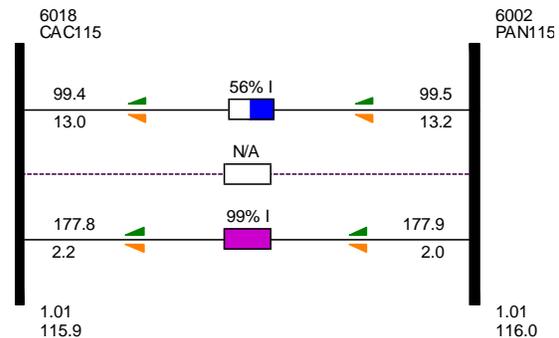


Figura 6. 19 Flujos Panamá - Cáceres, Sin Proyectos de Distribución, Estado N-1



Considerando la Figura 6. 19, es importante cumplir con los plazos para la entrada en operación del proyecto Panamá 3 115kV y que los proyectos de distribución entre en operación en la fecha indicada.

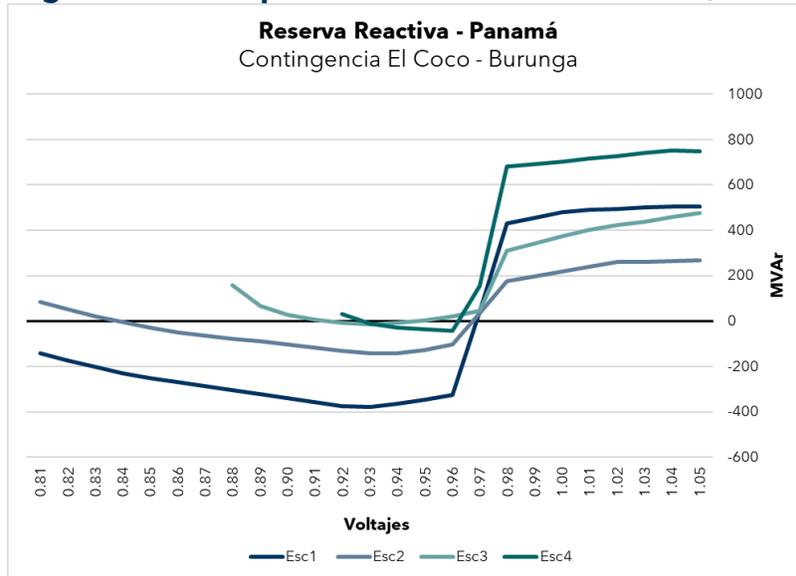
AÑO 2026

Para este año se espera solventar todas las restricciones que no permiten el cumplimiento del despacho de mínimo costo, sin embargo, es importante mantener los niveles de reserva reactiva.

Ante un inminente crecimiento de la penetración de generación renovable que causa que el sistema disminuya los niveles de reserva reactiva, el sistema se expone a operar con un margen de reserva muy limitado.

Por lo que es importante que entre en operación el STATCOM en la S/E Panamá 3 y los bancos de capacitores en la S/E Llano Sánchez, además de la cuarta línea (4LT). A continuación, se muestran los márgenes de reserva

Figura 6. 20 Comparación de la Reserva Reactiva, 2026



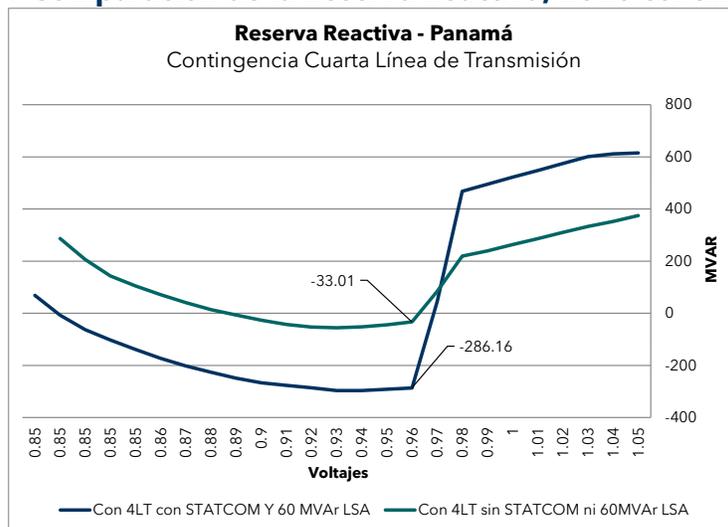
Esc1 - Con 4LT, STATCOM PAN3, 60MVar LSA
 Esc2 - Con 4LT, Sin STATCOM PAN3, Sin 60MVar LSA
 Esc3 - Sin 4LT, Sin STATCOM PAN3, Sin 60MVar LSA
 Esc4 - Sin 4LT, Con STATCOM PAN3, Con 60MVar LSA

En la Figura 6. 20 se puede apreciar la importancia del proyecto 4LT ya que los niveles de reserva se verían mermados de no contar con esta línea (Esc3 y Esc4).

Cabe destacar que la contingencia analizada (El Coco - Burunga) es una de las contingencias más exigente del Sistema de Transmisión.

Sin embargo, la propia contingencia de la 4LT representa un riesgo para el SIN, por lo que es necesario que en el sistema se instalen tanto el banco de capacitores en Llano Sánchez como el STATCOM en Panamá 3.

Figura 6. 21 Comparación de la Reserva Reactiva, 2026 contingencias 4LT



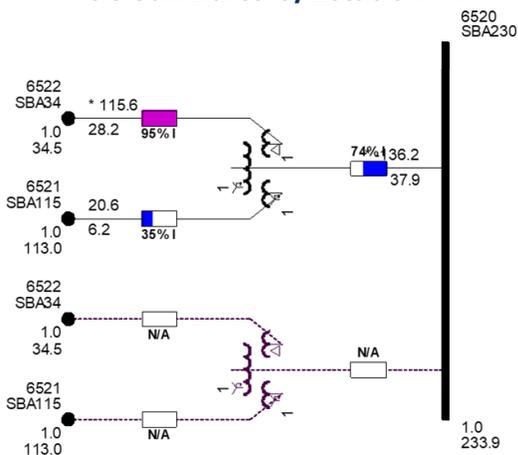
OBSERBACIONES

Situación S/E San Bartolo

Debido al alto grado de integración de generación renovable (solar) a conectarse en la S/E San Bartolo, a pesar de la instalación de un nuevo transformador (T2), se ha llegado al límite de transformación.

en el transformador queda al 95%, se debe destacar que los aportes solares van del 54% al 70% dependiendo de la época, según las estadísticas, sin embargo, evolución de los paneles solares, adicional a consideraciones de diseño pueden hacer que se supere este porcentaje.

Figura 6. 22 Flujos en Transformador de San Bartolo, Estado N-1



En la Figura 6. 22, se observa que la cargabilidad del devanado de 34.5kV

Problemas de Baja Frecuencia

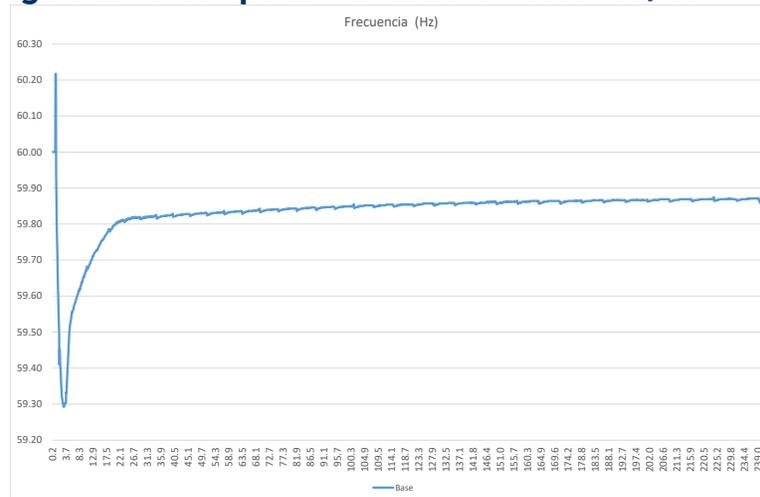
Dado las constantes fallas que producen el colapso de la frecuencia y activación del Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia (EDCxBF), afectando el suministro de energía de los clientes de EDEMET y ENSA, se busca una solución que evite la activación del EDCxBF.

De las fallas analizadas se pudo comprobar que se requiere de la desconexión del escalón 1 del EDCxBF para evitar el colapso del Sistema de Panamá, este escalón se activa cuando la frecuencia llega a 59.3Hz.

En Panamá se ha requerido la desconexión de hasta 80MW, a continuación, se muestra el comportamiento de la frecuencia

considerando la desconexión de carga.

Figura 6. 23 Comportamiento de la frecuencia, Con EDC



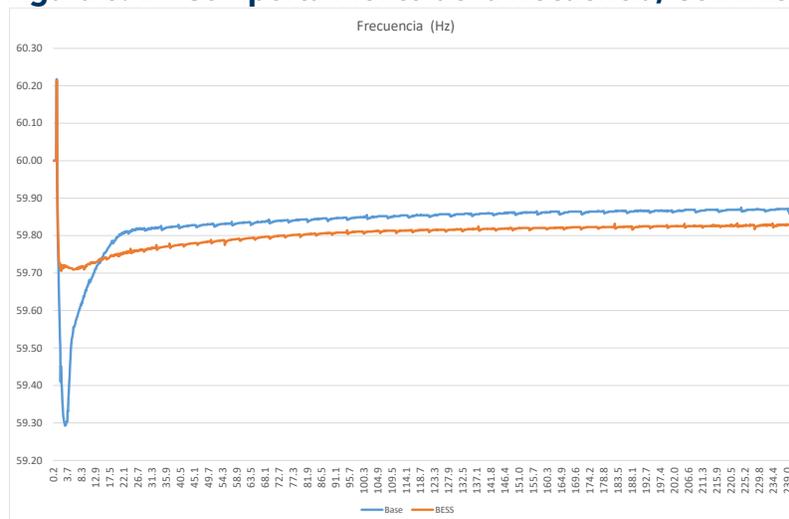
completamente compensada por las demás reservas de la red, que se denominan reservas secundarias y terciarias.

Es en la regulación primaria de frecuencias donde los equipos BESS tienen capacidad de actuación. Este equipo puede inyectar o absorber potencia de la red para seguir un set point de frecuencia. Esta acción de control puede llevarse a cabo hasta

que la batería alcance su estado de carga mínimo o máximo (SOC - State of Charge).

El Sistema BESS también puede ser utilizado para controlar el voltaje en paralelo con el control de frecuencia, sin embargo, para este análisis solo se utilizará para el control de frecuencia.

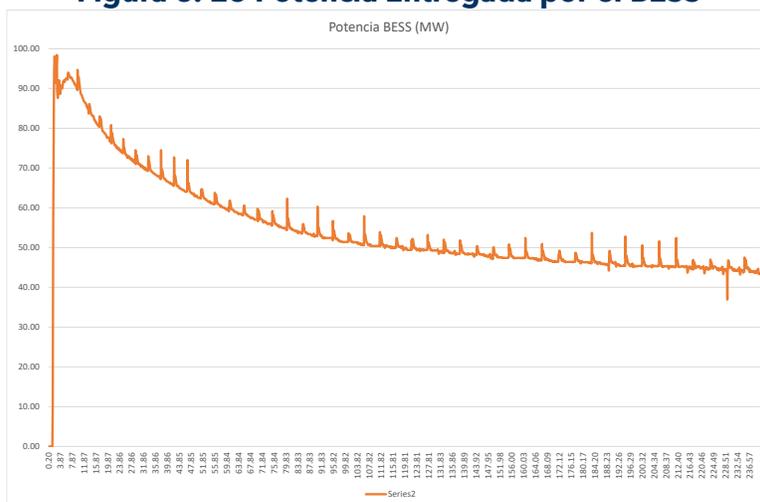
Figura 6. 24 Comportamiento de la frecuencia, Con BESS



Como se puede apreciar el sistema BESS evitaría el colapso de la frecuencia, evitando que la misma baje más allá de 59.7Hz, bajo esta condición no se activaría el EDCxBF

escalón 1 (59.3Hz) y la frecuencia se estabilizaría en 59.8Hz.

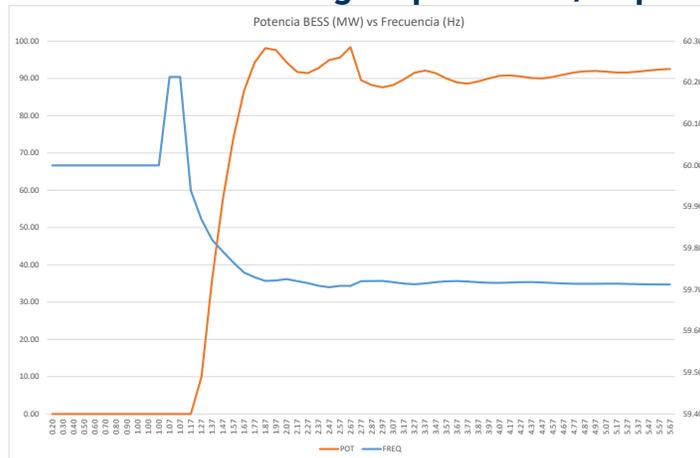
Figura 6. 25 Potencia Entregada por el BESS



Cómo se puede apreciar en el gráfico anterior para evitar el colapso de la frecuencia se requiere de la implantación de una BESS de aproximadamente 100MW, ya que

este es el monto requerido para presentarse la falla. Al estabilizar la frecuencia el monto aportado por la BESS se mantiene entre 40MW y 50MW.

Figura 6. 26 Potencia Entregada por el BESS, Etapa Crítica



Para este caso en particular la carga de la batería era del 100% por lo que no se obtuvo una respuesta al aumento de la frecuencia, esto puede cambiarse manteniendo la carga de la batería por lo menos al 80%, pero se tendría que aumentar la capacidad del sistema BESS ya que según el análisis se requieren de

aproximadamente 100MW en el momento crítico de la falla.

Cabe destacar que esta implementación se requiere considerando que la falla solo activaría el escalón 1 del EDCxBF, para una falla mayor el monto de la BESS aumenta considerablemente.

RESUMEN DEL ANÁLISIS DEL SISTEMA CON PROYECTOS

Considerando los refuerzos se lograría disminuir progresivamente la necesidad de operar el sistema con generación obligada para cumplir con el criterio de seguridad y calidad.

A continuación, se presentan las condiciones de despacho y flujos desde occidente considerando las ampliaciones.

Gráfico 6. 1 Despacho de Generación

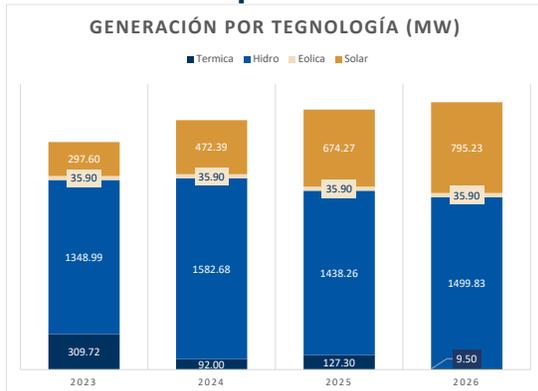
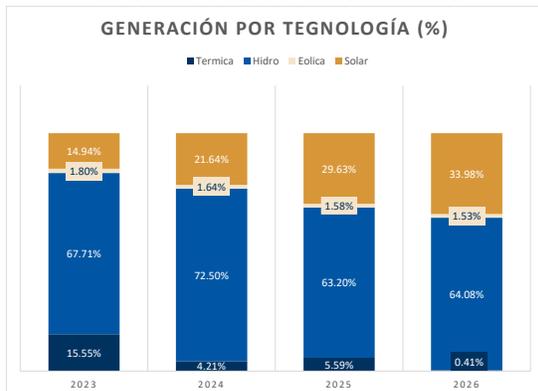


Gráfico 6. 2 % Generación

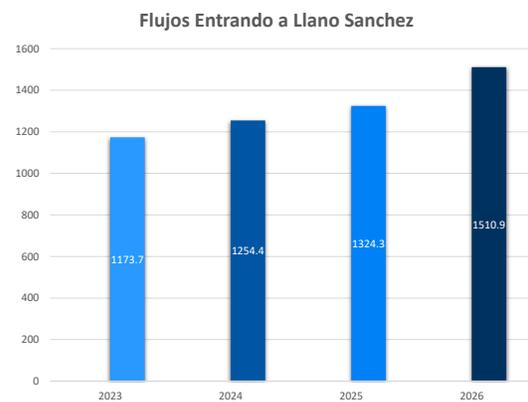


En los Gráfico 6. 2 se puede apreciar la discusión de la generación térmica, esto en la época lluviosa, época que es considerada la más crítica debido

a los altos niveles de flujo desde occidente.

En el año 2026 se puede indicar que toda la generación requerida para la demanda regulada es plenamente generada con fuentes renovables.

Gráfico 6. 3 Flujos desde Occidente



Los flujos desde occidente van en aumento en comparación con el año anterior, debido a esto se presenta un aumento en las pérdidas de transmisión, sin embargo, con la entrada de la cuarta línea (4LT) el porcentaje de pérdidas baja respecto al año anterior a pesar del aumento del flujo.

Gráfico 6. 4 Porcentaje de Pérdidas





Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

07

CAPÍTULO VII

PLAN DE
EXPANSIÓN DE
CORTO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 7

PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos propuestos a instalarse como parte del Sistema Principal de Transmisión para el periodo de corto plazo, 2023 - 2026, fueron aprobados en Planes de Expansión anteriores (PESIN 2022). La mayoría de estos proyectos se encuentran ya en construcción y próximos a entrar en operación. Otros ya fueron licitados, adjudicados y cuentan con contrato, a la espera de recibir el Refrendo por la Contraloría para iniciar su construcción y algunos están en etapa de diseño y próximos a ser licitados.

AUMENTO DE LA CAPACIDAD 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

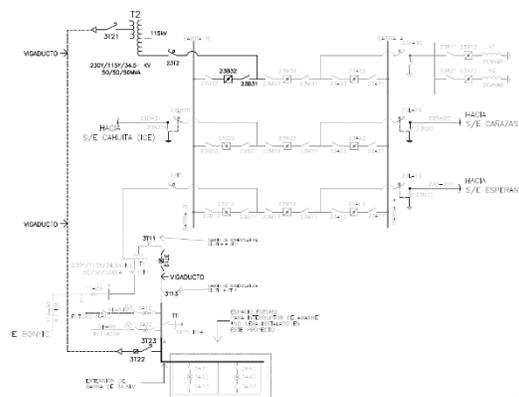
Con el propósito de que la S/E Changuinola cumpla con el Criterio de Seguridad N-1, se ha considerado necesario la adición de un segundo transformador 230/115/34.5 KV, con igual capacidad que el T1 (50/50/50 MVA) en sus tres devanados, ya que este equipo forma parte del Sistema Principal de Transmisión. 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



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.

Costo: B/. 6,971,187

Entrada en Operación: 30/04/2024

2. Adición de Transformador T3 S/E Boquerón III 230/34.5 KV

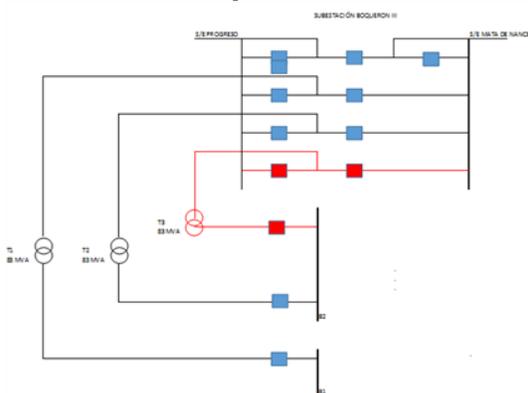
Este proyecto consiste en la adición de un tercer transformador T3 en la S/E Boquerón III con el objetivo de brindar la seguridad y confiabilidad a las distintas plantas generadoras

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 y demás equipos asociados (cuchillas, CTs, Pts, etc.).
- 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. Además, se incluyen los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc.), para la conexión del transformador a la barra de 34.5 KV.

Esquema del Proyecto T3 S/E Boquerón III



Costo: B/. 7,736,000

Entrada en Operación: 14/2/2025

3. Adición de Transformador T2 S/E San Bartolo 230/115/34.5 KV

Con el propósito de que la S/E San Bartolo 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 (150/50/100 MVA) en sus 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 la generación en el área San Bartolo.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Ampliación del patio de 230 KV de la S/E San Bartolo 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 150/50/100 MVA en sus devanados.
- Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de una nueva barra B de 34.5 KV donde se conectará el transformador T2, con un interruptor de amarre a la barra A. Además, los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs,

etc.), para la conexión del transformador a la barra sencilla de 115 KV.

Costo: B/. 7,710,460

Entrada en Operación: 23/10/2025

4. Adición de Transformador T3 S/E San Bartolo 230/115/34.5 KV

Este proyecto consiste en la adición de un tercer transformador T3 en la S/E San Bartolo con el objetivo de brindar la seguridad y confiabilidad a las distintas plantas generadoras conectadas a las barras de 115/34.5 KV de esta subestación.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Ampliación del patio de 230 KV de la S/E San Bartolo 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 T3.
- Adquisición de un transformador T3, 230/115/34.5 KV, con capacidad de 150/50/100 MVA en sus devanados.
- Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de una nueva barra C de 34.5 KV donde se conectará el transformador T3, con un interruptor de amarre a la barra A. Además, los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc.), para la conexión del transformador de 115 KV.

- Construcción de un nuevo patio en 115kV en configuración de interruptor y medio con módulos compacto híbrido(intemperie).
- Remoción de una torre con la Línea 230-14B y 230-15B para una nueva nave y permitir la construcción del nuevo patio 34.5kV.

Costo: B/. 16,585,223

Entrada en Operación: 30/10/2026

5. Adición de Bancos de Capacitores de 40 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

Este proyecto consiste en la instalación de dos (2) bancos de capacitores de 20 MVAR (2x20 MVAR) en el patio de 115 KV de la Subestación Santa Rita. Estos bancos pueden ser instalados en una de las posiciones actualmente libres en las naves 3 o 4 de la subestación.

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. Esto 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.

Costo: B/. 4,580,000
Entrada en Operación: 30/7/2024

6. Adición de Bancos de Capacitores de 60 MVAR en Subestación Llano Sánchez 230 KV

Para dar el soporte necesario de potencia reactiva al SIN, es necesario adición de bancos de capacitores en el área Central del País y así cumplir con los criterios de calidad y seguridad que establece la normativa vigente.

Este proyecto consiste en la instalación de dos (2) bancos de 30 MVAR (2x30 MVAR) para un total de 60 MVAR en el patio de 230 KV de la Subestación Llano Sánchez.

Con la adición de estos bancos de capacitores en la Subestaciones Llano Sánchez 230 KV se incrementa la reserva de potencia reactiva del sistema, permitiendo el incremento

de generación renovable en el área occidental del país, lo que se traduce en un menor costo operativo del sistema ya que se desplaza energía termoeléctrica más costosa.

Costo: B/. 8,193,000
Entrada en Operación: 21/02/2026

7. STATCOM en S/E Panamá 3 +/- 240 MVAR

Basado en los análisis de flujo, se identificó la necesidad de contar con equipos que compensaran al SIN de forma dinámica (STATCOM). Se consideró la instalación de dos STATCOM con capacidad de compensación capacitiva e inductiva de +240/-240 MVAR EN LA Subestación Panamá 3, de manera que el sistema cumpla con los criterios de calidad y seguridad establecidos en la reglamentación.

Con la adición de este STATCOM en la subestación Panamá 3, 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 de generación renovable, hidroeléctricas, solares y eólicas,

localizadas en el occidente del país, en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro.

Se debe contemplar una nueva nave en 230 KV para la inclusión del STATCOM, además la extensión de la barra de 230 para la inclusión de la nueva nave.

Costo: B/. 62,809,143.00

Entrada en Operación: 14/07/2026

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 con el Plan Indicativo de Generación y la instalación de nuevos proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de aproximadamente 3000 MW, que sumado a los más 2,000 MW existentes daría un total de 5,000 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 estas debe ser aumentada a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal.

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 de este.

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.

8. Nueva Línea Mata de Nance - 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.

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. Además, se podrá incorporar el alto potencial de proyectos renovables solares que se han identificado en el área.

Para esto se ha considerado construir una nueva línea de transmisión de 230 KV:

- LT Mata de Nance - Boquerón III - Progreso: 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 mientras que el 2do circuito sería

directo Mata de Nance - Progreso, Se ha considerado que esta nueva línea cuente con un conductor 1200 ACAR para condiciones normales de 90°C, con capacidad de 500 MVA/circuito y en emergencia, a 90°C con capacidad de 500 MVA/circuito.

- nueva LT de circuito sencillo (en torres para doble circuito) de Progreso a la Frontera con Costa Rica. Se ha considerado que esta nueva línea cuente con un conductor de 1200 ACAR, diseñada a una temperatura de operación para condiciones normales y emergencia de 90°C, con capacidad de 500 MVA
- Se requerirá conseguir servidumbre de 10 metros adicionales a los 30 m. existentes, para la construcción de estas nuevas líneas. Se incluye también el reemplazo e instalación de nuevo cable de fibra óptica e hilo de guarda.

Para la conexión de esta nueva línea de doble circuito ya están construidas las ampliaciones en las subestaciones. En Mata de Nance se construyó la nave 4 en doble pórtico, donde salen las líneas hacia Veladero. En la nave 3 saldrá la nueva línea hacia Progreso, mientras que en la nave dos sale la LT hacia Boquerón y en la nave 1 la conexión del T1.

En Progreso se adiciona el interruptor 23B22 en la nave No. 2, donde se moverá la LT 230-10 hacia Costa Rica, habilitando así el espacio

en la nave 1 para la nueva LT hacia Mata de Nance.

Costo: B/. 50,859,812.60

Entrada en Operación: 31/12/2024

9. 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 210 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.

Esquema del Proyecto

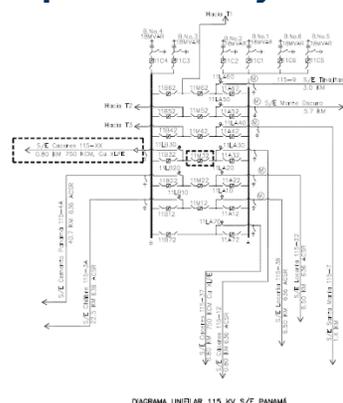
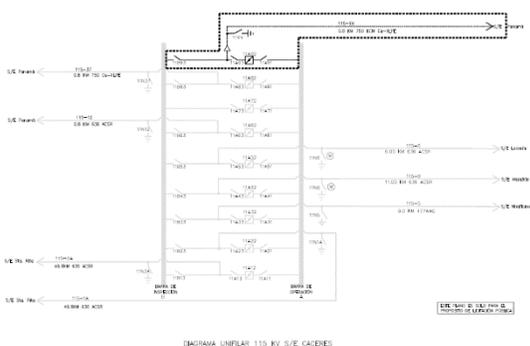


DIAGRAMA UNIFILAR 115 KV S/E PANAMA



Costo: B/. 6,808,814
Entrada en Operación: 30/1/2024

10. 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) la cual se conectará a la Subestación Panamá III.

Esta 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. 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.

Este proyecto se encuentra en etapa de ejecución.

Costo: B/. 60,880,000
Entrada en Operación: 18/3/2024

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

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) en los próximos años, de acuerdo con el Plan Indicativo de Generación y la instalación de nuevos proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de aproximadamente 3000 MW, que sumado a los más 2,000 MW existentes daría un total de 5,000 MW aproximadamente. Tomando en cuenta 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 la misma 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 hasta estas subestaciones.

Reforzar la línea de transmisión LT2, Veladero - Llano Sánchez - El Coco - Panamá II, es necesario para garantizar que el Sistema Principal de Transmisión cumpla con los niveles adecuados de confiabilidad y con el

Criterio de Seguridad N-1, cumpliendo así lo establecido en las normativas vigentes. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a 500 MVA por circuito en condiciones de operación normal será necesario realizar trabajos de modelaje de estructuras, estudio de amortiguamiento, suministro de aisladores, herrajes, amortiguadores, piezas de acero para estructuras a reforzar (de ser necesario), torres de emergencia, obras civiles como limpieza de servidumbre, movimiento de tierra, implementación de medidas de mitigación, caminos de acceso, montaje, modificaciones a la línea (cambio de herrajes y aisladores, reemplazo de amortiguadores, reforzamiento de torres). para así lograr el aumento de capacidad deseado.

Costo: B/. 61,248,000
Entrada en Operación: 29/4/2025

12. Línea Panamá II - Bayano 230 KV

Este proyecto reemplaza el proyecto de LT Panamá II - Chepo, ya que, en vista de las condiciones de la línea de transmisión hasta Bayano, se ha decidido reemplazar la línea completa. La línea de transmisión de 230 KV de doble circuito Panamá II - Bayano tiene ya casi 45 años de operación y pese a los trabajos de mantenimiento que se le ha hecho durante los años, ya la misma presenta serios deterioros en sus

estructuras, por lo que se hace necesario el reemplazo de esta por una nueva línea de transmisión utilizando la misma servidumbre de la existente.

Para esto se ha considerado la construcción de una nueva línea de transmisión desde la subestación Panamá II hasta la central hidroeléctrica Bayano, de aproximadamente 79 km de longitud, doble circuito 230 KV, conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA tanto para condiciones normales de operación como de emergencia, a la vez, se necesita igualmente cambiar el hilo de guarda 7 No.8 y el cable de fibra óptica OPGW.

Costo: B/. 74,509,290
Entrada en Operación: 9/06/2026

13. Aumento de Capacidad de la Línea LT1 Veladero - Panamá 230 KV- 292 km

Debido al incremento de generación hidroeléctrica y Renovable no convencional en el occidente y centro del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro, Provincias Centrales), de acuerdo con el Plan Indicativo de Generación se tendría un aumento de proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de 840 MW, que sumado a los 2,162 MW existentes daría un total de 3,000 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 1978/1979, casi 42 años en operación. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 500 MVA por circuito en condiciones de operación normal. Para esto será necesario cambiar el conductor de esta 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.

Estos trabajos se realizarán por tramo de línea y son los siguientes:

- Tramo 1: Chorrera - Panamá
- Tramo 2: Llano Sánchez - El Higo
- Tramo 3: El Higo - Chorrera
- Tramo 4: Veladero - Llano Sánchez

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 y renovable, lo que permitirá el desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas, solares y eólicas.

Costo: B/. 128,308,700

Entrada en Operación: 5/6/2025

14. 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. El propósito principal es 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 comprenderá dos fases: Fase I, la cual consistirá en 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. Esta Fase II se explicará a detalle en el Plan de Largo Plazo.

FASE I

Esta fase consiste en:

- Línea de transmisión de 500 KV: esta línea será de doble circuito, en 500 KV, con cuatro conductores 750 ACAR por fase y con una longitud aproximada de 330 km. La misma tendrá una capacidad de transmisión en condiciones normales de operación de por lo menos 1,288 MVA por circuito en condiciones normales de operación y 1,592 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.

Costo: B/. 596,610,000

Entrada en Operación: 30/6/2026

15. Aumento de capacidad Línea Panamá - Panamá 3 230 kV

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá - Panamá III de 230 KV ya que desde el año 2024 se presentan sobrecargas en las líneas de doble circuito de 230 KV entre Panamá - Panamá III. Esto es debido al alto aporte de generación renovable de occidente.

Debido a los problemas de servidumbre en esta área, se ha estipulado que el refuerzo se pueda dar reemplazando ambos circuitos existentes.

Se usará un conductor de alta temperatura de operación 1026 Drake HTLS, con capacidad de 774 MVA en condiciones normales de operación (180°C) y 821 MVA en

emergencia (200 °C). Esto será en reemplazo del conductor existente.

Este proyecto reemplaza al anterior denominado como: Línea Subterránea Panamá-Panamá 3.

Costo: B/. 2,000,000

Entrada en Operación: 17/07/2025

16. LT Telfers - Sabanitas 230 kV

Este proyecto consiste en la construcción de una línea de 230 KV desde la central termoeléctrica Gatún (670 MW), en el área de Isla Telfers, Colón, hasta la S/E Sabanitas 230 KV. Esta línea será necesaria para que dicha central pueda entregar su energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN). La misma tendrá aproximadamente 15 km de longitud, en torres y postes de doble circuito (montando inicialmente un solo circuito) y conductor de alta temperatura de operación 1026 Drake HTLS.

Este proyecto consiste en:

- LT de Gatún - Sabanitas 230 KV: aproximadamente 15 km de longitud, en torres y postes de doble circuito (montando inicialmente un solo circuito) y conductor de alta temperatura de operación 1026 Drake HTLS, con capacidad de 774 MVA en condiciones normales de operación (180°C) y 821 MVA en emergencia (200 °C). Preliminarmente se está asumiendo que la mitad de las

estructuras serán en torres y mitad en postes.

- Se tendrá que seccionar uno de los circuitos de la central Costa Norte (Cristóbal - Sabanitas) para que entre y salga de la subestación elevadora de la central Gatún. Para esto se tendrá que construir una línea de doble circuito con conductor 1026 Drake desde la subestación Gatún hasta el punto de seccionamiento de la línea, de aproximadamente 1 km.
- Los interruptores necesarios para conectar esta línea desde Gatún ya se encuentran incluidos en el diseño de la S/E Sabanitas 230 KV.

Los costos indicados son estimaciones que no incluyen el costo de la generación desplazada ni obligada producto de las libranzas solicitadas para la construcción de este.

Costo: B/. 14,289,890

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.

17. 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:

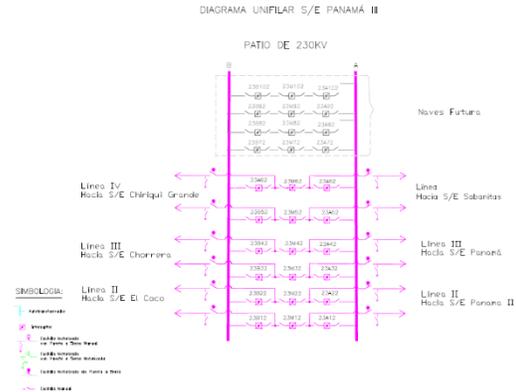
- Dos (2) naves de tres (3) interruptores, para el seccionamiento de la línea LT2 de 230 KV El Coco - Panamá II (230-12A y 230-13A).
- Dos (2) naves de tres (3) interruptores, para el seccionamiento de la Tercera Línea 230 KV Chorrera - Panamá.

- 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



Costo: B/. 40,525,000

Entrada en Operación: 18/3/2024

18. Nueva Subestación Sabanitas 230 KV GIS

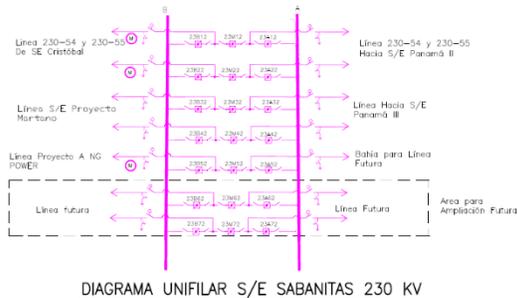
Debido a los contratos vigentes que se tienen para el suministro de energía con plantas térmicas a base de Gas Natural Licuado (GNL) todas ubicadas geográficamente en la provincia de Colón (aprox. 1000 MW) y tomando en cuenta que el sistema de transmisión existente proveniente de la provincia de Colón 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. Se debe dejar espacio suficiente en la subestación para la adición de por lo menos dos (2) nuevas naves, para la conexión futura de nuevas plantas generadoras a ubicarse en el área de Colón.

Esquema del Proyecto



- SIMBOLOGIA:**
- Autotransformador
 - Interruptor
 - Cable conectado con Punto a Tierra Neutral
 - Cable Neutro
 - Cable Neutro de Punto a Tierra
 - Cable Neutro de Punto a Tierra
 - Medidor de Tensión (MTC)

Costo: B/. 28,813,266

Entrada en Operación: 18/3/2024

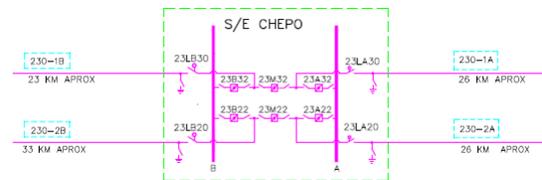
19. Nueva Subestación Chepo 230 KV

Esta nueva Subestación Chepo 230 KV servirá como nuevo punto de conexión para la empresa distribuidora 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 distribuidora ENSA.

Esquema del Proyecto



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

El costo indicado en cada proyecto es una estimación de este 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.

Costo: B/. 18,330,422

Entrada en Operación: 09/06/2026

20. Adición S/E Sabanitas 230 KV y Nueva S/E Santa Rita 230 KV

El objetivo de este proyecto es el de proveer una nueva alimentación a la carga de sector atlántico en Colon, mejorando así los perfiles de voltaje en el área, debido al retiro del Sistema Interconectado Nacional de las plantas termoeléctricas ubicadas en Colón. De esta forma el área de Colón será alimentado por las centrales de gas natural Costa Norte y Gatún, cuya generación llega a la S/E Sabanitas, además de las líneas 115 - 1, 2, 3 y 4.

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Construcción de una nueva subestación Santa Rita 230 KV, en el área utilizada por la central termoeléctrica Jinro, la cual se retira del sistema. Esta subestación contará con un patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio, con dos (2) naves de tres (3) interruptores. Dos de las salidas serán para recibir la LT de doble circuito que proviene de la S/E Sabanitas. Las otras dos salidas será para la conexión de dos (2) transformadores 230/115 KV de aproximadamente 200 MVA cada uno, los cuales se conectarán a la S/E Santa Rita 115 KV.

- Ampliación en la S/E Sabanitas 230 KV, en esquema de interruptor y medio, con dos (2) naves de dos (2) interruptores, para la salida de la LT de doble circuito hacia Santa Rita 230 KV.
- LT de doble circuito, con conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA por circuito, de aproximadamente 2 km, desde Sabanitas hasta Santa Rita. Esta línea se conectará con el tramo de línea de Santa Rita hasta la Torre 4, para así utilizar este tramo de línea existente de aproximadamente 1 km., para la conexión.

Costo: B/. 33,467,000

Entrada en Operación: 24/10/2025

21. Nueva S/E Caldera 230 KV

El objetivo de este proyecto es el de proveer un nuevo punto de conexión para posibles proyectos de generación renovables identificados en las cercanías de Caldera, mediante un nuevo patio de 34.5 KV. Además, se conectará con las líneas de 230 KV provenientes desde la S/E Fortuna, 230-7 y 230-8, dándole mayor confiabilidad a la subestación y a la generación conectada en la misma.

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

Construcción de una nueva subestación 230/115/34,5 KV: se construirá una nueva subestación

Caldera 230/115/34,5 KV en las inmediaciones de la subestación Caldera 115 KV existente. La misma contará con:

- a. Patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio con dos naves de 3 interruptores para la entrada y salida de las líneas 230-7 y 230-8 y dos naves de dos interruptores, para la conexión de los dos transformadores 230/115/34.5 KV, 200 MVA
- b. Adición de dos naves de 3 interruptores en el patio de 115 KV existente, para la conexión de los dos transformadores y el arreglo de las líneas 115-17 y 115-19, conectadas actualmente a las barras, para que salgan entre interruptores
- c. Nuevo patio de 34.5 KV

Costo: B/. 40,738,000

Entrada en Operación: 20/02/2026

22. Nueva S/E Progreso II 230/115/34.5 KV

El objetivo de este proyecto es el de proveer un nuevo punto de conexión para la gran cantidad de proyectos de generación renovables, principalmente solares, identificados en el área

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Construcción de una nueva subestación Progreso II, en un área cercana a la subestación

Progreso existente, la cual contará con un patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio, inicialmente con tres (3) naves, dos de tres (3) interruptores y una tercera con dos (2) interruptores, para un total de 5 salidas. Dos de las salidas serán para la LT de doble circuito que la conectará con la subestación Progreso existente, una salida para la LT hacia Costa Rica (230-10) y las otras dos salidas serán para la conexión de dos (2) transformadores, T1 y T2, de 230/34.5 KV y 100 MVA. Se debe contemplar espacio adicional para la adición de un tercer transformador T3 en la nave 3 y la posible adición de por lo menos una cuarta nave de 230 KV.

- LT de doble circuito de 230 KV para la conexión de la subestación actual con la nueva, con conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA por circuito, de aproximadamente entre 200 a 1500 m, dependiendo de la localización del terreno de la nueva subestación.
- Relocalización de la LT 230-10 (Progreso - Frontera Costa Rica), para que la misma salga de la nueva S/E Progreso II.
- Patio de 34.5 KV, dos barras sencillas con amarre, para la conexión de los proyectos de generación solar (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos

para la conexión). Se debe dejar espacio para desarrollar un patio del 115 KV.

Costo: B/. 34,149,000

Entrada en Operación: 21/12/2025

23. Nueva S/E Los Olivos 230/115/34.5 KV y LT La Huaca - Los Olivos

Debido al gran potencial de proyectos renovables solares identificados en el área de provincias centrales, y en vista de que no existe ninguna subestación para la conexión de estos, se ha considerado la construcción de una nueva subestación Los Olivos 230/115/34.5 KV y una línea de 230 KV La Huaca - Los Olivos.

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Construcción de una nueva subestación Los Olivos 230/115/34.5 KV a una distancia de 40km aproximadamente de la S/E La Huaca, la cual contará con un patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio, inicialmente con dos (2) naves de tres (3) interruptores para un total de 4 salidas. Dos de las salidas serán para la LT de doble circuito que la conectará con la futura subestación La Huaca, otras dos salidas serán para la conexión de dos (2) transformadores, T1 y T2, de 230/115/34.5 KV de 100 MVA.

Se debe contemplar espacio adicional para la adición de por lo menos dos naves, conectándose en una de ellas un tercer transformador.

- Patio de 115 KV, 1 nave de 3 interruptores en el patio de 115 KV, para la conexión de los dos transformadores y se debe dejar espacio para dos naves futuras (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).
- Patio de 34.5 KV, dos barras sencillas con amarre, para la conexión de los proyectos de generación solar (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).
- Ampliación en la S/E La Huaca 230 KV, en esquema de interruptor y medio, con una (1) nave de tres (3) interruptores, para la salida de la LT de doble circuito hacia Los Olivos 230 KV.
- LT de doble circuito, con conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA por circuito, de aproximadamente 40 km, desde La S/E La Huaca hasta la S/E Los Olivos.

Costo LT: B/. 19,536,000

Entrada en Operación: 10/7/2026

Costo S/E: B/. 31,350,000

Entrada en Operación: 10/7/2026

24. Nueva S/E Cáceres 115 KV GIS

Debido a la alta carga que lleva la S/E Cáceres en el área metropolitana y configurada en un esquema de Barra Principal y Transferencia, la cual no brinda el nivel de confiabilidad necesario en el sistema, se ha considerado la construcción de una nueva subestación Cáceres 115 KV GIS en esquema de interruptor y medio, a construirse en el polígono de terreno de la subestación. Cabe mencionar que esta subestación data del año 1968, siendo la primera subestación del sistema, y pese a que la misma se ha ido renovando con el tiempo, cambiando interruptores, cuchillas, etc., no brinda la confiabilidad necesaria.

Esta subestación contará con cuatro (4) naves de tres (3) interruptores cada una en 115 KV, para un total de ocho (8) salidas de línea. Las cuáles serán utilizadas para la interconexión de las líneas actuales de transmisión entre Panamá-Cáceres, las de Santa Rita-Cáceres y las que entran de distribución. Se debe dejar espacio suficiente en la subestación para la adición de por lo menos dos (2) nuevas naves de interruptor y medio, para la conexión futuras líneas.

Costo: B/. 15,213,000

Entrada en Operación: 11/01/2026

25. Nueva S/E La Huaca 230/115/34.5 KV

El objetivo de este proyecto es el de proveer un nuevo punto de conexión para la gran cantidad de proyectos de generación renovables, principalmente solares, identificados en el área cercana a la Subestación Llano Sánchez.

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Construcción de una nueva subestación La Huaca 230/115/34.5 KV en un área cercana a la subestación Llano Sánchez, la cual contará con un patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio, inicialmente con cuatro (4) naves, dos (2) naves de tres (3), además dos (2) naves de dos (2) interruptores cada una, para un total de 6 salidas. Dos de las salidas serán para la LT de doble circuito que la conectará con la subestación Llano Sánchez, otras dos para la LT hacia la S/E Veladero. Las restantes dos salidas serán para la conexión de dos (2) transformadores, T1 y T2, de 230/115/34.5 KV y 100 MVA. Se debe contemplar espacio adicional para la adición de por lo menos dos naves, conectándose en una de ellas un tercer transformador.
- Seccionamiento de una de las tres líneas en esta subestación.
- Patio de 115 KV, dos (2) naves de 2 interruptores en el patio

de 115 KV, para la conexión de los dos transformadores y se debe dejar espacio para dos naves futuras (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

- Patio de 34.5 KV, dos barras sencillas con amarre, para la conexión de los proyectos de generación solar (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

Costo: B/. 38,246,000

Entrada en Operación: 20/02/2026

26. Nueva S/E Panamá 3 115 kV

Actualmente está en proceso de ejecución el proyecto de S/E Panamá 3 230 KV, adicional al mismo se contempla construir una nueva S/E Panamá 3 en 115 KV donde se pueda redistribuir carga y a su vez se puedan conectar proyectos de distribución de las empresas EDEMET y ENSA cercanos al área.

- Esta subestación será en esquema de interruptor y medio. La misma contará inicialmente, con dos (2) naves; una (1) nave será para la conexión de proyectos de distribución y las restantes dos salidas serán para la conexión de dos (2) transformadores, T1 y T2, de 230/115/34.5KV y 350 MVA. Se debe contemplar espacio adicional para la

adición de por lo menos dos naves, conectándose en una de ellas un tercer transformador.

- Dos autotransformadores de 350 MVA en 230/115/34.5 kV.
- Nuevo patio de 34.5kV para la conexión de distribuidoras.

Costo: B/. 29,006,680.00

Entrada en Operación: 23/10/2025

27. Nuevo Transformador de Tierra S/E San Bartolo 34.5 kV

El patio de 34.5 KV de la S/E San Bartolo tiene configuración de barra sencilla en Delta, por lo que se requiere un transformador de aterrizaje en la misma, para el adecuado funcionamiento de las protecciones de esta subestación, especialmente para detectar las fallas monofásicas.

Costo: B/. 350,000

Entrada en Operación: 31/12/2025

28. Nueva S/E Chepo 115/34.5 KV

El objetivo de este proyecto es el de proveer un nuevo punto de conexión para proyectos de generación renovables y conexión por parte de la distribuidora.

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Adición de dos (2) nuevas naves del patio 230 KV de la Subestación Chepo en

esquema de interruptor y medio, con dos (2) naves de dos (2) interruptores cada una. Las dos salidas serán para la conexión de dos (2) transformadores, T1 y T2, de 230/115/34.5 KV y 175 MVA. Se debe contemplar espacio adicional para la adición de por lo menos dos naves, conectándose en una de ellas un tercer transformador.

- Patio de 115 KV, dos (2) naves de 2 interruptores en el patio de 115 KV, para la conexión de los dos transformadores y se debe dejar espacio para dos naves futuras (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).
- Patio de 34.5 KV, dos barras sencillas con amarre, para la conexión de los proyectos de generación solar (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

Costo: B/. 22,048,795

Entrada en Operación: 30/09/2026

29. Nueva S/E Charco Azul 115/34.5 KV y 115 Progreso 2

El proyecto consiste en la adquisición y reemplazo del T1 de la subestación Charco Azul por un Transformador de mayor capacidad con 2 devanados (115kV/34.5kV); La finalidad es mejorar la confiabilidad y seguridad en las operaciones del SIN

y realizar las adecuaciones necesarias para el correcto funcionamiento de la Subestación.

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Construcción del nuevo patio de 115kV de la S/E Charco Azul en interruptor y medio. Se deben realizar los trabajos necesarios para añadir los dos interruptores para la salida del nuevo transformador. Se debe contemplar espacio adicional para la adición de por lo menos tres naves, conectándose en una de ellas un segundo autotransformador a futuro.
- 1 transformador de 50MVA en 115/34.5kV se debe contemplar las adecuaciones necesarias para su conexión en 115kV/34.5kV.
- Construcción del patio de 34.5kV en doble barra doble interruptor.
- Construcción de un nuevo patio de 115kV en la Subestación Progreso 2 en esquema de interruptor y medio para la conexión de los 2 transformadores con los que contará esta subestación.
- Reubicación de la línea 230-25 de la S/E Progreso a la S/E Progreso 2 y su conexión en el patio de 115kV.

Costo: B/. 13,514,808

Entrada en Operación: 30/09/2026

30. Sistema BESS en S/E Panamá-3 en 230kV

El proyecto consiste en la adquisición de un Sistema BESS (Sistema de Almacenamiento de Energía de Baterías) con capacidad de 100MW el cual brindará soporte ante caídas de frecuencia y reactivo en el SIN.

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Adición de una nueva nave en 230kV en interruptor y medio para la conexión del Sistema Bess.

- 1 transformador de 100MVA en 230/13.8kV para la conexión de los módulos y el inversor.
- Adquisición de los módulos de Baterías que en conjunto tengan la capacidad de brindar soporte de 100MW.

Costo: B/. 129,933,227.75

Entrada en Operación: 30/10/2025

Tabla 7. 1 Resumen del Plan de Expansión de Transmisión de Corto Plazo

PERIODO DE CORTO PLAZO	FECHA	COSTO
SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	30/ene/24	6,809.00
LINEA PANAMA III - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV	18/mar/24	60,880.00
SUBESTACION PANAMA III 230 KV	18/mar/24	40,525.00
SUBESTACION SABANITAS 230 KV	18/mar/24	28,813.27
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	30/abr/24	6,971.19
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	30/jul/24	4,580.00
LÍNEA TELFERS - SABANITAS 230 KV	30/sep/24	33,016.65
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	31/dic/24	50,859.78
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	14/feb/25	7,736.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	29/abr/25	61,248.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL-LLS-EHI-CHO-PAN 230 KV 192 KM	05/jun/25	128,308.70
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	17/jul/25	2,000.00
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	23/oct/25	7,710.46
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	23/oct/25	29,006.59
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	24/oct/25	33,467.00
SISTEMA BESS EN S/E PANAMA 3 EN 230KV	30/oct/25	129,933.23
NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV	21/dic/25	34,149.00
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	31/dic/25	350.00
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	11/ene/26	15,213.00
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	20/feb/26	40,738.00
NUEVA S/E LA HUACA 230/115/34.5 KV	20/feb/26	38,246.00
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	21/feb/26	8,193.00
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	09/jun/26	74,509.29
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	09/jun/26	18,330.42
STATCOM S/E PANAMA III +/- 240 MVAR	14/jun/26	62,809.14
LINEA LT4 CHIRQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	30/jun/26	596,610.00
NUEVA S/E CHEPO 115/34.5 KV	30/sep/26	22,048.80
NUEVA S/E CHARCO AZUL 115/34.5 KV	30/sep/26	13,514.81
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	07/oct/26	19,536.00
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	07/oct/26	31,350.00
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	30/oct/26	16,585.22



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

08

CAPÍTULO VIII

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE
TRANSMISIÓN DE LARGO
PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 8

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

Diagnóstico de Largo Plazo

El sistema eléctrico de Panamá enfrenta desafíos críticos en su estabilidad de voltaje, especialmente cuando se opera cerca de su capacidad máxima de carga. Este problema se agrava debido al crecimiento constante de la demanda eléctrica y la distancia existente entre las fuentes de generación y los centros de consumo, lo que resulta en pérdidas significativas y una caída en el voltaje en las áreas de consumo.

Además, las líneas de transmisión muestran un comportamiento inherente que causa un consumo notable de potencia reactiva durante condiciones de alta carga, reduciendo la reserva reactiva disponible en el sistema. Este consumo de potencia reactiva contribuye aún más a la inestabilidad en el voltaje.

Dadas las condiciones del sistema eléctrico de Panamá se debe mencionar la importancia de:

- modernizar y expandir la red de transmisión para reducir las pérdidas de energía y mejorar la distribución eficiente de electricidad, especialmente en áreas de alta demanda

- reorganizar y optimizar la distribución de la carga en la red, minimizando así las pérdidas y manteniendo la estabilidad del voltaje.
- Establecer políticas regulatorias y proporcionar incentivos para impulsar la inversión en infraestructura eléctrica y promover la adopción de tecnologías avanzadas que aborden los desafíos presentes y futuros del sistema eléctrico de Panamá.
- Estimular programas de eficiencia energética para reducir la demanda y mejorar la utilización de la energía, aliviando la presión sobre el sistema y disminuyendo las pérdidas.

De igual forma ETESA tiene el desafío de mantener un sistema de transmisión que proporcione seguridad, eficiencia y la capacidad de transportar toda la energía desde su punto de generación hasta el consumo, garantizando que la misma cumpla con los criterios de calidad exigidos.

Basado en lo anterior se analizará el comportamiento del sistema para determinar con certeza las

condiciones que pudieran presentarse de no construir de manera oportuna los principales proyectos de transmisión.

En este análisis, se parte del supuesto de que todos los puntos de entrega de carga mantienen un factor de potencia de al menos 0.97 en cada uno. Este criterio se aplica debido a que el incumplimiento de este parámetro es uno de los factores que

impacto en el periodo de corto plazo y debe ser considerado al evaluar la operación del sistema eléctrico.

Sin duda la evaluación del sistema de transmisión es dependientes de la proyección de la demanda y el plan de expansión de generación propuesto, basado en esto se muestra el resumen por año de la generación entrante.

Tabla 8. 1 Plan de Generación

Tipo	Corto Plazo	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	Total
		2,278.59	2,399.35	2,509.72	2,630.19	2,732.77	2,818.80	2,915.67	3,006.05	3,124.61	3,228.78	3,314.49	
	1.87	68.40	251.00	0.00	0.00	200.00	0.00	0.00	120.00	0.00	0.00	0.00	641.27
	1336.20	364.95	139.00	19.96	100.00	0.00	0.00	150.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2,110.11
	0.00	5.32	7.78	0.00	228.46	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	65.30	306.86
	660.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	660.00

En la tabla anterior se resumen las proyecciones de crecimiento de la demanda y la composición futura de generación. Es notable la considerable cantidad de generación solar que se anticipa incorporar al sistema.

En un sistema eléctrico longitudinal, resulta crucial identificar las áreas de interconexión de los proyectos de generación. La distancia entre la generación y la carga incide directamente en la magnitud de las caídas de voltaje y en la aparición de condiciones inestables. Por ende, se hace imperativo mapear y monitorear estas zonas para garantizar un

adecuado control y operatividad del sistema.

Tabla 8. 2 Nueva Potencia Instalada por Subestación

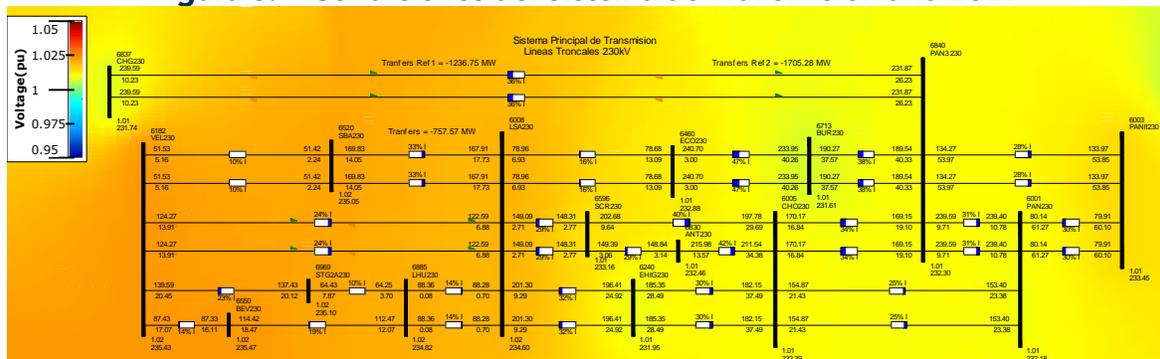
Subestacion	Zona	Potencia	Cantidad
Guasquitas	Occidente	87.78	3
Boqueron III	Occidente	54.97	6
Caldera	Occidente	5.50	1
Chiriqui Grande	Occidente	228.46	2
Mata de Nance	Occidente	78.15	9
Progreso	Occidente	291.25	10
San Bartolo	Occidente	378.91	24
Dominical	Occidente	1.17	1
Anton	Centro	250.40	4
Chorrera	Centro	41.20	5
El Coco	Centro	688.80	13
Santa Cruz	Centro	100.00	1
El Higo	Centro	39.80	3
Llano Sanchez	Centro	556.03	20
Sajalices	Centro	200.00	2
Sabanitas	Atlantico Norte	660.00	1
Pacora	Oriente	55.00	1

Actualmente, se emplea el flujo entrante en la Subestación (S/E) Llano Sánchez desde la zona Occidente como referencia para establecer los límites operativos del sistema. No obstante, a la luz del análisis previo y en vista de la proliferación de proyectos con inyección de energía en puntos posteriores a este punto de referencia, se propone modificar dicho enfoque. Se sugiere considerar la suma de los flujos entrantes a la S/E Chorrera, S/E Burunga y los flujos provenientes de la Línea de

Transmisión (4LT) como una referencia más representativa para definir los límites operativos del sistema.

Considerando la entrada oportuna de todos los proyectos de transmisión, la composición futura del plantel de generación y crecimiento de la demanda se espera que para el año 2027 no se presenten condiciones negativas en el sistema eléctrico.

Figura 8. 1 Condiciones del Sistema de Transmisión año 2027



Como se puede apreciar en los principales nodos del sistema el voltaje se mantiene por encima de 1.01pu y no se registran sobrecargas. La máxima capacidad de carga se evidencia en las líneas que conectan la S/E el Coco y S/E Burunga. Los flujos corresponden a el escenario de demanda máxima época lluviosa del 2027 y se calcula un flujo de 1705MW, para este escenario toda la generación destinada a cubrir la demanda regulada es totalmente renovable.

Otro aspecto relevante que se destaca a partir de este análisis es la gestión del despacho energético. Debido a la notable afluencia de parques solares durante la época seca y la disminución de esta durante el periodo nocturno, se vuelve imperativo utilizar centrales de ciclo combinado de gas natural licuado (CCGNL) y otras fuentes térmicas de generación para satisfacer la demanda media que se observa entre las 7 pm y las 10 pm (demanda media nocturna).

Tabla 8. 3 Despacho de Generación, Época Seca 2027

Tipo	MIN	MED-AM	MAXIMA	MED-PM	MED-NOCT
Eolica	328.81	305.83	328.81	329.10	328.81
Solar	0.00	1441.07	1557.46	854.07	0.00
Hidro Pasada	296.13	150.83	293.15	297.54	295.39
Hidro Embalse	124.00	0.00	0.00	45.00	530.00
Termica	850.75	209.00	266.00	637.00	911.25
Total	1599.70	2106.73	2445.42	2162.71	2065.45
Minera	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00

Tabla 8. 4 Porcentaje de Generación, Época Seca 2027

Tipo	MIN	MED-AM	MAXIMA	MED-PM	MED-NOCT
Eolica	20.6%	14.5%	13.4%	15.2%	15.9%
Solar	0.0%	68.4%	63.7%	39.5%	0.0%
Hidro Pasada	18.5%	7.2%	12.0%	13.8%	14.3%
Hidro Embalse	7.8%	0.0%	0.0%	2.1%	25.7%
Termica	53.2%	9.9%	10.9%	29.5%	44.1%

Es crucial tener en cuenta las limitaciones operativas de los CCGNL durante el periodo de demanda media matutina (7 am-12 pm). En este contexto, se plantea la necesidad de retirar del despacho generación hidroeléctrica, a pesar de que su capacidad ya se encuentra disminuida debido a la baja hidrología que caracteriza la época seca.

Como se puede observar en la tabla anterior, durante el período de demanda media matutina, se reducen 146 MW de generación de plantas hidroeléctricas de pasada (costo cero) para dar espacio a la generación mínima técnica de la Central de Ciclo Combinado de Gas Natural Licuado (CCGNL). Esta necesidad surge debido a que, en los períodos de demanda media nocturna y demanda mínima, en los

cuales no se cuenta con generación solar, es esencial despachar la Central de Ciclo Combinado de Gas Natural Licuado (CCGNL) para cubrir la demanda.

Bajo estas condiciones, se vislumbra la oportunidad de implementar sistemas de almacenamiento de energía (BESS) para optimizar la utilización de la generación hidroeléctrica que se desplazaría. Esta estrategia permitiría liberar la capacidad hidroeléctrica para dar cabida a la generación mínima operativa necesaria para los ciclos combinados de gas natural licuado (CCGNL).

El almacenamiento de energía mediante BESS posibilitaría acumular la energía producida por los parques solares durante el día y liberarla en momentos estratégicos, como la

demanda media nocturna, cuando se requiere la activación de las fuentes térmicas. De esta manera, se lograría una gestión más eficiente y óptima de la generación eléctrica en el sistema, optimizando recursos y manteniendo la estabilidad operativa.

Igualmente, preocupa la proliferación de numerosos proyectos que buscan conectarse a las subestaciones de ETESA, especialmente en el área de San Bartolo, Llano Sánchez, Boquerón y Progreso. Aunque muchos de estos proyectos están destinados a conectarse al sistema de distribución, esto repercute en el flujo a través de

los transformadores de cada subestación.

Los análisis efectuados consideran porcentajes promedio de generación solar calculados teniendo en cuenta el comportamiento horario de las plantas existentes en cada zona. No obstante, dentro de los datos se han observado momentos de picos de generación coincidentes que superan el 95%. En estas circunstancias, existe la posibilidad de alcanzar el límite de transformación en el estado N - 1 (condición de emergencia) en algunas subestaciones.

Figura 8. 2 Flujos TX, SE Llano Sanchez

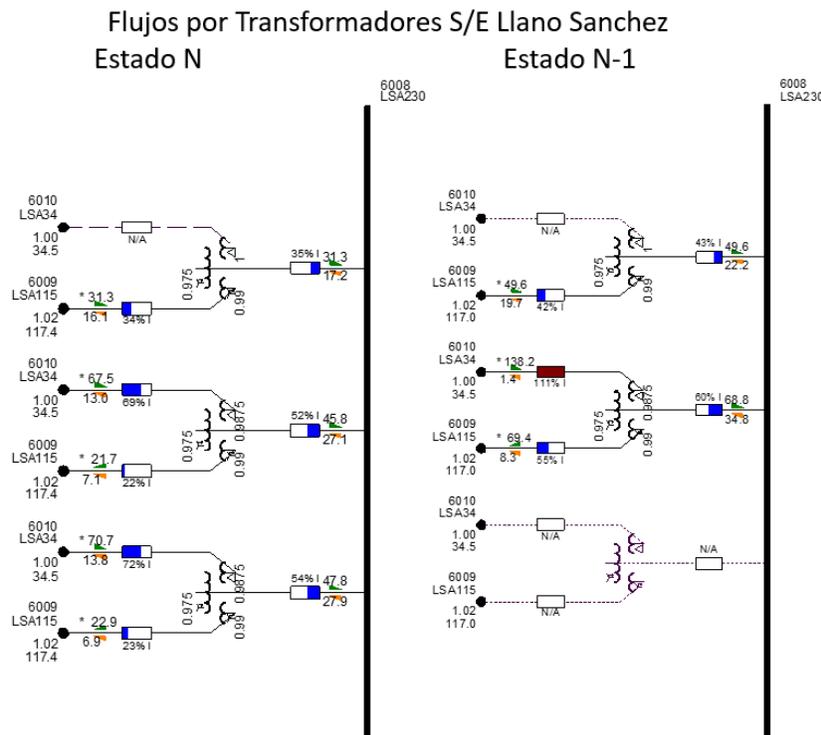


Figura 8. 3 Flujos TX SE Progreso 2

Flujos por Transformadores S/E Progreso 2
Estado N Estado N-1

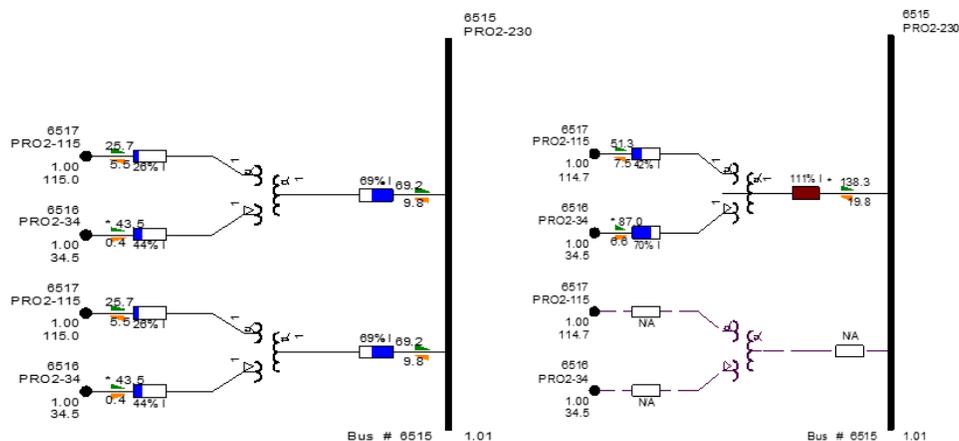
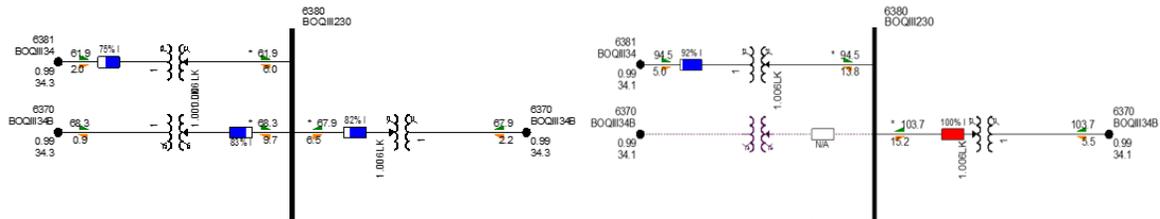


Figura 8. 4 flujos TX SE Boquerón III

Flujos por Transformadores S/E Boqueron III

Estado N Estado N-1

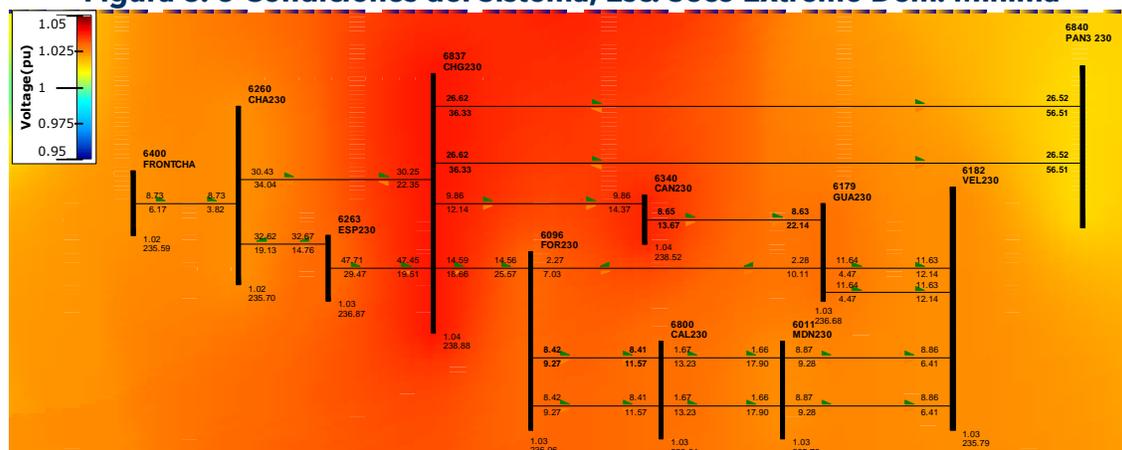


Bajo estas condiciones es necesario evaluar aumentar la capacidad de transformación en la S/E Boquerón III, Progreso 2 y Llano Sanchez.

Bajo condiciones de demanda nocturna muy baja y una hidrología críticamente baja, exacerbada por el fenómeno del Niño, se presentan situaciones de sobrevoltaje en el

sistema eléctrico. Operativamente, se ha tomado la medida de desconectar líneas de transmisión para abordar esta problemática. No obstante, en ciertos casos, es necesario sacar de servicio hasta 4 líneas, lo que puede afectar el funcionamiento de los componentes mecánicos de estas líneas.

Figura 8. 5 Condiciones del Sistema, Esc. Seco Extremo Dem. Mínima



Aunque los valores actuales están dentro de los límites establecidos (máximo 1.05 p.u.), operar el sistema en estas circunstancias conlleva un riesgo significativo. Por tanto, bajo estas circunstancias se recomienda operar el sistema manteniendo los voltajes en un máximo de 1.03 p.u. para garantizar la seguridad y estabilidad operativa.

Con el propósito de mantener el voltaje en las zonas afectadas por esta condición crítica, se requiere la instalación de bancos de reactores (60 MVAR) en la Subestación (S/E) Chiriquí Grande de 230 kV. Estos reactores desempeñarán un papel fundamental en la regulación y control de voltajes, contribuyendo así a mitigar los problemas asociados al sobrevoltaje y a mantener un sistema eléctrico confiable y estable.

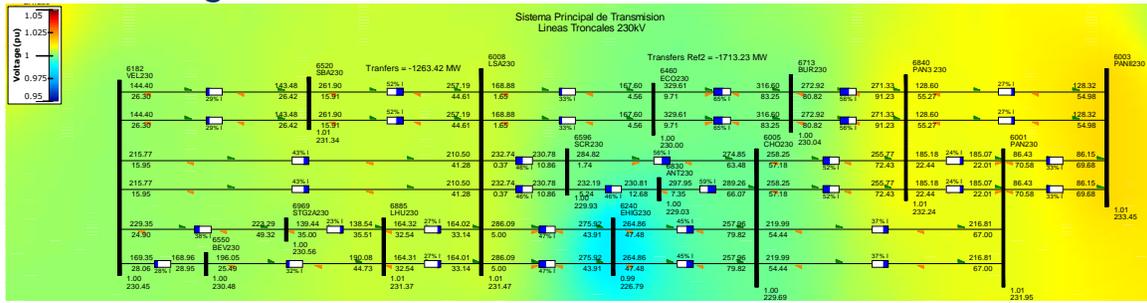
Queda patente que, ante diversos factores, la modernización del sistema de transmisión es imperativa. En el futuro, el activo de mayor relevancia para el Sistema

Interconectado Nacional (SIN) será, indudablemente, la Cuarta Línea de Transmisión (4LT). Es de vital importancia evaluar las condiciones que enfrentaría el SIN en caso de no contar con este componente crucial.

La 4LT se erige como un pilar esencial para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema eléctrico a gran escala. Su ausencia plantearía desafíos significativos en términos de capacidad de transmisión, redundancia, respuesta ante contingencias y, en última instancia, la operación eficiente y segura del SIN.

Ante esta realidad, es prioritario considerar estrategias de mejora y fortalecimiento de la infraestructura de transmisión, con especial enfoque en la 4LT, para asegurar que el Sistema Interconectado Nacional pueda afrontar los desafíos futuros y cumplir con las demandas crecientes de energía de manera efectiva y fiable.

Figura 8. 6 Condiciones del Sistema Sin la 4LT, año 2027

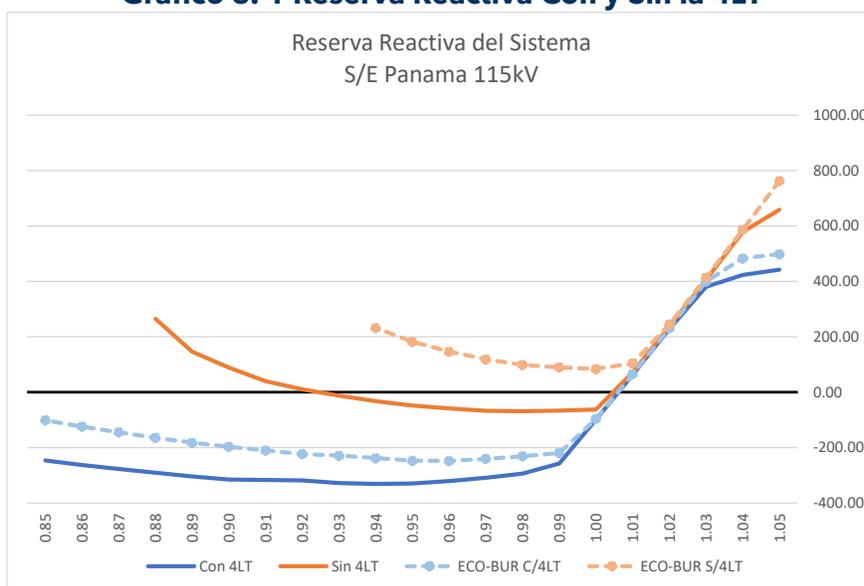


El primer aspecto que resalta en el análisis es la disminución del perfil de voltaje y el aumento en la capacidad de carga de las líneas de transmisión. Las líneas más afectadas son aquellas que conectan la Subestación (S/E) El Coco con la S/E Burunga, y de esta última hacia la S/E Panamá III. Un aspecto crítico que requiere seguimiento es el comportamiento de las líneas de transmisión cuya distancia supera los 80 km. En condiciones de alto flujo de energía, estas líneas operan como inductores y consumen potencia reactiva del sistema.

Este fenómeno se manifiesta cuando el flujo de potencia excede SIL (Surge Impedance Loading) o potencia natural de la línea, que para líneas de 230 kV es de 145 MW. Este comportamiento puede ocasionar inestabilidades de voltaje en el sistema en caso de una falla en dichas líneas. Por lo tanto, es esencial monitorear de cerca estas condiciones y tomar medidas adecuadas para mantener la estabilidad operativa y la seguridad del sistema eléctrico.

En estas circunstancias, es innegable que los niveles de reserva reactiva disminuyen de manera significativa, lo que dejaría al sistema vulnerable ante contingencias en las líneas con mayor flujo de energía

Gráfico 8. 1 Reserva Reactiva Con y Sin la 4LT



Como se observa, en el caso de una contingencia que afecte un circuito que conecta la S/E El Coco y la S/E Burunga, el sistema no contaría con la reserva reactiva suficiente para hacer frente a dicha eventualidad. En última instancia, ante esta falla, el sistema experimentaría un colapso debido a la inestabilidad del voltaje. Es imperativo tomar medidas para fortalecer la reserva reactiva y así garantizar la estabilidad operativa del sistema frente a contingencias críticas como esta.

Entre otras contingencias que podrían desencadenar un colapso en el sistema se encuentran la pérdida de los STATCOM en la S/E Panamá III, STATCOM S/E Panamá II, así como la falla del circuito que conecta la S/E Chorrera y la S/E Santa Cruz. Es importante destacar que para líneas de 230kV que superan los 100 km de longitud y transportan un flujo muy superior a su Carga de Impedancia

de Sobretensión (SIL) establecida en 140MW, bajo esta condición estarían consumiendo una cantidad sustancial de potencia reactiva del sistema, lo cual podría causar con mayor facilidad inestabilidad al momento de una falla. En este escenario, Abordar estas situaciones críticas es esencial para evitar el colapso del sistema y mantener su estabilidad operativa, lo que podría implicar fortalecer la capacidad de reserva reactiva y aplicar estrategias para mitigar los riesgos asociados a las contingencias mencionadas.

Como medida de mitigación, sería necesario reducir el flujo de energía a través de estas líneas, lo que a su vez implicaría limitar la generación conectada en la zona occidente del país y, como resultado, realizar el despacho de generación forzada en proximidad al centro de carga. Con esta generación forzada, se podría brindar el respaldo necesario para

garantizar la eliminación de los problemas de inestabilidad de voltaje.

No obstante, se considera que esta medida podría no ser viable, ya que ETESA está obligada a garantizar un sistema de transmisión que permita cumplir con el despacho económico de energía y, al mismo tiempo, mantener los niveles de seguridad y confiabilidad del sistema de transmisión. En consecuencia, se requiere un enfoque más integral y estratégico para abordar los desafíos de inestabilidad de voltaje en el sistema eléctrico sin comprometer el despacho económico ni la seguridad operativa.

Una alternativa a considerar sería la instalación de compensación reactiva, cuyo propósito es contrarrestar el consumo de energía reactiva por parte de las líneas eléctricas que presentan esta necesidad. No obstante, a medida que pasan los años y con la incorporación de nuevos proyectos de generación, es probable que el flujo de energía en la red aumente, lo que exigirá una mayor capacidad de compensación reactiva para mantener el equilibrio del sistema.

Análisis del Largo Plazo

En el horizonte a corto plazo, se anticipa el comienzo de las operaciones del proyecto Cuarta Línea de Transmisión (4LT). Aunque esta línea está diseñada para operar a una tensión de 500 kV en el futuro, inicialmente se desplegará operando a 230 kV. En este contexto, se llevará a cabo un análisis del comportamiento del Sistema de Interconexión Nacional (SIN) considerando la permanencia de la línea operando a 230 kV.

El plan de generación plantea un desafío significativo para el plan de expansión de la transmisión, especialmente debido a la creciente cantidad de proyectos de energía renovable que se espera entren en funcionamiento. El principal criterio por considerar en este contexto es el cumplimiento del despacho de mínimo costo, asegurando que el sistema pueda despachar toda la generación de energía renovable de manera eficiente. A continuación, se presenta un resumen del despacho de generación, que será esencial para lograr una operación eficaz del sistema eléctrico.

Tabla 8. 5 Despachos Escenario sin 4LT

Tipo	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Eolica	96.37	195.93	195.93	195.93	295.93	295.93	295.93	355.93	355.93	355.93	285.93
Solar	1292.84	1301.37	1313.53	1368.99	1368.99	1368.99	1475.17	1475.17	1475.17	1475.17	1475.17
Hidro Pasada	1050.99	1058.72	1157.68	1171.70	1171.99	1170.12	1171.66	1172.56	1170.74	1172.46	1228.88
Hidro Embalse	23.00	36.00	49.00	112.00	117.00	216.00	214.00	253.00	392.00	493.00	493.00
Bayano	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	120.00
Termica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.00	0.00
Total	2463.20	2592.02	2716.14	2848.62	2953.91	3051.04	3156.76	3256.66	3393.84	3514.56	3602.98
Minera	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00

El enfoque en el despacho de generación es crucial para garantizar la capacidad de abastecer toda la demanda regulada con fuentes de energía renovable, particularmente durante las épocas lluviosas. Esto demuestra la importancia de una planificación cuidadosa en la transmisión de energía y la gestión de recursos renovables para optimizar la utilización de estas

fuentes sostenibles en la matriz energética y reducir la dependencia de fuentes no renovables en momentos de alta demanda.

Tomando en cuenta lo anterior se muestran las condiciones operativas considerando la cuarta línea operando en 230kV durante todo el periodo de estudio.

Figura 8. 7 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2027

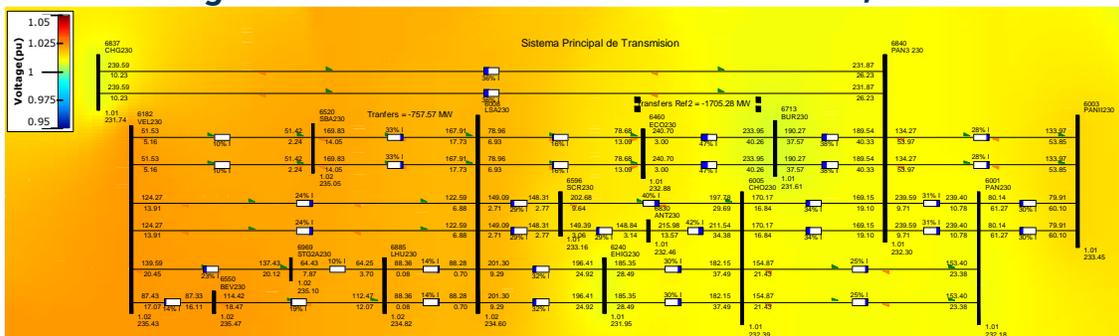


Figura 8. 8 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2028

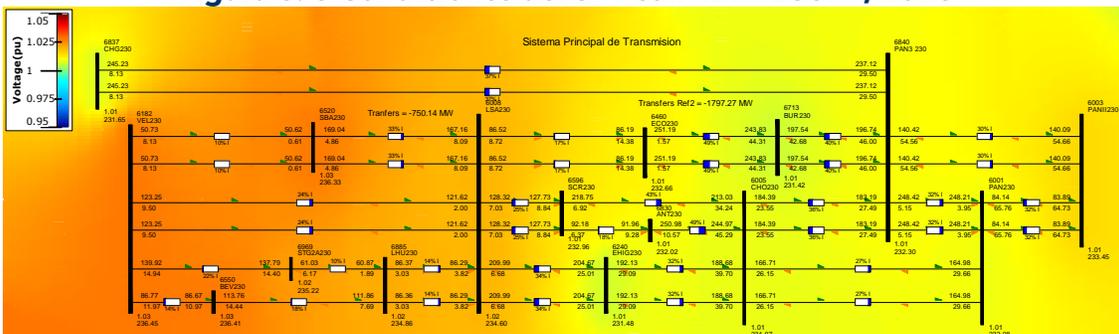


Figura 8. 9 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2029

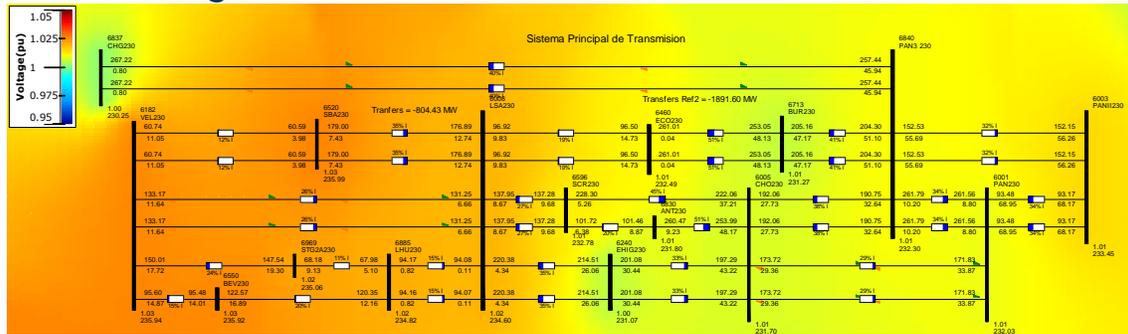
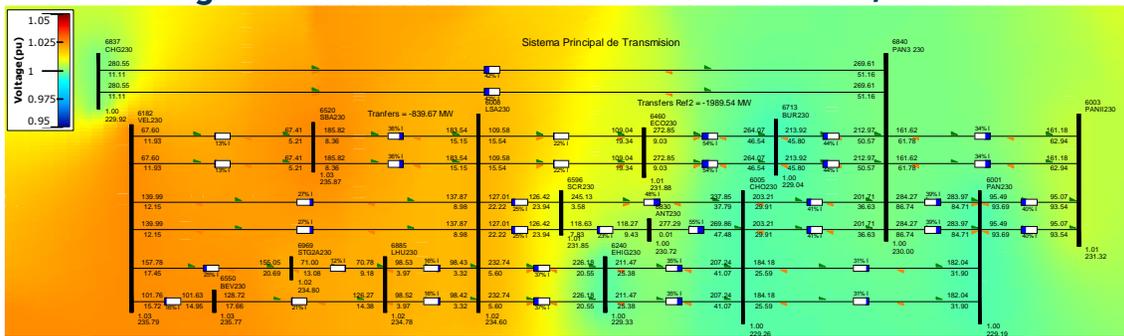


Figura 8. 10 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2030



En el año 2030, se puede observar una marcada disminución en el perfil de voltaje en la zona oriental del país en comparación con años previos. Debido a esta situación, se hace necesario considerar la instalación de compensación reactiva en estas áreas. Un aspecto adicional que destaca es que, en estas circunstancias, las líneas de transmisión cuya longitud supera los 100 km, como El Coco-Burunga,

Chorrera-Santa Cruz y la Cuarta Línea de Transmisión (4LT), consumen una cantidad significativa de potencia reactiva del sistema. Bajo estas condiciones, el sistema podría enfrentar problemas de inestabilidad en caso de una falla en estas líneas, lo que podría resultar en un colapso del sistema.

Figura 8. 11 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2030 con refuerzos

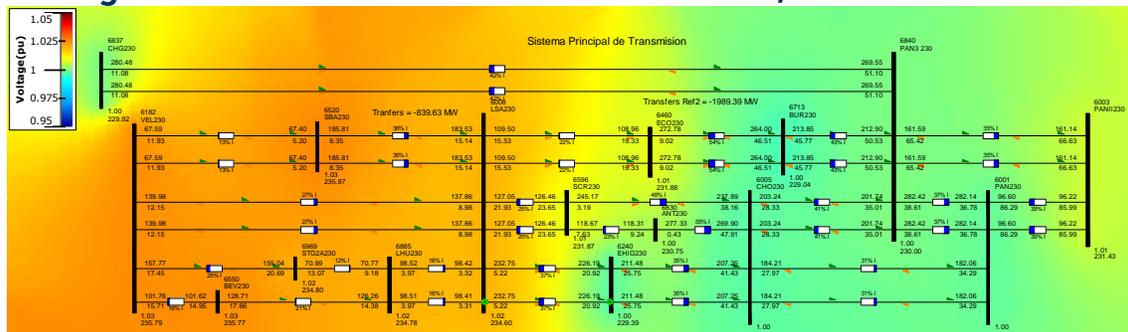


Figura 8. 12 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2031 con refuerzos

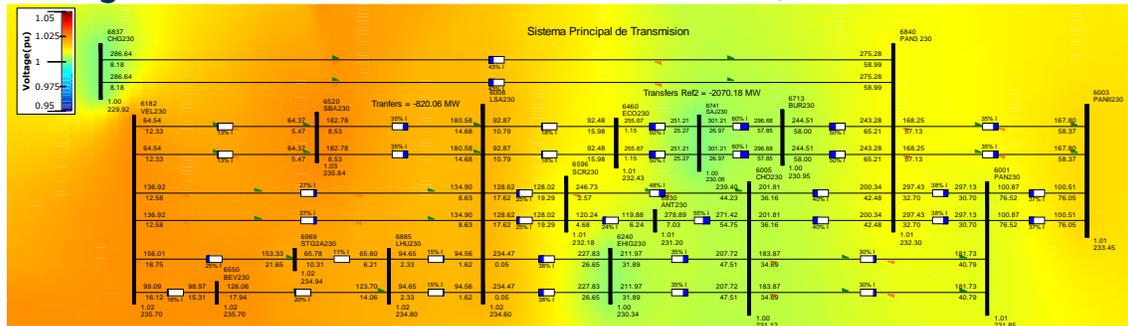


Figura 8. 13 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2033 con refuerzos

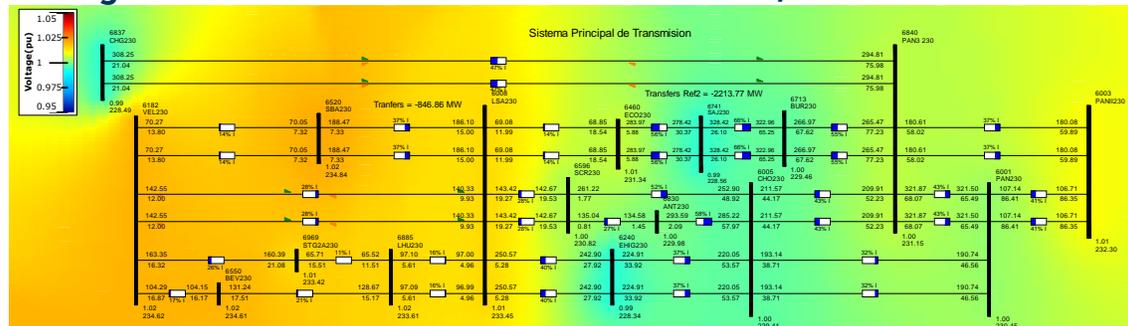


Figura 8. 14 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2035 con refuerzos

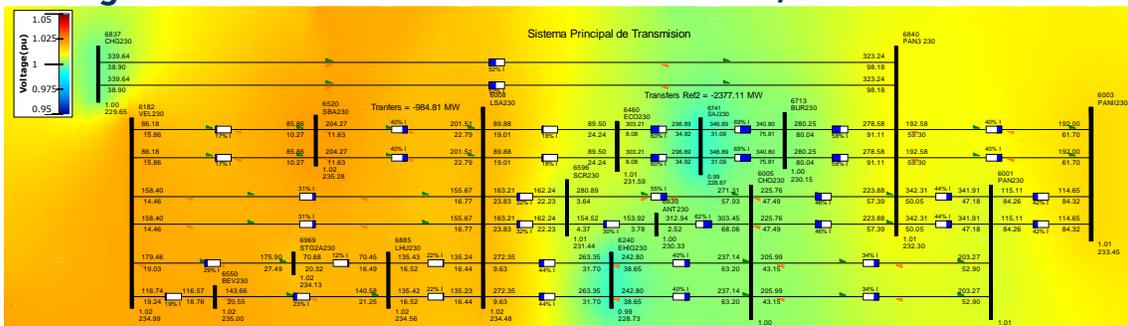
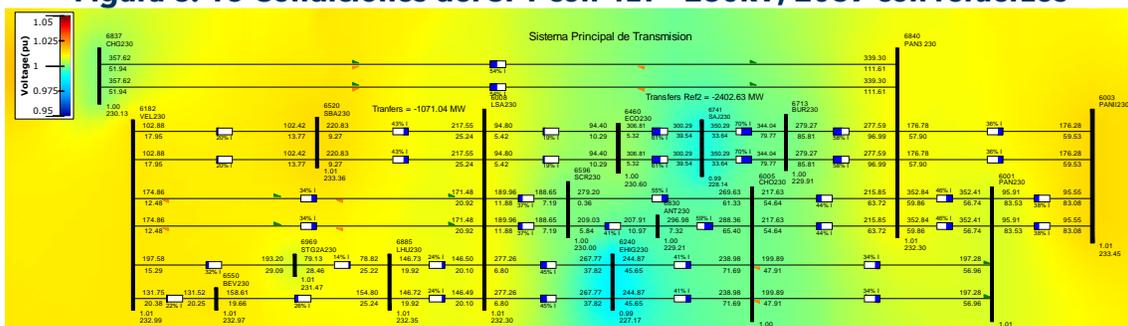


Figura 8. 15 Condiciones del SPT con 4LT - 230kV, 2037 con refuerzos



Las pérdidas superan el 3.58% y llegan al 4.85%, Estas pérdidas son cruciales en la gestión de sistemas eléctricos de alta tensión, ya que altos porcentajes de pérdida pueden impactar negativamente en la eficiencia operativa y aumentar los costos.

Tabla 8. 6 Pérdidas con 4LT 230kV

Año	Pérdidas (MW)	% Pérdidas
2027	88.08	3.58%
2028	93.11	3.59%
2029	105.65	3.89%
2030	114.90	4.03%
2031	116.81	3.95%
2032	125.76	4.12%
2033	132.80	4.21%
2034	139.99	4.30%
2035	155.97	4.60%
2036	170.36	4.85%
2037	171.21	4.79%

Para mantener las condiciones operativas del Sistema Interconectado Nacional dentro de

los márgenes requeridos, es esencial llevar a cabo la instalación de compensación reactiva y aumentar la capacidad de las líneas de transmisión. A continuación, se presenta una lista de los refuerzos necesarios.

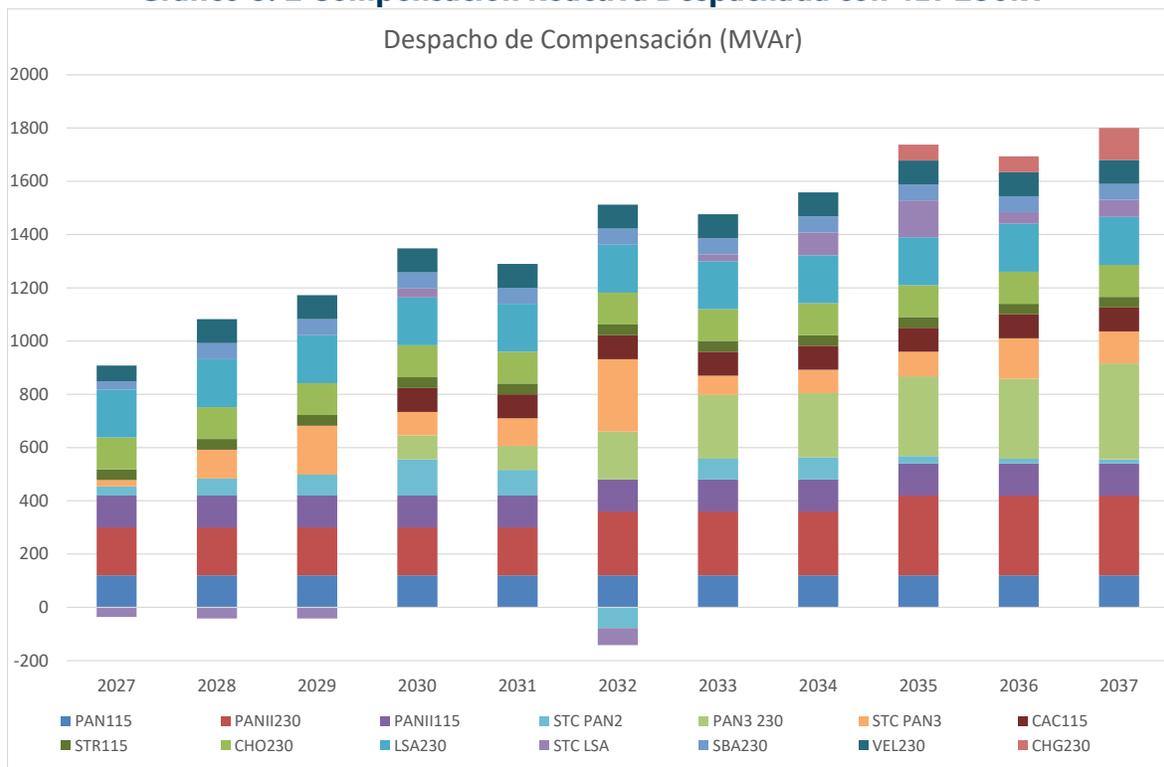
Tabla 8. 7 Refuerzos adicionales con 4LT 230kV

Año	Proyecto	
2030	90MVAR	S/E Caceres
2031	90MVAR	S/E Panama 3
	Linea Sajalices - Burunga	
2032	60MVAR	S/E Panama II
	90MVAR	S/E Panama 3
2033	60MVAR	S/E Panama 3
	Linea Burunga - Panama 3	
2034	T4	S/E Chorrera
2035	60MVAR	S/E Chiriqui Grande
	30MVAR	S/E Chorrera
	60MVAR	S/E Panama II
	60MVAR	S/E Panama 3
2037	60MVAR	S/E Chiriqui Grande
	60MVAR	S/E Panama 3

Tabla 8. 8 Compensación Reactiva Despachada con 4LT 230kV

Numero bus	Nombre bus	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
6002	PAN115	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
6003	PANII230	180	180	180	180	180	240	240	240	300	300	300
6004	PANII115	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
6005	CHO230	90	90	90	90	90	90	90	90	120	120	120
6008	LSA230	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180	180
6018	CAC115				90	90	90	90	90	90	90	90
6173	STR115	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
6182	VEL230	60	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
6520	SBA230	30	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
6837	CHG230									60	60	120
6840	PAN3 230				90	90	180	240	240	300	300	360
TOTAL		820	880	880	1060	1060	1210	1270	1270	1480	1480	1600
6812	STC LSA	-36	-42	-42	34	0	-64	26	86	138	44	64
6817	STC PAN2	34	64	78	136	96	-78	78	84	28	18	16
6820	STC PAN3	24	108	184	88	104	272	72	88	92	152	120

Gráfico 8. 2 Compensación Reactiva Despachada con 4LT 230kV



A mediano plazo, se prevé la necesidad de elevar el voltaje de operación de la Cuarta Línea de Transmisión. Desde su diseño inicial, esta línea se proyectó para operar a 500 kV, aunque comenzará su operación a 230 kV. No obstante, es esencial definir las condiciones bajo las cuales el sistema requiere este cambio. Como se mencionó previamente, se pudo observar que para el año 2030 se necesitarán los primeros refuerzos para mantener la operación confiable del sistema. El siguiente análisis se llevará a cabo considerando la operación de la línea a 500 kV.

Una línea de 500 kV es una infraestructura clave en sistemas eléctricos de gran envergadura que permite la transmisión eficiente y confiable de grandes cantidades de energía eléctrica a larga distancia. Su diseño, mantenimiento y operación son críticos para la estabilidad y confiabilidad de la red eléctrica.

Al igual que el escenario anterior toda la demanda regulada podría ser abastecida con fuentes renovables, lo que permitiría reducir el costo de generación y presentar una mejor oferta de precios al consumidor final.

Tabla 8. 9 Resumen de Despacho con 4LT 500kV

Tipo	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
Eolica	195.93	195.93	195.93	295.93	295.93	295.93	355.93	355.93	355.93	285.93
Solar	1301.37	1313.53	1368.99	1368.99	1368.99	1475.17	1475.17	1475.17	1475.17	1475.17
Hidro Pasada	1058.50	1158.32	1171.03	1171.09	1176.30	1168.65	1171.02	1167.76	1170.13	1280.12
Hidro Embalse	5.00	10.00	67.00	73.00	157.00	162.00	196.00	328.00	439.00	493.00
Bayano	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	50.00
Termica	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total	2560.80	2677.78	2802.95	2909.01	2998.22	3101.75	3198.12	3326.86	3440.23	3584.22
Minera	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	0.00	24.00	24.00	24.00	24.00

De igual forma se presentan las condiciones operativas del sistema de transmisión considerando la operación de la cuarta línea operando desde el 2028 a 500kV.

Figura 8. 16 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2028

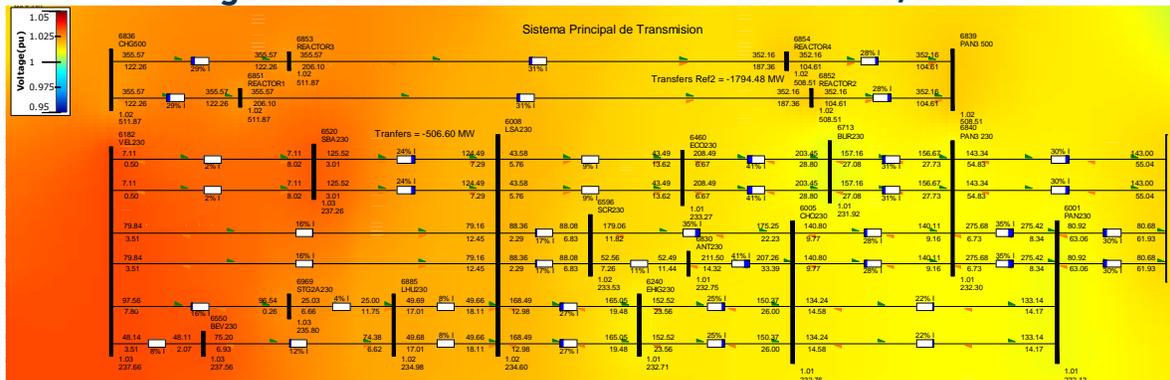


Figura 8. 17 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2029

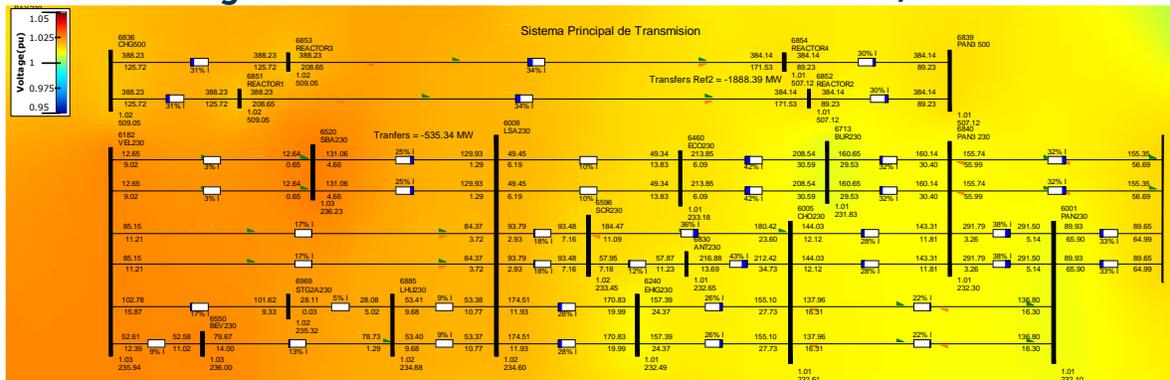


Figura 8. 18 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2030

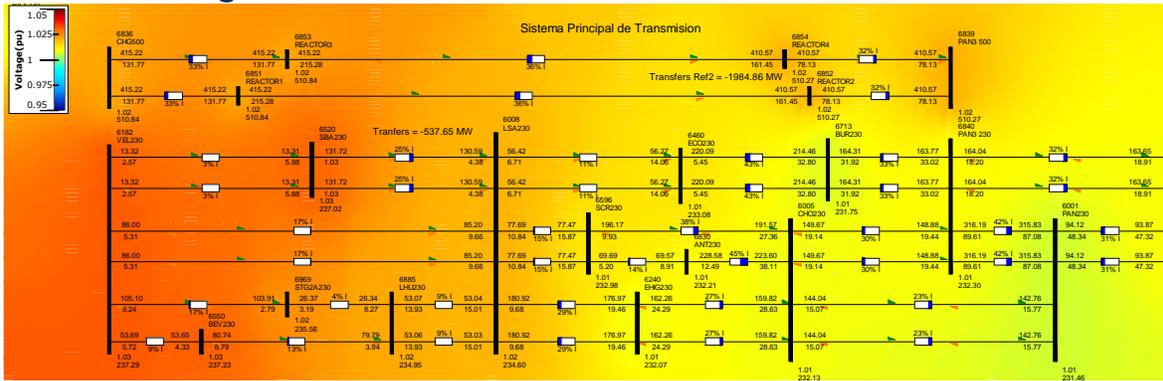


Figura 8. 19 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2031

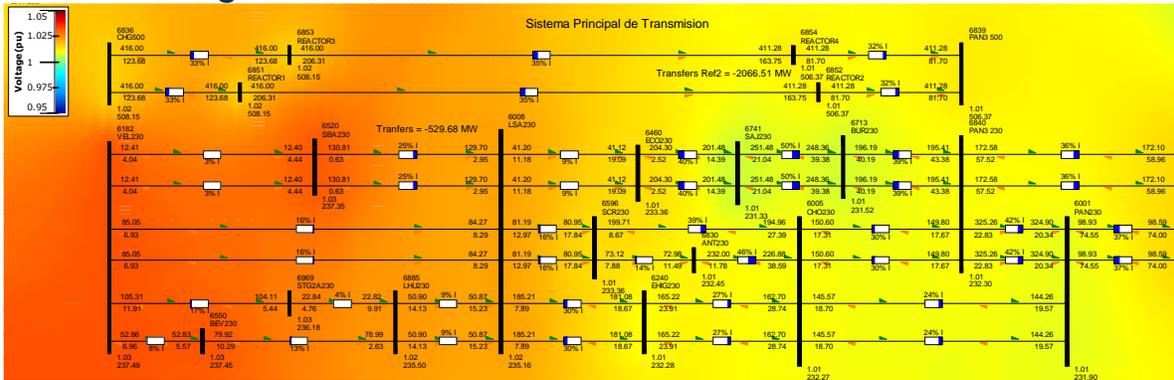


Figura 8. 20 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2033

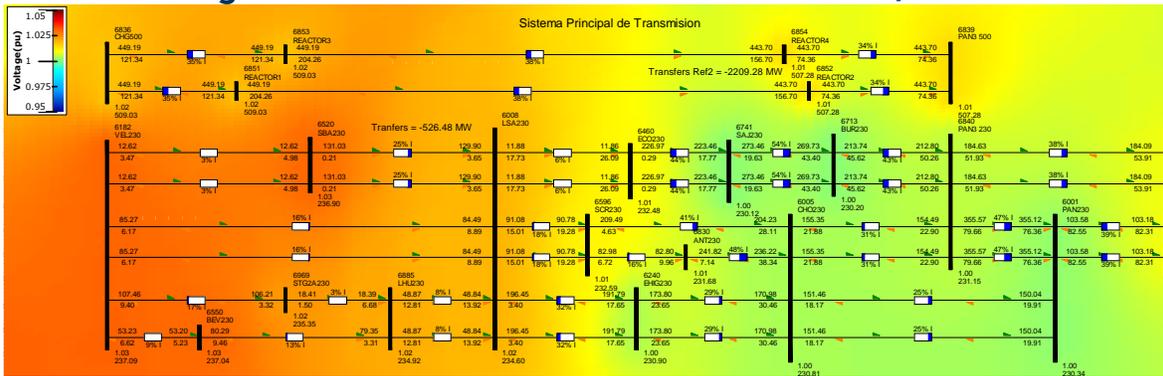


Figura 8. 21 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2033 con refuerzos

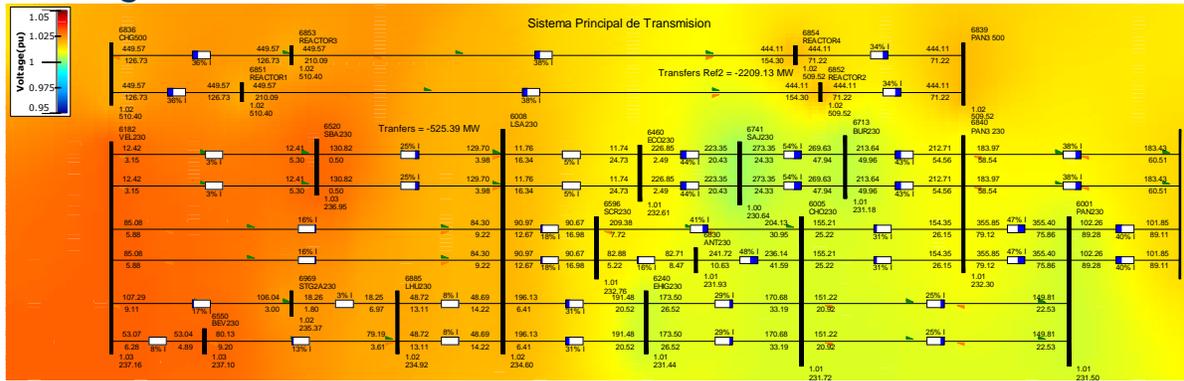


Figura 8. 22 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2035 con refuerzos

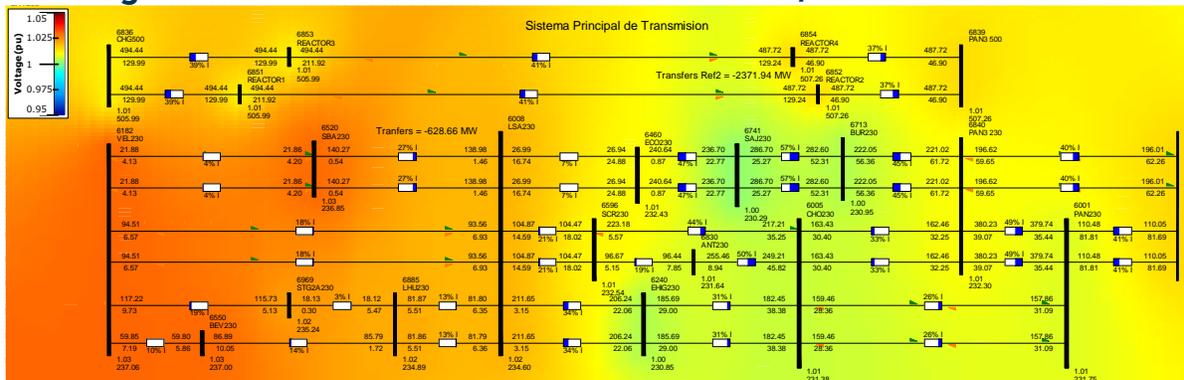
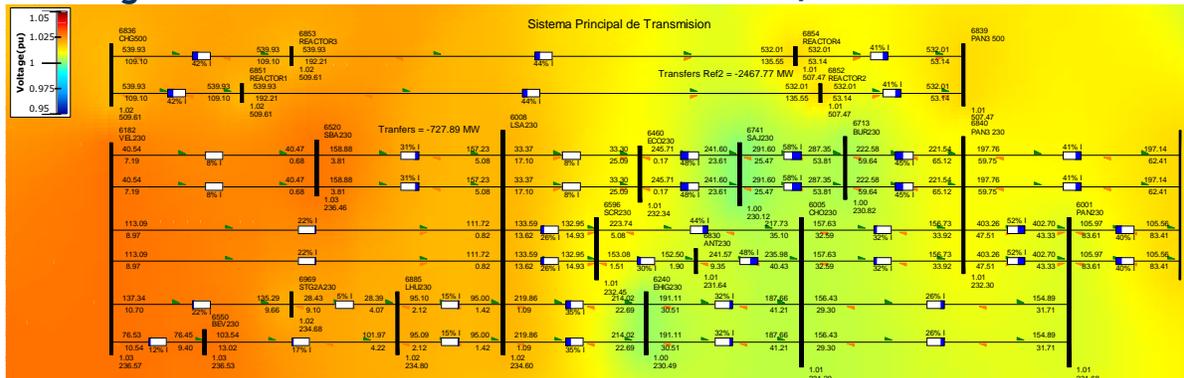


Figura 8. 23 Condiciones del SPT con 4LT - 500kV, 2037 con refuerzos



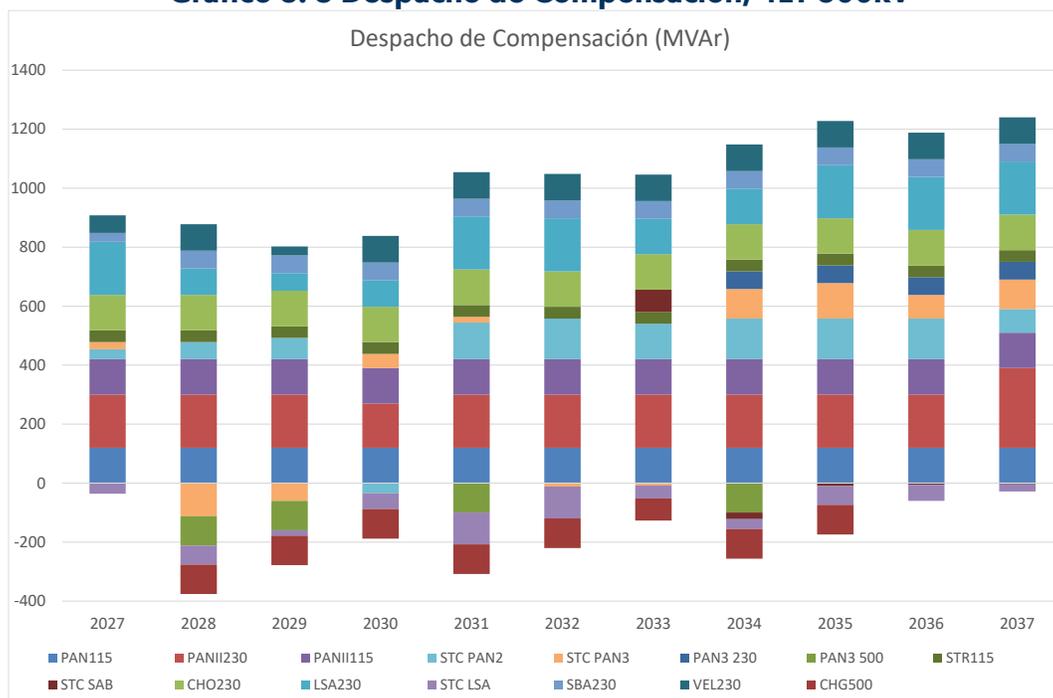
Comparada con la operación de la línea a 230 kV, su operación a 500 kV muestra una mejora significativa en las condiciones del perfil de voltaje del sistema. Esto se traduce en una

reducción de la cantidad necesaria de compensación reactiva para mantener el sistema en niveles adecuados de voltaje y estabilidad.

Tabla 8. 10 Despacho de Compensación, 4LT 500kV

Numero bus	Nombre bus	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037
6002	PAN115	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
6003	PANII230	180	180	180	150	180	180	180	180	180	180	270
6004	PANII115	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
6005	CHO230	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
6008	LSA230	180	90	60	90	180	180	120	120	180	180	180
6173	STR115	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
6182	VEL230	60	90	30	90	90	90	90	90	90	90	90
6520	SBA230	30	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
6836	CHG500		-100	-100	-100	-100	-100	-75	-100	-100	0	0
6839	PAN3 500		-100	-100	0	-100	0	0	-100	0	0	0
6840	PAN3 230								60	60	60	60
TOTAL Bancos Capacitores		820	790	700	760	880	880	820	880	940	940	1030
TOTAL Reactores			-200	-200	-100	-200	-100	-75	-200	-100	0	0
6812	STC LSA	-36	-64	-18	-54	-108	-108	-44	-34	-64	-54	-24
6817	STC PAN2	34	58	72	-34	124	138	120	138	138	138	80
6820	STC PAN3	24	-112	-60	48	20	-12	-8	100	120	80	100
6403	STC SAB							76	-22	-10	-6	-4

Gráfico 8. 3 Despacho de Compensación, 4LT 500kV



En este escenario se requiere una cantidad menos de refuerzos que se detallan a continuación.

Tabla 8. 11 Nuevos Refuerzos con 4LT 500kV

Año	Proyecto	
2033	STC ±120VAR	S/E Sabanitas
2034	60MVAR	S/E Panama 3
	T4	S/E Chorrera
2037	60MVAR	S/E Panama II

En cuanto a los porcentajes de pérdida operando la cuarta línea en 500 kV. El mayor porcentaje de pérdida es del 3.05% sin embargo es bastante bajo y es un indicador positivo en términos de eficiencia en la transmisión de energía eléctrica.

Es fundamental mantener las pérdidas de energía bajo control para garantizar que la energía se transmita de manera efectiva desde la fuente de generación hasta los consumidores finales. Reducir las pérdidas de energía es un objetivo clave en la planificación y operación de sistemas eléctricos.

Tabla 8. 12 Perdidas con 4LT 500kV

Año	Perdidas (MW)	% Perdidas
2028	63.75	2.49%
2029	69.72	2.60%
2030	72.64	2.59%
2031	74.64	2.57%
2032	76.20	2.54%
2033	81.36	2.62%
2034	85.49	2.67%
2035	93.13	2.80%
2036	100.45	2.92%
2037	106.75	3.05%

Tal como se vio con anterioridad, cualquiera de las dos alternativas de operación de la cuarta línea (a 230kV o 500kV) presentan condiciones favorables para el sistema, sin embargo, es importante determinar el momento oportuno en que la línea opere a 500kV. En el escenario donde la cuarta línea se mantiene operando a 230kV, para el año 2030 se requerirá la instalación de compensación reactiva para mantener los niveles de reserva y evitar problemas de inestabilidad de voltaje.

En ese sentido, el año crítico de operación de la cuarta línea en 230kV es el año 2030, ya que, sin adecuaciones adicionales, el sistema podría enfrentar problemas de inestabilidad de voltaje debido a la falta de capacidad para manejar la demanda y los flujos de energía. Por lo tanto, es esencial planificar la transición a 500kV o tomar medidas para abordar los desafíos que puedan surgir si se mantiene la operación a 230kV más allá de ese año.

A continuaciones se presenta los niveles de reserva para ambas alternativas.

Gráfico 8. 4 Niveles de Reserva año 2028

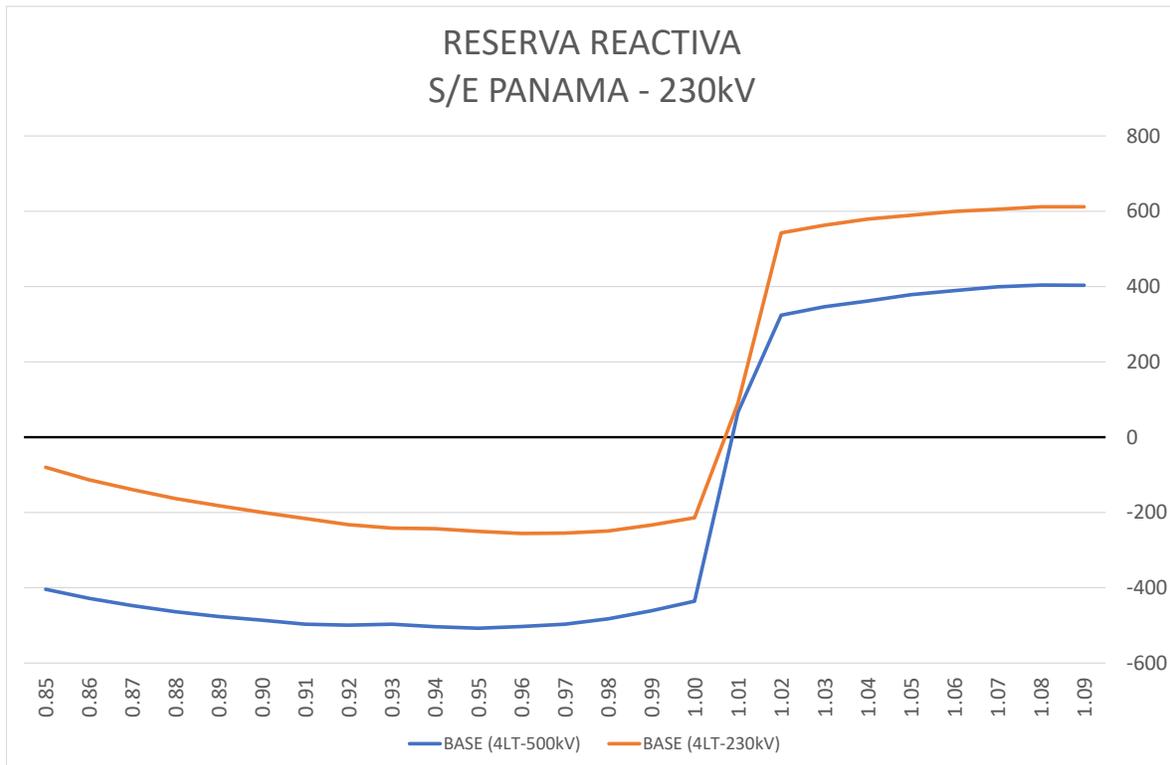


Gráfico 8. 5 Niveles de Reserva año 2028, Contingencia 4LT

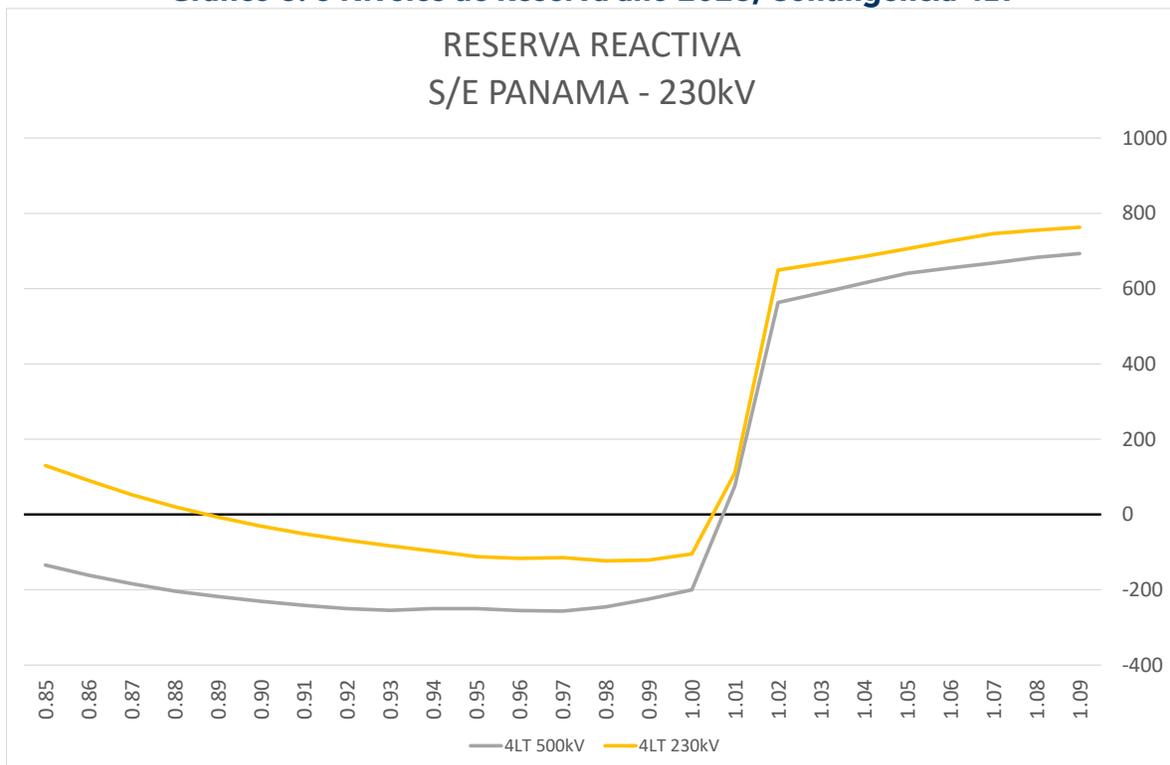


Gráfico 8. 6 Niveles de Reserva año 2028, Contingencia El Coco - Burunga

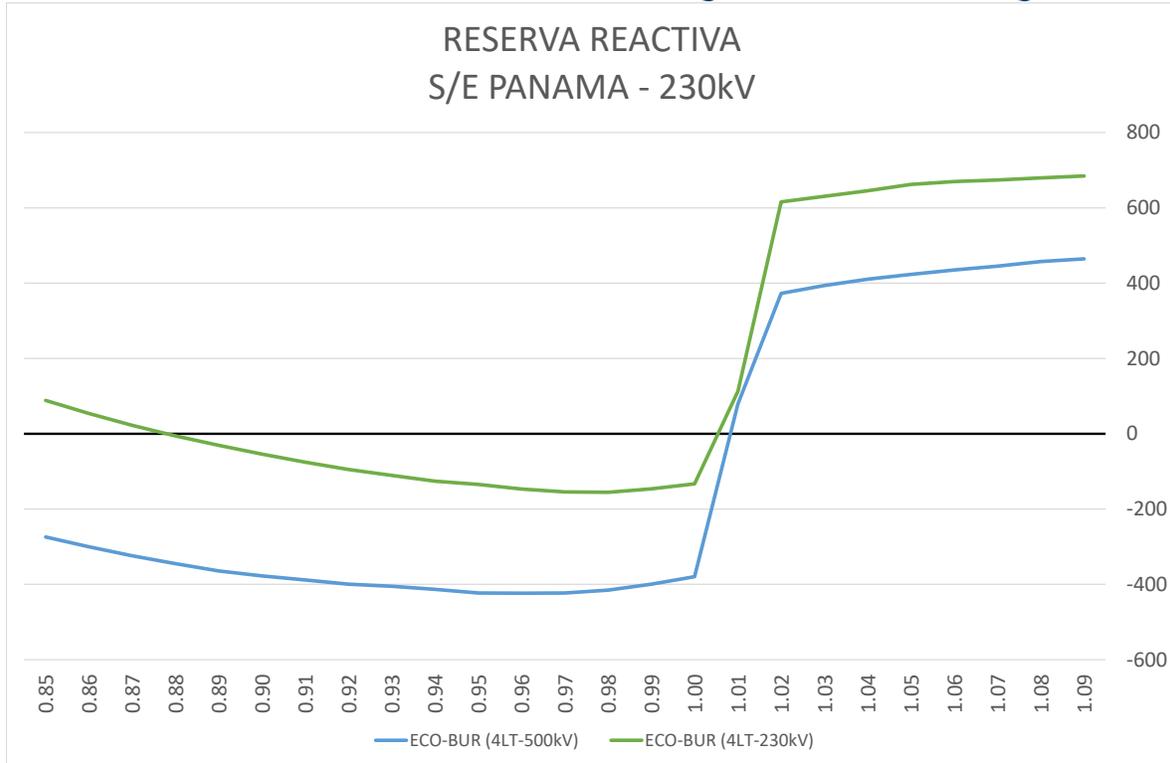


Gráfico 8. 7 Niveles de Reserva año 2029

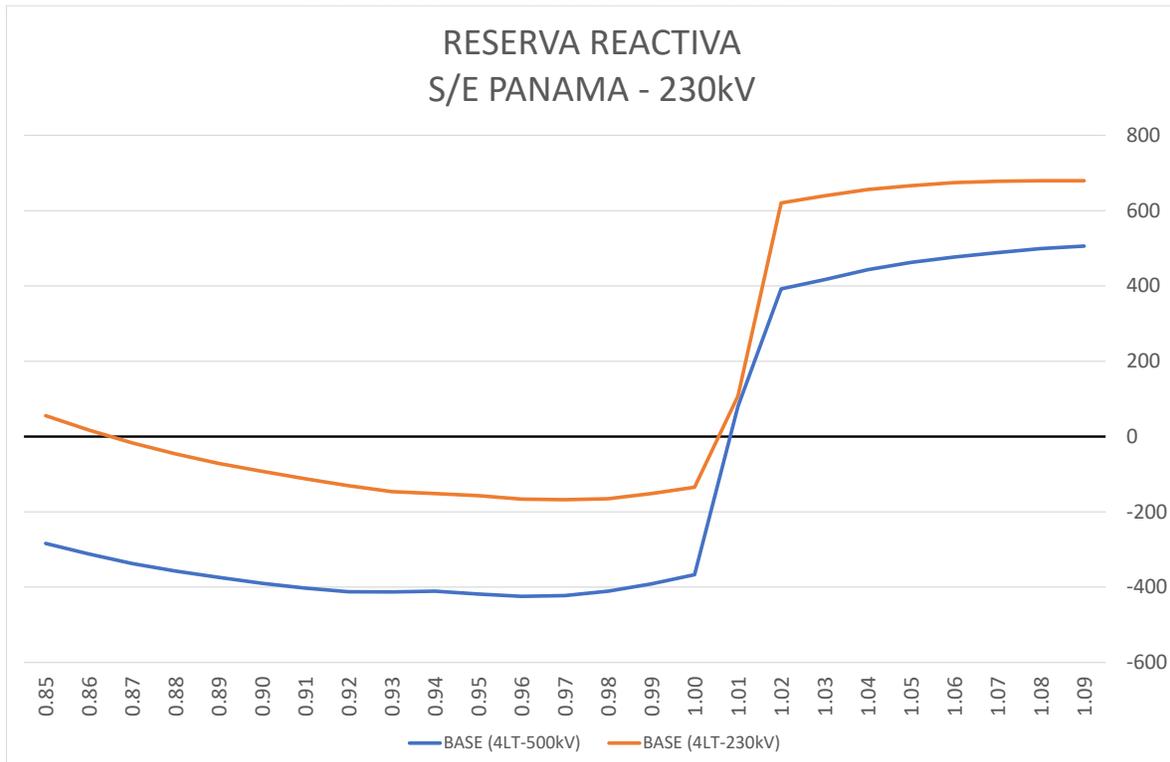


Gráfico 8. 8 Niveles de Reserva año 2029, Contingencia 4LT

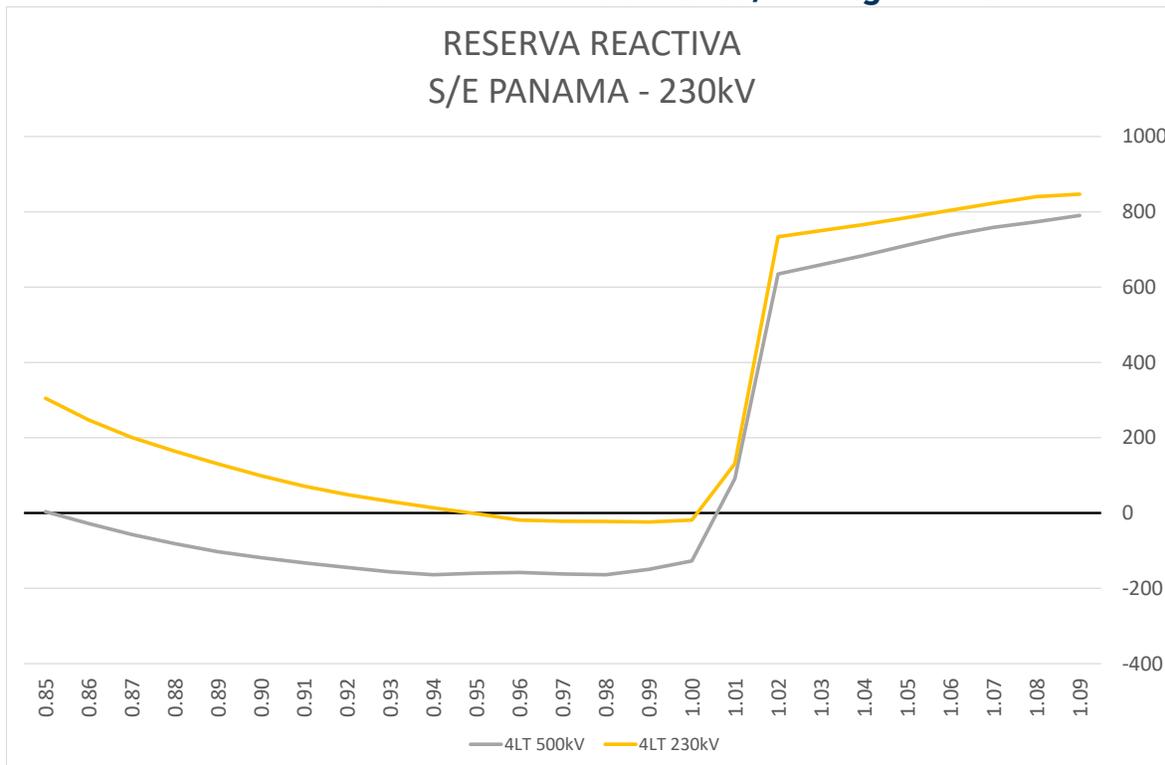


Gráfico 8. 9 Niveles de Reserva año 2029, Contingencia El Coco - Burunga

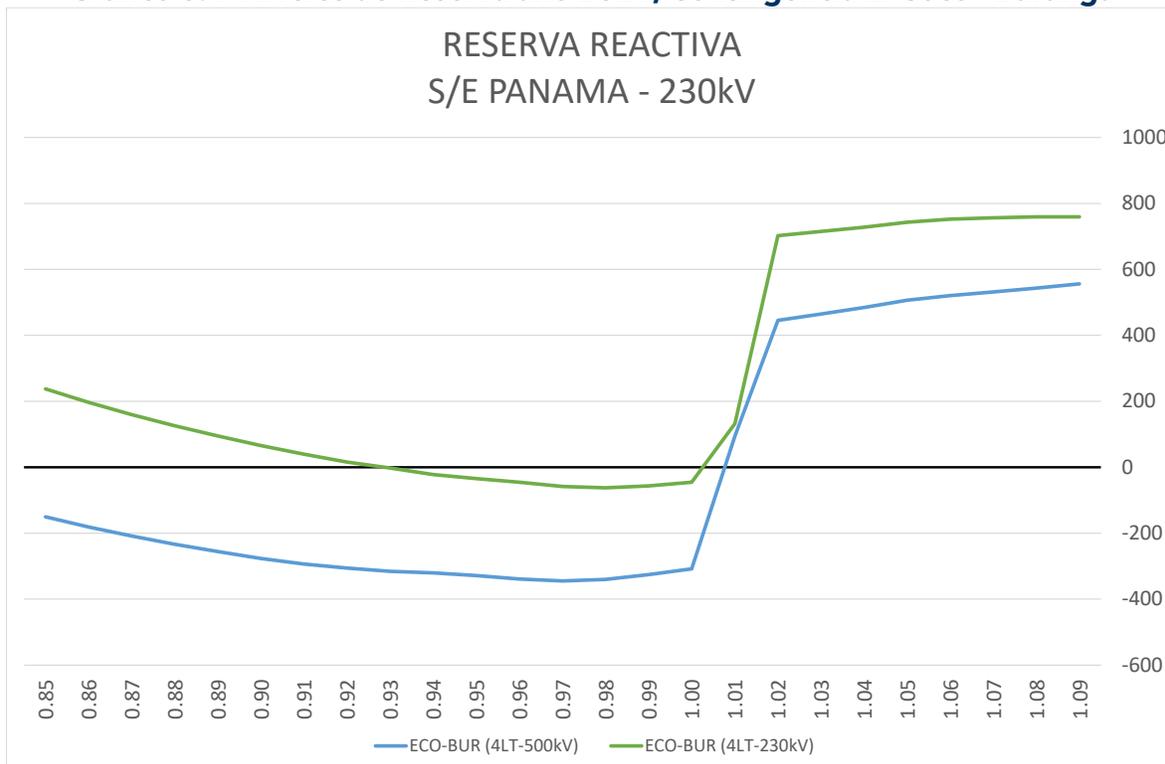


Gráfico 8. 10 Niveles de Reserva año 2030

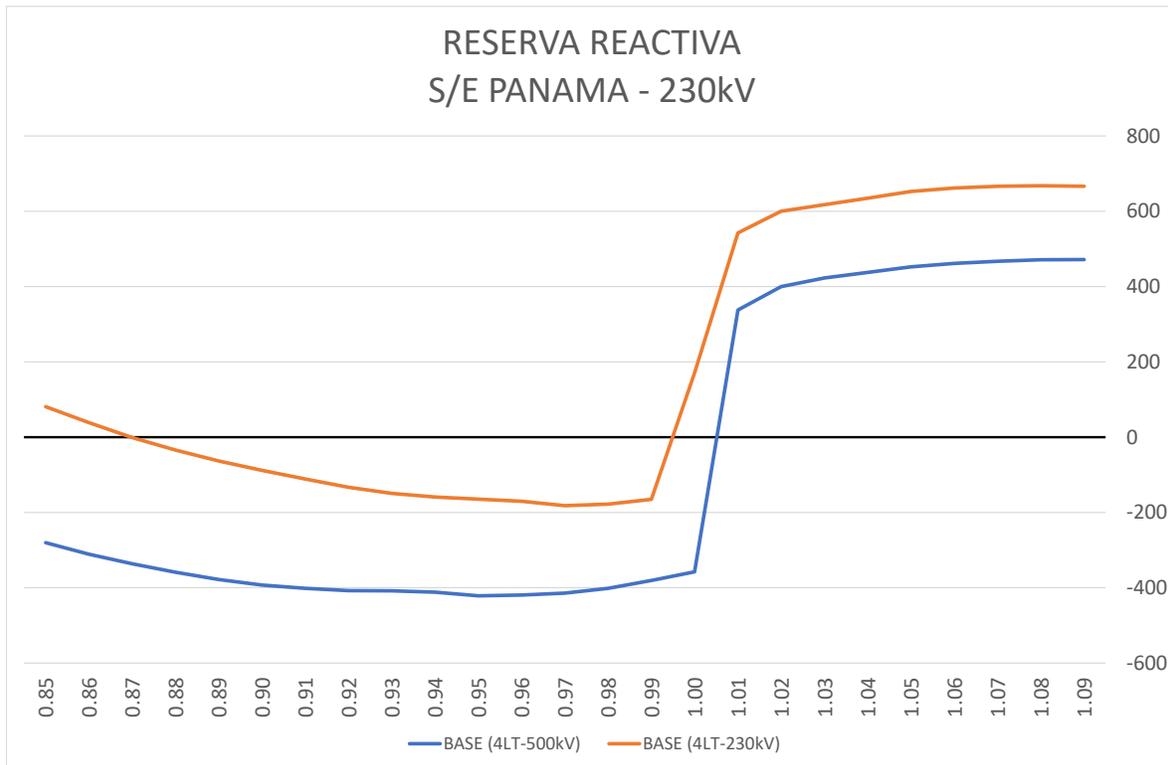


Gráfico 8. 11 Niveles de Reserva año 2030, Contingencia 4LT

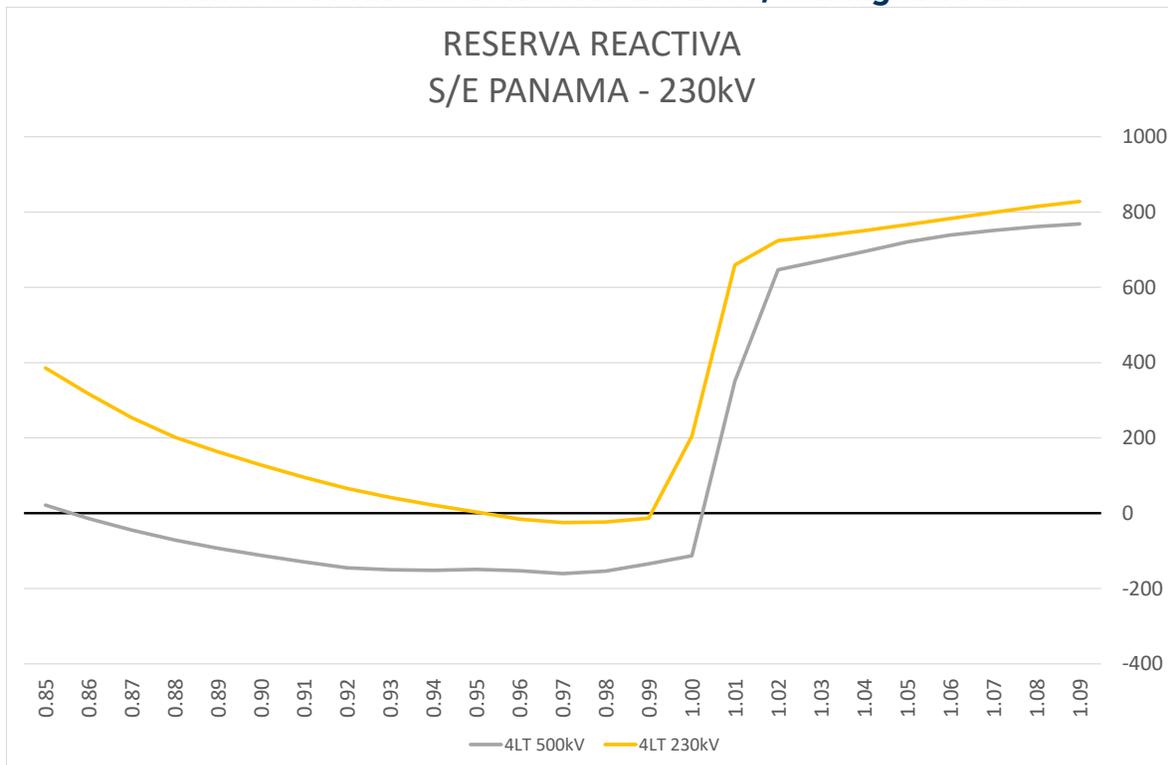
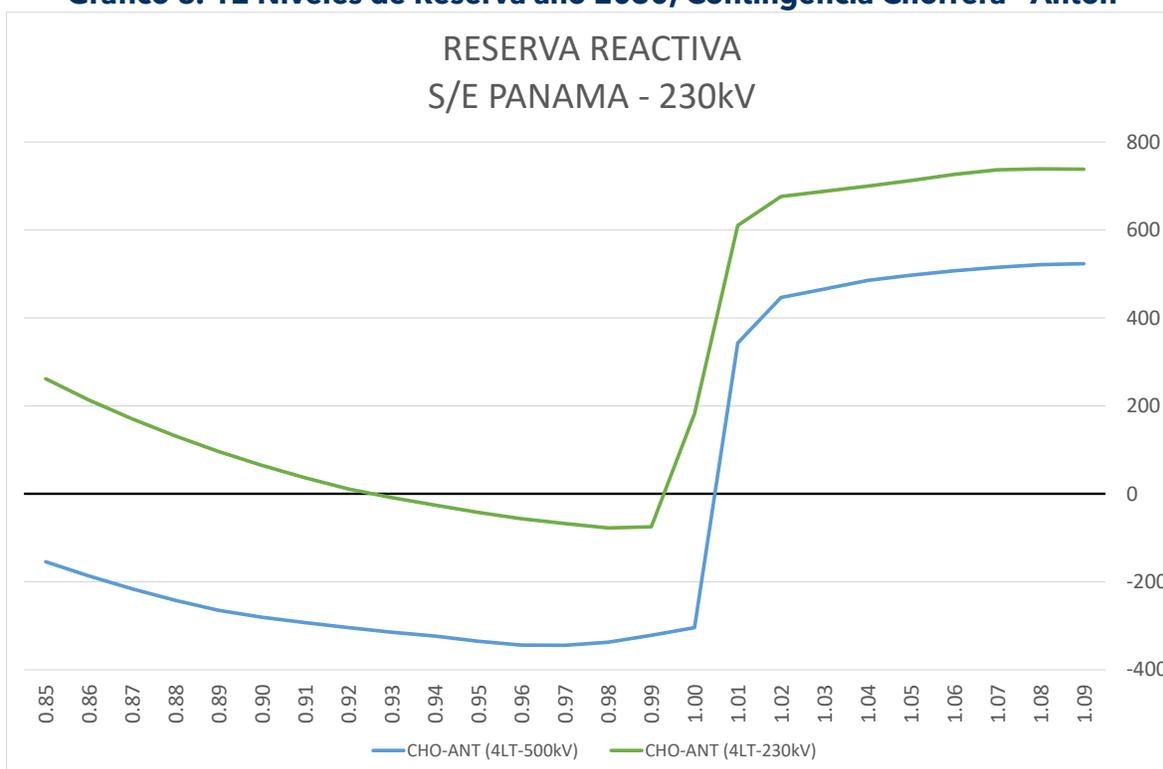


Gráfico 8. 12 Niveles de Reserva año 2030, Contingencia Chorrera - Antón



En el año 2028, es evidente que ambas alternativas cuentan con suficiente reserva reactiva. Sin embargo, a medida que avanza el tiempo, se observa una disminución significativa en la reserva reactiva disponible en el escenario donde la cuarta línea opera a 230kV. Esta disminución es un claro indicio de que el sistema podría volverse más vulnerable a problemas de inestabilidad de voltaje, incluso considerando la instalación de nueva compensación reactiva.

Esta tendencia podría ser atribuible al crecimiento continuo de la demanda eléctrica y la oferta de generación, lo que hace que la operación a 230kV sea cada vez menos sostenible a muy largo plazo. Por otro lado, la operación de la

cuarta línea a 500kV duplica la cantidad de reserva reactiva disponible, lo que resulta beneficioso para mantener la estabilidad del sistema. En resumen, este análisis sugiere que la operación de la cuarta línea a 500kV es una opción más sólida a muy largo plazo para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico, especialmente en un entorno en constante cambio con el tiempo.

En consideración de las particularidades de nuestro sistema eléctrico, donde la generación de energía se concentra principalmente en la región occidental del país y la demanda de energía prevalece en la región oriental, es esencial llevar a cabo un análisis destinado a evaluar la capacidad del sistema en

incrementar el flujo de potencia activa desde las zonas de generación hacia los puntos de consumo. En este contexto, se han construido curvas PV (Potencia Activa vs. Voltaje) con el propósito de determinar si los dos escenarios en estudios son capaces de soportar un aumento en la transferencia de potencia desde la región occidental hacia la región oriental.

Para llevar a cabo dicho análisis, se ha analizado la topología y características de la red eléctrica, incluyendo información sobre los puntos de conexión de las generadoras ubicadas en el occidente del país y las áreas de alta demanda situadas en el oriente. Se ha procedido a realizar un estudio minucioso de la red eléctrica, identificando las líneas de transmisión que conectan estas dos áreas geográficas. A través de la construcción de las curvas PV para estas líneas de transmisión críticas, se ha logrado representar gráficamente la variación de la potencia activa en función del voltaje en dichas líneas.

El objetivo principal de este análisis es evaluar la capacidad de transferencia de potencia activa de una zona a otra y así determinar el escenario que presenta mejor capacidad de transferencia y garantizar que el sistema eléctrico pueda satisfacer de manera confiable la creciente demanda en la región oriental. Este enfoque técnico y analítico es fundamental para mantener la integridad y eficiencia de

nuestro sistema eléctrico en el contexto de una distribución geográfica específica de generación y demanda de energía.

Gráfico 8. 13 Curvas PV Año 2028

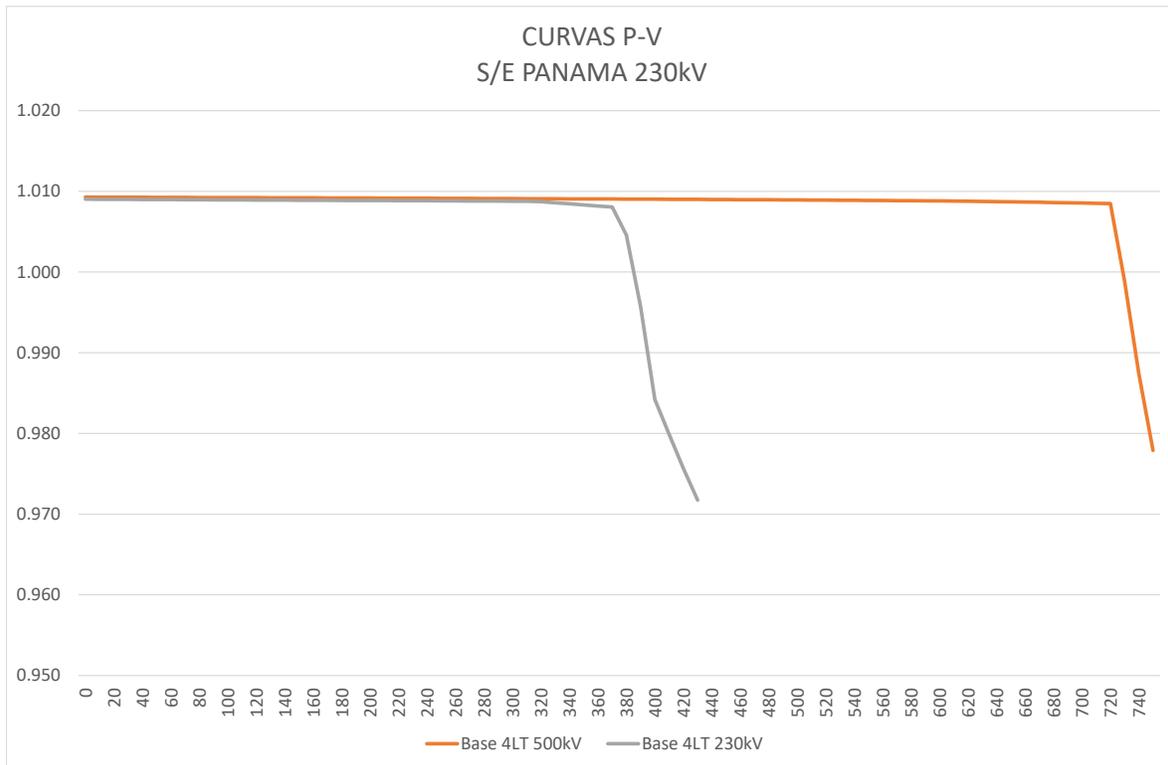


Gráfico 8. 14 Curvas PV Año 2028, Contingencia 4LT

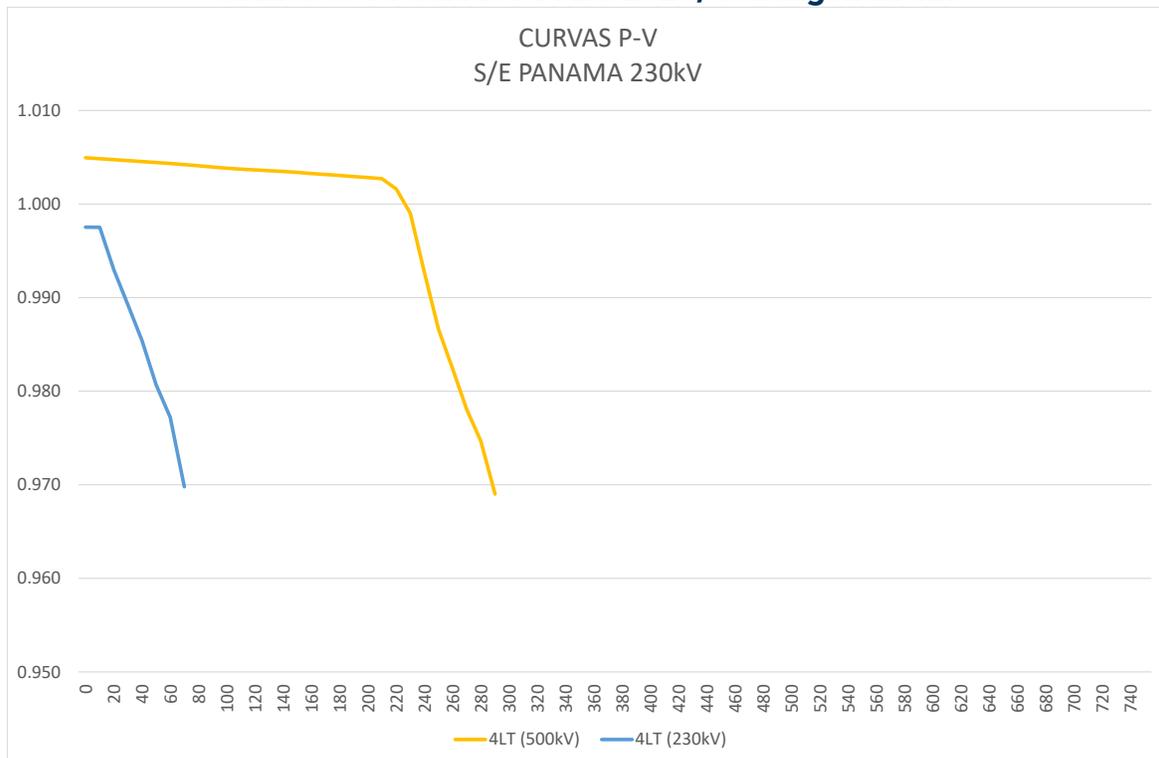


Gráfico 8. 15 Curvas PV Año 2028, Contingencia ECO-BUR

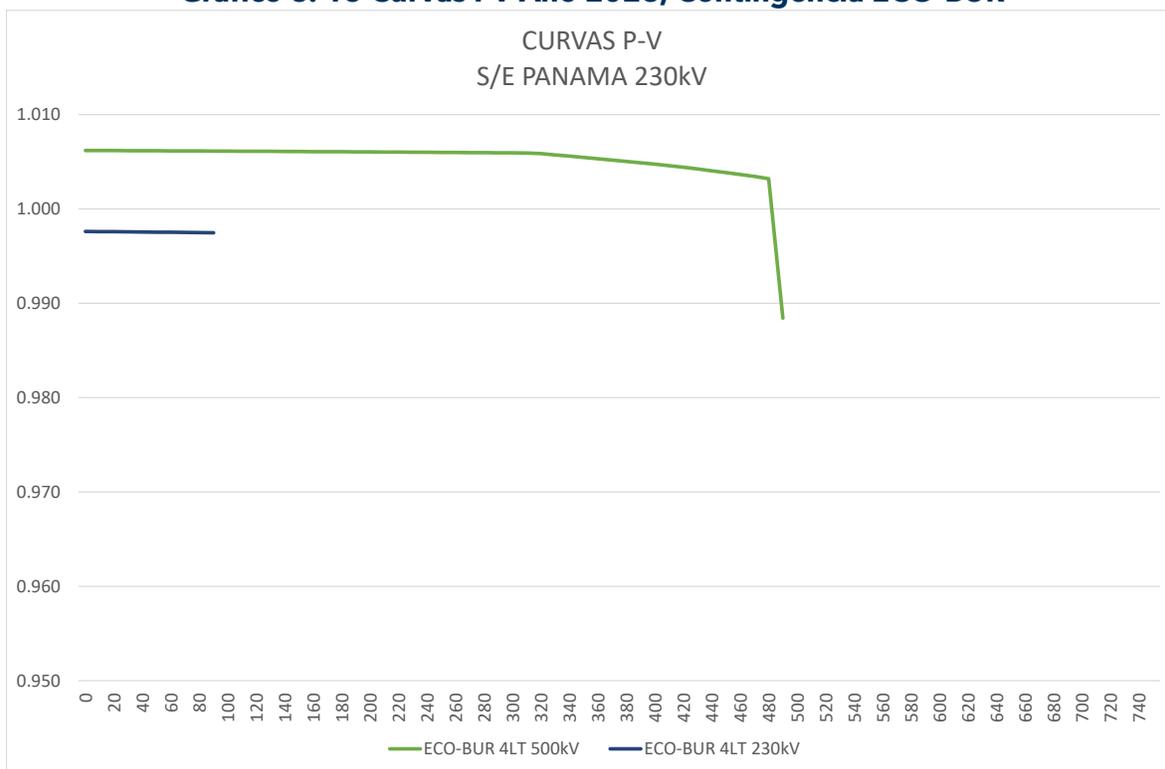


Gráfico 8. 16 Curvas PV Año 2029

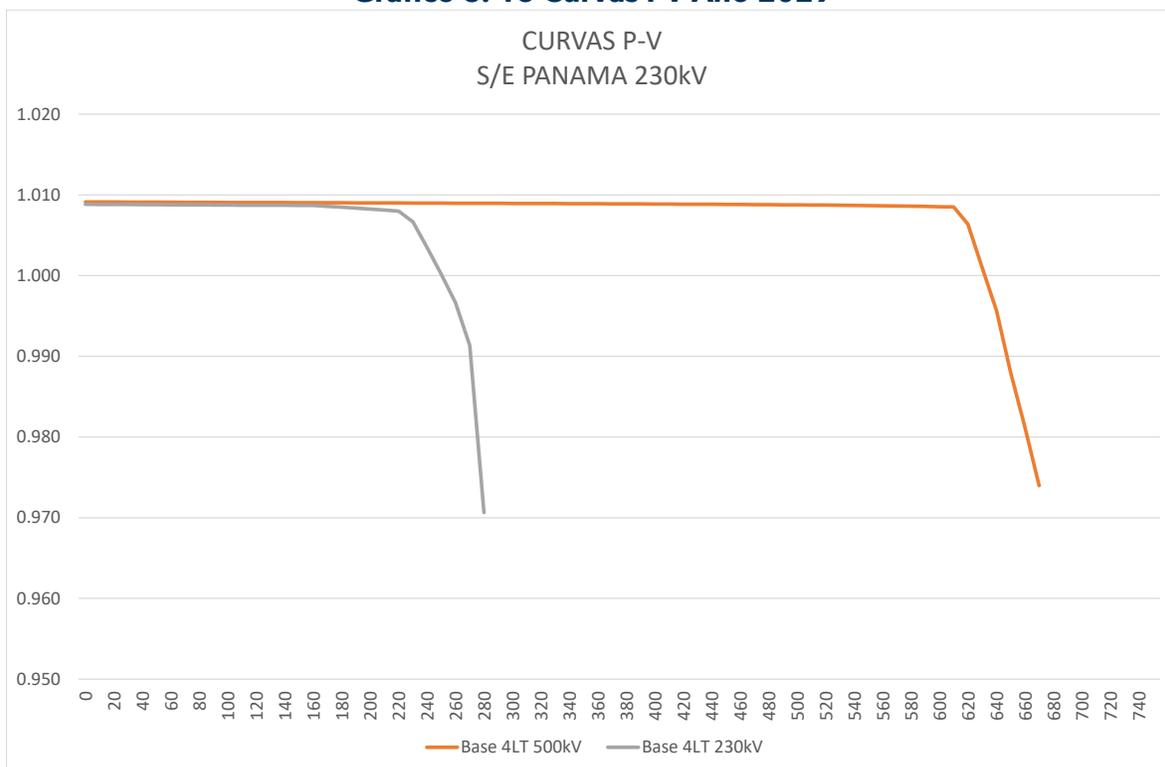


Gráfico 8. 17 Curvas PV Año 2029, Contingencia 4LT

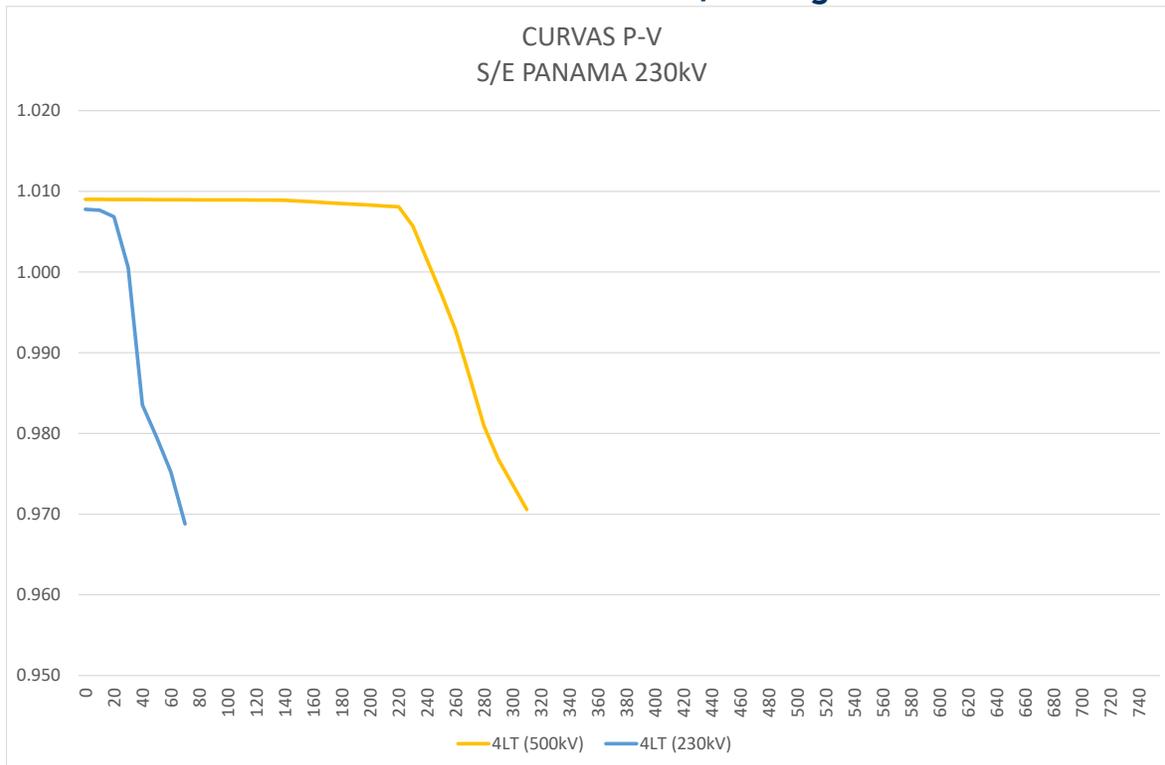


Gráfico 8. 18 Curvas PV Año 2029, Contingencia ECO-BUR

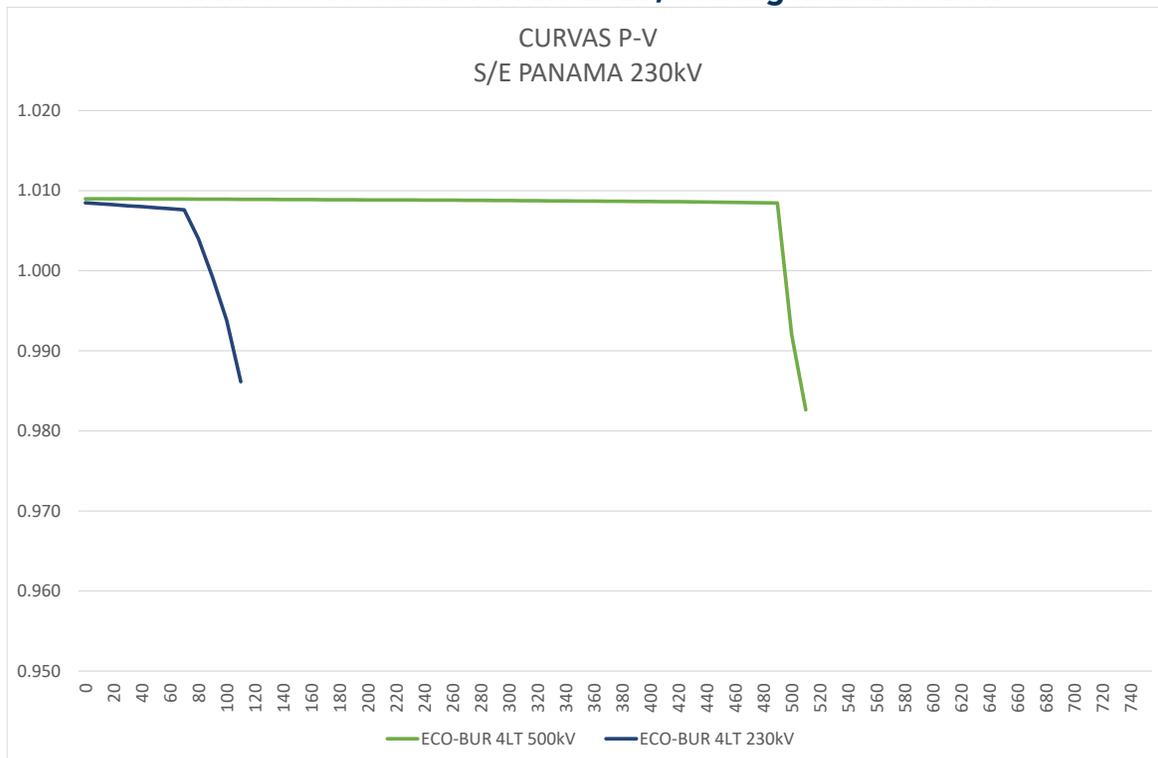


Gráfico 8. 19 Curvas PV Año 2030

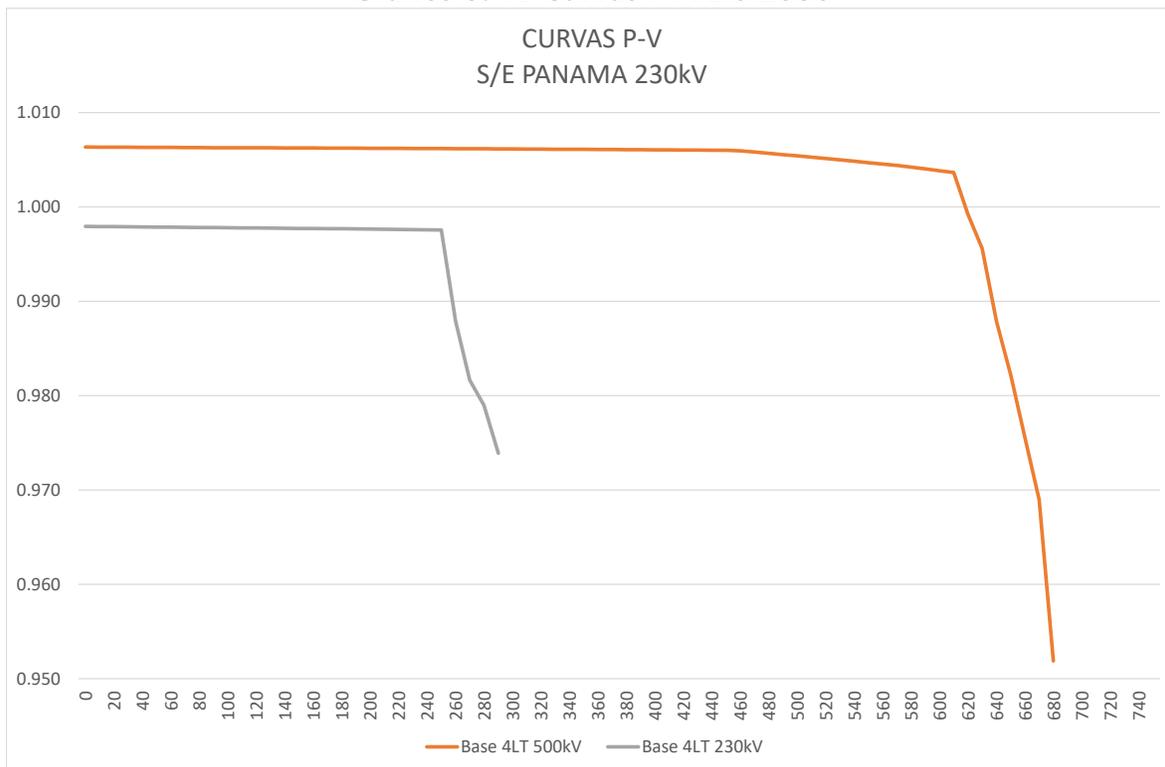


Gráfico 8. 20 Curvas PV Año 2030, Contingencia 4LT

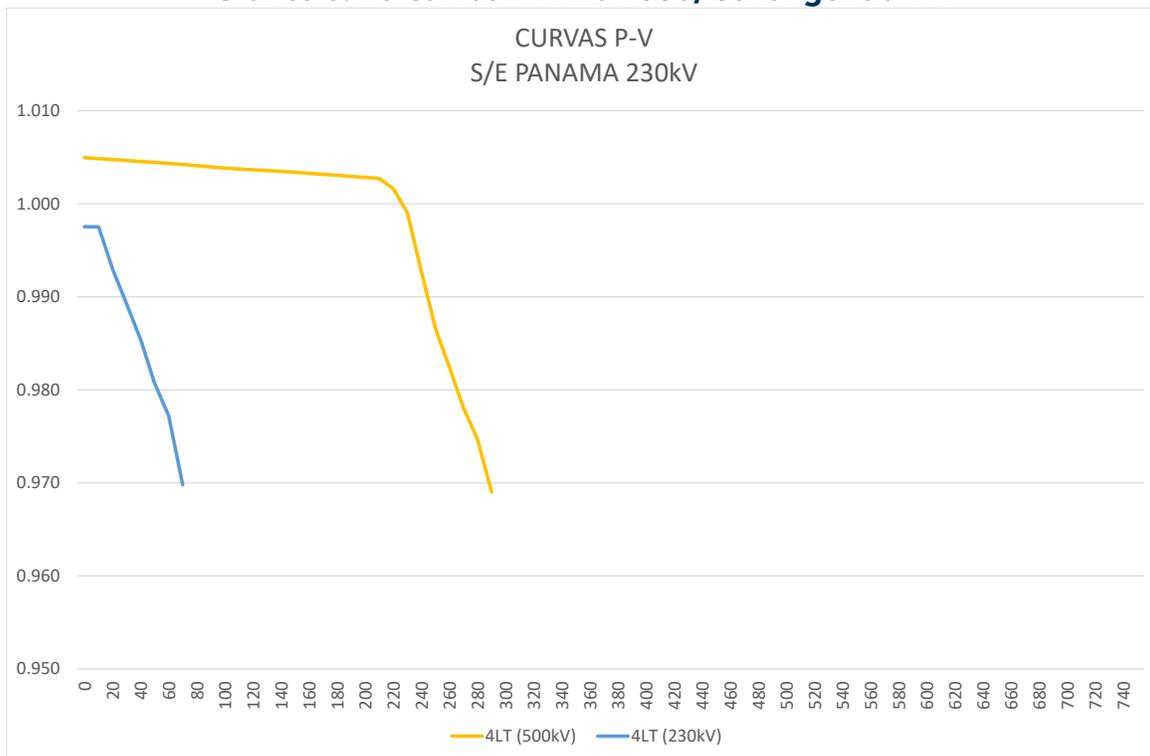
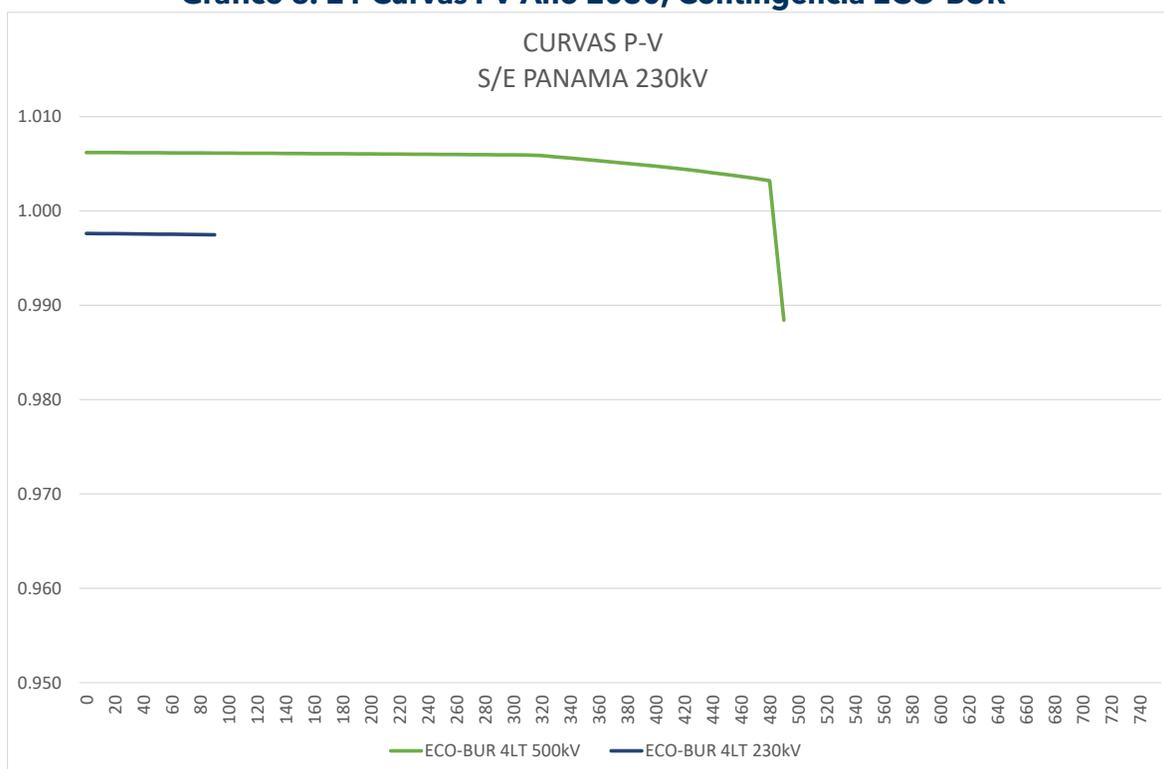


Gráfico 8. 21 Curvas PV Año 2030, Contingencia ECO-BUR



Al igual que con las curvas QV, en el transcurso del año 2028, se han detectado indicios de que el sistema eléctrico se encuentra experimentando condiciones de estrés. La contingencia asociada con la Línea de Transmisión 4 (4LT) representa un riesgo significativo para la operación del sistema. Basándonos en los datos gráficos correspondientes a ese año, se puede asumir que las condiciones de despacho y los flujos de potencia reflejan la capacidad máxima del sistema de transmisión para mantenerse operativo en un nivel de 230 kV.

En contraste con lo anterior, la operación de la Línea de Transmisión 4 (4LT) exhibe un margen de estabilidad más favorable en caso de

ser necesario incrementar la generación de energía desde la región occidental hacia la región oriental. Sin embargo, se debe señalar que los límites de operación continúan estando condicionados por la contingencia asociada con la 4LT. En este contexto, es posible que el flujo de potencia pueda incrementarse en aproximadamente 240 MW con respecto a la alternativa de mantenerla operando a 230 kV, sin que esto conlleve cambios significativos en el nivel de voltaje. Cabe destacar que este análisis se ha fundamentado en las condiciones de voltaje observadas en la Subestación Eléctrica Panamá, que, dado su alto nivel de carga, representa la subestación con un mayor riesgo potencial de colapso.

Conclusiones

Con base en las consideraciones anteriores, se concluye que, desde una perspectiva técnica, la Cuarta Línea de Transmisión (4LT) puede iniciar sus operaciones a 230 kV a partir del año 2026. No obstante, se prevé que, a partir del año 2030, se deba elevar el nivel de voltaje de operación con el propósito de mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico y evitar la necesidad de efectuar inversiones que, con el transcurso del tiempo, podrían resultar innecesarias.

Es relevante destacar que la puesta en marcha de la 4LT dotaría al sistema de la capacidad de afrontar

contingencias de tipo N-2, aunque esto no sea un requerimiento normativo. Esta capacidad adicional representaría un valor añadido del proyecto. Asimismo, la implementación de este proyecto permitiría llevar a cabo tareas de mantenimiento en las Líneas 1, 2 y 3 sin recurrir a la generación forzada o desplazada, lo que contribuiría a la eficiencia operativa del sistema eléctrico.

09

CAPÍTULO IX

PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 9

PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

Los proyectos propuestos a instalarse como parte del Sistema Principal de Transmisión para el periodo de Largo Plazo, 2027 - 2037, fueron determinados a partir de los análisis del sistema para los años 2027 a 2037, de manera que se cumpliera con los criterios establecidos en la reglamentación vigente. Estos proyectos se revisarán en los planes de expansión posteriores. Los proyectos identificados par el largo plazo son los siguientes:

1. STATCOM en S/E Sabanitas +/- 120 MVAR

Basado en los análisis de flujo, se identificó la necesidad de contar con equipos que compensaran al SIN de forma dinámica (STATCOM). Se consideró la instalación de este STATCOM con capacidad de compensación capacitiva e inductiva de +120/-120 MVAR EN LA Subestación Sabanitas 230kV, de manera que el sistema cumpla con los criterios de calidad y seguridad establecidos en la reglamentación.

Con la adición de este STATCOM en la subestación Sabanitas, 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 a través del SIN, beneficiando la generación producida por las plantas de generación renovable, hidroeléctricas, solares y eólicas, localizadas en el occidente y centro del país.

Se debe contemplar una nueva nave en 230 KV para la inclusión del STATCOM, además la extensión de la barra de 230 para la inclusión de la nueva nave.

Costo: B/. 39,511,648.00

Entrada en Operación: 1/06/2033

2. Energización de la Cuarta LT a 500 KV

Debido al aumento de generación renovable en el sector occidental y central del país, de acuerdo con el Plan Indicativo de Generación 2023, será necesario energizar la Cuarta LT a 500 KV, para lo cual se requerirá la construcción de las dos subestaciones elevadoras Chiriquí Grande 500/230 KV y Panamá 3 500/230 KV.

De acuerdo con los análisis realizados de Largo Plazo, presentados en el capítulo anterior de este Plan, esto será necesario para el año 2030.

Costo: B/. 190,289,000

Entrada en Operación: 31/12/2029

3. Aumento de Capacidad de las LT Guasquitas - Fortuna - Chiriquí Grande 230 KV

Con la entrada en operación de la Cuarta LT, será necesario aumentar la capacidad de las líneas entre Guasquitas y Chiriquí Grande, las cuales son seccionadas por Fortuna y Cañazas. Esto es debido a que por la baja impedancia que presenta la LT en 500 KV, gran parte de la potencia generada en la red (centrales Fortuna, Estí, etc.) circula hacia la S/E Chiriquí Grande, lo que ocasiona sobrecarga en estas líneas.

Este proyecto consiste en reemplazar del conductor de estas líneas para así aumentar la capacidad de estas. Las líneas Guasquitas - Fortuna y Guasquitas Punto Medio tienen conductor 1200 ACAR (307/374 MVA) mientras que de Fortuna hacia Chiriquí Grande y Punto Medio-Cañazas-Chiriquí Grande conductor 750 ACAR (279/505 MVA). Estos conductores se reemplazarán por conductor HTLS 714 Dove ACCC, aumentando la capacidad de estas líneas a 611/648 MVA por circuito.

Es importante que este aumento de capacidad este en operación antes de la energización de la Cuarta LT.

Costo: 38,379,003

Entrada en Operación: 31/01 /2028

AUMENTO DE LA CAPACIDAD DEL SISTEMA.

Se espera que en el horizonte de estudio se presente un aumento considerable de la demanda y generación, 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 y subestaciones que tienen grandes cantidades de generadores conectados. Para evitar estas sobrecargas se prevé el aumento de la capacidad de transformación mediante la instalación de nuevos transformadores. 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.”

4. Adición Transformador T3 S/E Progreso 2 230/115/34.5 KV

Con el propósito de que la S/E Progreso 2 cumpla con el Criterio de Seguridad N-1, se ha considerado necesario la adición de un tercer transformador 230/115/34.5 KV, con igual capacidad que el T1 y T2 (100/100/100 MVA) en sus tres devanados, ya que este equipo forma parte del Sistema Principal de Transmisión. De darse una generación máxima de los diferentes proyectos renovables futuros no se lograría cumplir con el criterio de N-1.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Ampliación del patio de 230 KV de la S/E Progreso 2 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 T3.

- Adquisición de un transformador T3, 230/115/34.5 KV, con capacidad de 100 MVA en sus tres devanados.
- Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de dos (2) interruptores, uno para la conexión del T3 y uno para la conexión de las barras con la nueva barra para el T3. Además, los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc.), para la conexión del transformador a la barra de 34.5 KV.

Beneficios

Con la adición de este nuevo transformador, se aumenta la capacidad y la confiabilidad del sistema en cuanto a la transformación de energía que debe ser inyectada al SIN en los diferentes puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión.

Costo: B/. 8,847,854

Entrada en Operación: 30/6/2027

5. Adición de Transformador T4 S/E Boquerón III 230/34.5 KV

Este proyecto consiste en la adición de un cuarto transformador T4 en la S/E Boquerón III 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 quinta (5ta) nave de interruptor y medio con dos (2) interruptores de 230 KV, para la conexión del transformador T4 y demás equipos asociados (cuchillas, CTs, Pts, etc.).
- Adquisición de un transformador T4, 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 A patio de 34.5 KV, quedando de esta forma operando en paralelo con el transformador T1. A la vez, servirá de respaldo al Transformador T1. Además, se incluyen los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc.), para la conexión del transformador a la barra de 34.5 KV.

Costo: B/. 6,036,418

Entrada en Operación: 30/6/2027

6. Adición de Transformador T4 S/E Llano Sánchez 230/115/34.5 KV

Este proyecto consiste en la adición de un cuarto autotransformador T4 en la S/E Llano Sánchez con el objetivo de brindar la seguridad y confiabilidad a las distintas plantas generadoras conectadas a las barras de 115/34.5 KV de esta subestación.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Ampliación del patio de 230 KV de la S/E Llano Sánchez 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 T4.
- Adquisición de un autotransformador T4, 230/115/34.5 KV, con capacidad de 100/100/100 MVA en sus devanados.
- Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de una nueva barra de 34.5 KV donde se conectará el autotransformador T4, con un interruptor de amarre a las barras existentes. Además, los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc.), para la conexión del transformador a la barra de 115 KV.

Costo: B/. 8,847,854

Entrada en Operación: 30/6/2027

7. Adición de Transformador T4 S/E Chorrera 230/115/34.5 KV

Con el propósito de que la S/E Chorrera cumpla con el Criterio de Seguridad N-1, se ha considerado necesario la adición de un cuarto transformador 230/115/34.5 KV, con igual capacidad que el T1 (100/100/100 MVA) en sus tres devanados, ya que este equipo forma parte del Sistema Principal de Transmisión. Debido al aumento futuro de la demanda en dicho punto se hace necesario el incremento de la

capacidad de transformación para cumplir con el criterio de N-1 y evitar cortes de demanda.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Ampliación del patio de 230 KV de la S/E Chorrera 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 T4.
- Adquisición de un transformador T4, 230/115/34.5 KV, con capacidad de 100 MVA en sus tres devanados.
- Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de dos

(1) interruptor, para la conexión del T4, Además, los equipos asociados (cuchillas, PTs, CTs, etc.), para la conexión del transformador a la barra 34.5 KV.

Beneficios

Con la adición de este nuevo transformador, 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.

Costo: B/. 8,847,854

Entrada en Operación: 30/6/2034

Tabla 9. 1 "Plan de Expansión de Largo Plazo

PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	FECHA	COSTO
ADICION DE TRANSFORMADOR T3 S/E PROGRESO 2 230/115/34.5 KV	30/jun/27	8,847.85
ADICION DE TRANSFORMADOR T4 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	30/jun/27	6,036.42
ADICION DE TRANSFORMADOR T4 S/E LLANOS SANCHEZ 230/115/34.5 KV	30/jun/27	8,847.85
AUMENTO DE CAPACIDAD LT GUASQ-FORT-CH. GRANDE 230 KV	31/ene/28	38,379.00
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	31/dic/29	190,289.00
STATCOM EN S/E SABANITAS +/- 120 MVAR	01/jun/33	39,511.65
ADICION DE TRANSFORMADOR T4 S/E CHORRERA 230/115/34.5 KV	30/jun/34	8,847.85



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

10

CAPÍTULO X

**INTERCONEXIONES
REGIONALES**



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 10

INTERCONEXIONES REGIONALES

METODOLOGÍA PARA INTERCAMBIOS REGIONALES

LARGO PLAZO

Para llevar a cabo el análisis de los intercambios energéticos, nos basamos en los casos de referencia establecidos en el escenario de Demanda Media que previamente se examinaron en el capítulo de Análisis

a Largo Plazo. A continuación, se detalla la secuencia que se sigue para efectuar las operaciones de importación y exportación de energía con Costa Rica.

IMPORTACIONES

- ☑ Siguiendo el Orden de Mérito, se disminuye la generación despachada en el Sistema de Panamá.
- ☑ Se aumenta o se incluye Generación en el Sistema de Costa Rica, con el fin de enviarla hacia Panamá
- ☑ Se hace uso de todo el refuerzo reactivo disponible para hacer posible la importación del flujo
- ☑ Se verifica que el sistema mantenga condiciones estables.

EXPORTACIONES

- ☑ Siguiendo el Orden de Mérito, se aumenta o se incluye generación en el Sistema de Panamá.
- ☑ En Costa Rica, se disminuye la generación despachada, con el fin de recibirla desde Panamá.
- ☑ Se hace uso del refuerzo reactivo disponible.
- ☑ Se verifica que el sistema mantenga condiciones estables.

RESULTADOS

Debido a la elevada penetración de fuentes de energía renovable no convencional en el plan de generación adicional, en complemento a las fuentes de generación preexistentes, el sistema eléctrico de Panamá experimentaría

una disminución significativa en la importación de energía durante períodos de alta hidrología. Esto se debe a que la totalidad de la demanda sería satisfecha con una generación interna de costo extremadamente bajo.

En virtud de lo expuesto, se establecen los siguientes límites de intercambio de energía entre Panamá y los países de Centroamérica.

	2027	2028	2029	2030	2031	2033	2035	2037
IMP	22.00	36.00	49.00	68.00	74.00	166.00	116.00	0.00
EXP	510.00	506.00	506.00	507.00	507.00	507.00	507.00	508.00

No obstante, a partir del año 2033, en caso de que se requieran importaciones de energía, se anticipan sobrecargas en las líneas de interconexión con Costa Rica,

adicional a las líneas que conectan las Subestaciones Changuinola y Chiriquí Grande. Además, se prevé que el sistema carecería de capacidad de reserva reactiva.



IMPORTACIONE
SPAN ← CR

FALTA DE RESERVA REACTIVA
Del año 2033, ante la falla de la 4LT

SOBRECARGA
Interconexiones con Costa Rica
De Frontera a Costa Rica

líneas Entre Changuinola y Chiriquí Grande

EXPORTACIONES
PAN → CR



SOBRECARGA
Interconexiones con Costa Rica
De Frontera a Costa Rica

En resumen, para alcanzar el límite superior de intercambio de 600 MW, será necesario incrementar la capacidad de las líneas que conectan la frontera entre Panamá y Costa Rica, así como las líneas entre Changuinola y Chiriquí Grande. Además, se requerirá aumentar la reserva reactiva mediante la implementación de tecnologías como STATCOM o la instalación de bancos de capacitores.

11

CAPÍTULO XI

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 11

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

1. ADQUISICIÓN DE NUEVOS SITIOS TRONCALES PARA MEJORAR LA COBERTURA DE LA LÍNEA 230-20/30

Objetivo

El objetivo de este proyecto es instalar un nuevo Sitio de Repetición del Sistema de Comunicaciones por Radio Trocal Digital P25 de ETESA en el área de Ojo de Agua, provincia de Bocas del Toro, para ampliar la cobertura de la red Troncal de ETESA y mejorar la comunicación entre el personal de operación y mantenimiento que trabaja en las líneas de transmisión 230-20/30 y el Centro Nacional de Despacho (CND). Así mismo, se busca garantizar la operación de la Frecuencia de Mercado para Nuevos Agentes que se ubiquen en esa zona.

Antecedentes

La cobertura del Sistema de Comunicaciones por Radio Trocal Digital P25 de ETESA en la provincia de Bocas del Toro era deficiente debido a las características del terreno, lo que dificultaba la comunicación entre el personal de campo y el CND. Inicialmente, la cobertura se basaba solo en el Sitio de Repetición ubicado en la cima del Volcán Barú, pero posteriormente se

instaló un nuevo Sitio en el área de Palo Seco, lo que mejoró significativamente la cobertura. Sin embargo, aún existen áreas con sombras donde la comunicación no es óptima, especialmente en la línea 230-30/20.

Historial de Mantenimiento

La Dirección de Operación y Mantenimiento realiza un mantenimiento exhaustivo al Sistema de Comunicaciones por Radio Trocal Digital P25 de ETESA como parte de su Plan de Mantenimiento Anual (PMA), con el fin de asegurar la vida útil y el funcionamiento óptimo del sistema. El mantenimiento preventivo consiste en limpieza, verificación, reemplazo, alineación y ajuste de los equipos y componentes del sistema, siguiendo los estándares dados por el fabricante.

Fallas

Desde la instalación del Sistema de Comunicaciones por Radio Trocal Digital P25 de ETESA, no se han presentado fallas graves en el mismo, salvo periodos de comunicación en "site trunking" (pérdida de la cobertura de área amplia), debido a caídas momentáneas de los enlaces que comunican con el Sitio Maestro o problemas con algún hardware como

switches o routers, los cuales han sido reemplazados.

Problema

Se requiere mejorar la cobertura en la Provincia de Bocas del Toro, sobre el área geográfica de la Línea 230-30/20 de tal manera que se asegure una buena comunicación entre el personal de Campo y el Centro Nacional de Despacho; con ello se asegura la integridad del personal al momento de realizar sus labores diarias.

Propuesta

Se propone instalar un nuevo Sitio de Repetición para el Sistema de Comunicaciones por Radio Troncal Digital P25 de ETESA en el área de Ojo de Agua, provincia de Bocas del Toro, aprovechando la infraestructura existente en esa zona. Con este nuevo Sitio se espera tener una cobertura con menos sombras en la mayor parte de la línea 230-30/20 y mejorar la comunicación entre el personal de campo y el CND.

Justificación Técnica

La instalación del nuevo Sitio de Repetición en el área de Ojo de Agua se justifica por las siguientes razones:

- La geografía accidentada de la provincia de Bocas del Toro impide la propagación adecuada de las ondas RF del Sistema Troncal, lo que genera huecos de cobertura donde no se puede establecer una

comunicación efectiva con el CND.

- La falta o deficiencia de comunicación con el CND puede ocasionar fallas en los procedimientos, retrasos en la ejecución de actividades, errores en las intervenciones y riesgos para la seguridad e integridad del personal que trabaja en las líneas.
- La ampliación de la cobertura Troncal en la zona permitirá garantizar las comunicaciones en todo momento con el CND y facilitar las acciones de operación y mantenimiento del sistema eléctrico.
- El nuevo Sitio también permitirá asegurar la operación de la Frecuencia de Mercado para Nuevos Agentes que se instalen en esa área.

Inversión

Costo: B/. 264,449.52

Entrada en Operación: 31/12/2024

2. REPOCISIÓN DE ENLACES DE MICROONDAS

Resumen Ejecutivo

Este proyecto consiste en reponer diez (10) enlaces microondas que forman parte de la red de comunicaciones por Microondas de ETESA, los cuales son indispensables como medio alternativo de los canales de comunicación existentes 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. Estos enlaces tienen más de 10 años de servicio y han pasado su vida útil, por lo que se propone reemplazarlos por enlaces nuevos y de mejor tecnología y capacidades de transmisión de datos.

Antecedentes

Los enlaces microondas actualmente instalados son de tipo uno más uno, con una capacidad de 32 E1's. Estos enlaces fueron instalados hace más de 10 años y han cumplido su vida útil.

Los enlaces microondas son un medio preciso y confiable para la comunicación entre las diferentes estaciones y subestaciones del SIN, así como con el Centro Nacional de Despacho (CND).

Historial de mantenimiento

La Dirección de Operación y Mantenimiento realiza un mantenimiento exhaustivo a los enlaces microondas como parte de su Plan de Mantenimiento Anual (PMA), con el fin de asegurar su funcionamiento óptimo y prolongar su vida útil.

El mantenimiento preventivo consiste en limpieza, verificación, reemplazo, alineación y ajuste de los equipos y componentes del sistema, siguiendo los estándares dados por el fabricante.

Fallas

Desde la instalación de los enlaces microondas no se han presentado fallas graves en los mismos, salvo periodos de comunicación en "site trunking" (pérdida de la cobertura de área amplia), debido a caídas momentáneas de los enlaces que comunican con el Sitio Maestro o problemas con algún hardware como switches o routers, los cuales han sido reemplazados.

Sin embargo, al tener equipos sin soporte técnico de fábrica, tanto en software como hardware, se corre el riesgo de que fallen y afecten la operación del sistema.

Problema

Se requiere reponer los diez (10) enlaces microondas que forman parte de la columna vertebral de Comunicaciones por Microondas de ETESA, los cuales ya han sobrepasado su vida útil y no cuentan con repuestos ni soporte técnico.

Estos enlaces son indispensables como medio alternativo de los canales de comunicación existentes, requeridos para el intercambio de información para la adecuada operación del SIN, según lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3.

Propuestas

Se propone reemplazar los diez (10) enlaces microondas por enlaces nuevos y de mejor tecnología y capacidades de transmisión de datos, aprovechando la

infraestructura existente en las estaciones y subestaciones del SIN. Con esta propuesta se busca asegurar la dualidad en medios de comunicación, fibra óptica como primer medio y microondas como segundo, lo que garantiza una

comunicación fiable y segura para la operación del SIN.

La reposición de los Enlaces de Microondas de:

Tabla 11. 1 Enlaces de Microondas

Reposición de los Enlaces de Microondas	
1	CND-Cerro Peñón
2	Cerro Peñón-Cerro Mena
3	Cerro Mena-Los Pollos
4	Los Pollos-Cerro Taboga
5	Cerro Taboga-Cerro Alto Ibala
6	Cerro Alto Ibala-Cerro Tole
7	Cerro Tole-Cerro de Jesus
8	Cerro de Jesus-Cerro Chimenea
9	Cerro Chimenea-Subestación Fortuna
10	Cerro Chimenea-Volcán Barú

Tabla 11. 2 Ubicación de los sitios

Síto de Comunicaciones	Provincia	Distrito	Corregimiento
CND	Panamá	Panamá	Betania
Cerro Peñón	Panamá	Panamá	Las Cumbres
Cerro Mena	Panamá Oeste	Capira	Campana
Los Pollos	Coclé	Río Hato	Río Hato
Cerro Taboga	Coclé	Aguadulce	El Roble
Cerro Alto Ibala	Veraguas	Cañazas	Alto Ibala
Cerro Tole	Chiriquí	Tole	Veladero
Cerro de Jesús	Chiriquí	San Lorenzo	San Lorenzo
Cerro Chimenea	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
SE Fortuna	Chiriquí	Gualaca	Hornito
Volcán Barú	Chiriquí	Boquete	Los Naranjos

Inversión

Costo: B/. B/. 953,000.00

Entrada en Operación: 2023-2024

3. REPOSICIÓN DE TORRES DE COMUNICACIÓN

Resumen Ejecutivo

Este proyecto tiene como objetivo reponer las torres de comunicación en Cerro Chimenea, Subestación Veladero, Cerro Canajagua y Cerro Jefe, las cuales son nodos importantes para el Sistema de Comunicaciones por microondas de

ETESA. Estas torres tienen más de 10 años de servicio y no fueron diseñadas para soportar las antenas tipo “Radome” que se instalaron posteriormente en la banda de 7 GHz, lo que ocasiona una alta resistencia al viento y una pérdida de comunicación entre las zonas y el Centro Nacional de Despacho (CND). Con la reposición de estas torres se busca garantizar que el sistema de comunicaciones opere de manera satisfactoria y eficiente sin que las condiciones ambientales afecten el buen funcionamiento de los equipos instalados sobre dichas estructuras, así como la operación de las teleprotecciones de los diferentes circuitos eléctricos de 230 kV que componen la RED de ETESA en estas áreas.

Antecedentes

Las torres auto soportadas de 18 metros de la marca Leblanc fueron instaladas en el año 1995 por el IRHE para el primer sistema de microondas en la banda de 2 GHz, utilizando antenas tipo “Grid” que ofrecen una resistencia mínima al viento. Sin embargo, en el año 2007, por disposiciones legales de la ASEP, ETESA debió migrar su sistema principal de microondas hacia la banda superior de 7 GHz, manteniendo los mismos sitios de repeticiones originales.

Para ello, se instalaron antenas tipo “Radome” que ofrecen una resistencia al viento muy alta, lo que afecta la estructura de la torre y la calidad de la señal.

Historial de mantenimiento

El mantenimiento de estas torres se realiza cuando se amerite, en los primeros meses de verano. El mantenimiento preventivo consiste en cambiar pernos y herrajes oxidados, aplicar anticorrosivo si es necesario y verificar los ajustes como frecuencia oscilante, potencia de salida, voltajes de fuentes y realineamientos de líneas de vista.

Fallas

Estas torres no han presentado fallas graves, pero ponen en riesgo la confiabilidad del sistema, ya que no fueron diseñadas para soportar las cargas a las que se les está sometiendo producto de las nuevas antenas que se instalaron.

En algunas zonas, la brisa supera los 200 km/h, lo que ocasiona que la torre oscile y con ello un consecuente desvanecimiento total en la señal de los enlaces de microondas instalados en estos sitios. Esto origina una condición insegura de operación del sistema eléctrico a nivel nacional.

Problema

El problema se centra en que estas torres han pasado su vida útil y no cuentan con repuestos ni soporte técnico. Estas torres son indispensables como medio alternativo de los canales de comunicación existentes, requeridos para el intercambio de información para la adecuada operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), según

lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3.

Figura 11. 1 Ejemplos de Antenas

Ejemplo de antena GRID



Ejemplo de antena con RADOME



Propuestas

Se propone reemplazar las torres de Cerro Chimenea, Subestación Veladero, Cerro Canajagua y Cerro Jefe por torres nuevas y más robustas, que puedan soportar las antenas tipo “Radome” en la banda de 7 GHz sin afectar su estructura ni su alineación. Con esta propuesta se busca 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 dichas estructuras.

Así mismo, se busca asegurar la operación de las tele-protecciones de los diferentes circuitos eléctricos de 230 kV que componen la RED de ETESA en estas áreas. Además, se 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.

Tabla 11. 3 Ubicación Geográfica del Proyecto

Caseta	Provincia	Distrito	Corregimiento
Cerro Chimenea	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
Subestación Veladero	Chiriquí	Tolé	Veladero
Cerro Canajagua	Los Santos	Las Tablas	Canajagua
Cerro Jefe	Panamá	Panamá	Pacora

Objetivos Específicos

Reemplazar las torres de Cerro Chimenea, Subestación Veladero,

Cerro Canajagua y Cerro Jefe por torres nuevas y más robustas.

Dar confiabilidad, robustez y mejor desempeño a los enlaces de microondas instalados en estos sitios.

Garantizar la comunicación entre las zonas y el CND, así como la operación de las tele-protecciones de los circuitos eléctricos de 230 kV. Permitir que futuros Agentes del mercado puedan integrarse a la RED de ETESA mediante enlaces de microondas con estos sitios.

Justificación:

La justificación de este proyecto se basa en que las torres de comunicación existentes en Cerro Chimenea, Subestación Veladero, Cerro Canajagua y Cerro Jefe no son adecuadas para soportar las antenas tipo "Radome" que se instalaron en la banda de 7 GHz, las cuales ofrecen una alta resistencia al viento y afectan la calidad de la señal de los enlaces de microondas.

Estas torres fueron instaladas en el año 1995 por el IRHE para el primer sistema de microondas en la banda de 2 GHz, utilizando antenas tipo "Grid" que ofrecen una resistencia mínima al viento. Sin embargo, en el año 2007, por disposiciones legales de la ASEP, ETESA debió migrar su sistema principal de microondas hacia la banda superior de 7 GHz,

manteniendo los mismos sitios de repeticiones originales.

Estas torres tienen una capacidad de viento de 100 km/h, lo que es insuficiente para las zonas donde están ubicadas, ya que en cierta época del año la brisa supera los 200 km/h, lo que ocasiona que la torre oscile y con ello un consecuente desvanecimiento en la señal de los enlaces de microondas instalados en estos sitios. Esto origina una condición insegura de operación del sistema eléctrico a nivel nacional.

Además, estas torres tienen su capacidad de antenas al máximo, es decir, no es posible la instalación de otras antenas debido al espacio limitado de las mismas. Otras presentan avanzado deterioro.

Propuesta de Reposición

Se propone reemplazar las torres existentes por torres nuevas y más robustas, que puedan soportar las antenas tipo "Radome" en la banda de 7 GHz sin afectar su estructura ni su alineación. Las torres que se desean instalar tienen que ser diseñadas para capacidades de viento superiores a los 200 km/h.

Tabla 11. 4 Especificaciones de las torres actuales y propuestas

Torre	Marca	Modelo	Capacidad de viento	Altura	Escaleras	Montantes
Actual	LeBlanc	LRT1.2	100 km/h	18 mts	Sí	Ángulos
Futuras	Por definir	Por definir	200 Km/h o más	Por definir	Sí	Por definir

Con esta reposición se busca garantizar que el sistema de comunicaciones opere de manera satisfactoria y eficiente sin que las

condiciones ambientales afecten el buen funcionamiento de los equipos instalados sobre dichas estructuras.

Así mismo, se busca asegurar la operación de las tele-protecciones de los diferentes circuitos eléctricos de 230 kV que componen la RED de ETESA en estas áreas.

Además, se abre la posibilidad de permitir que futuros Agentes del mercado puedan integrarse a la RED de ETESA mediante enlaces de microondas con estos sitios.

Inversión

Costo: B/. 623,809.90

Entrada en Operación: 2023-2025

4. REPOSICIÓN DE RECTIFICADORES

Resumen Ejecutivo

Este proyecto tiene como objetivo reemplazar veintitrés (23) rectificadores que alimentan los equipos de comunicación con voltaje DC y que han cumplido o están por cumplir su ciclo de vida, lo que implica que no tienen repuestos disponibles y están obsoletos.

Estos rectificadores son esenciales para el sistema de comunicación, que es el medio indispensable 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.

Antecedentes

Estos sitios de comunicación tienen instalados rectificadores adquiridos por el antiguo Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE),

que proveen y protegen la energía de los equipos de comunicaciones.

Historial de mantenimiento

Los rectificadores son equipos integrados, con placas electrónicas de estado sólido y transformadores de hilos de cobre, que no requieren de mantenimientos mayores. Al momento de alguna falla, se reemplaza el o los módulos defectuosos.

Fallas

La falla en estos equipos se debe principalmente a daños de algún dispositivo electrónico, por lo que no se cambia solo el elemento sino todo el módulo, por ser circuitos integrados.

Problema

El problema se basa en que estos equipos fueron instalados hace más de 10 años, y aunque algunos estén en buenas condiciones, en los próximos 5 años estarán sobrepasando su tiempo de vida útil. Sumado a esto, dichos rectificadores ya no cuentan con repuestos en fábrica, lo que agravaría la situación al presentarse una falla.

Justificación

Los rectificadores actuales que alimentan los equipos de comunicación con voltaje DC han cumplido su ciclo de vida y representan un riesgo para la disponibilidad del sistema, debido a

que no tienen repuestos disponibles y están obsoletos.

Este proyecto busca reemplazar los rectificadores de estos sitios por unos nuevos que garanticen un sistema de comunicación óptimo y que puedan

satisfacer las demandas del mercado y los servicios, tanto para la red interna de ETESA como para los agentes externos que se conecten a la red de comunicaciones de ETESA.

Tabla 11. 5 Sitios de equipos a Reemplazar

Sitio	Marca	Modelo	Año	Voltaje		Amperaje	
				AC input	DC output	AC input	DC output
S/E Caldera	MAC GRAW EDISON	1EBC-48-30-M	1994	120 VAC	48 VDC	30 Amp	30 Amp
Oficinas Valbuena	PCP (POWER CONVERSION PRODUCTS INC 9)	FD-48-50	1994	208/240 VAC	48 VDC	14.5/12.6 Amp	50 Amp
S/E Progreso	PCP (POWER CONVERSION PRODUCTS INC 9)	ART48AC12E	1994	240/120 VAC	52.8 VDC	12 Amp	12 Amp
Bahía Las Minas Control 4	PCP (POWER CONVERSION PRODUCTS INC 9)	GRF48S12 (GNB)	1994	240/120 VAC	48 VDC	12 Amp	12 Amp
S/E Progreso	C & D	ART48AC12E	1994	240/120 VAC	52.8 VDC	12 Amp	12 Amp
Bahía Las Minas Control 4	C & D	GRF48S12 (GNB)	1994	240/120 VAC	48 VDC	12 Amp	12 Amp

Tabla 11. 6 Ubicación (sitio) de Rectificadores a Reponer

Sitios	Provincia	Distrito	Corregimiento
BLM 4	Colon	Sabanitas	Sabanitas
CERRO PEÑON	Panamá	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	Panamá	Capira	Campana
CND	Panamá	Panamá	Betania
SE CHORRERA	Panamá 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

Propuesta

Este proyecto contempla el reemplazo de los rectificadores que actualmente tienen más de 15 años

de funcionamiento en los sitios de comunicaciones. Los nuevos rectificadores tendrán las siguientes características:

- Características de entrada:

- Voltaje: 208 a 240 VAC
- Frecuencia: 50/60 Hz
- Factor de potencia: >0.90 (0-100% Carga)
- Características de salida:
 - Voltaje: 42 a 60 VDC
 - Corriente máxima de salida: 110% valor nominal
 - Eficiencia: >82% (con 50-100% Carga)
 - Regulación:
 - En voltaje de FLOAT
 - En voltaje de EQUAL
 - Estática: < 0.02% línea y carga
 - Dinámica: ±5% desviación para cambio de carga de 50 a 100%
 - Tiempo de respuesta: 500ms a 0.1% de salida
 - Ecuilibración: Local mediante interruptor
- Ruido de salida:
 - Banda de voz: < 22 dBRNC
 - Banda Ancha: <25/1.2mV rms 1/3 Ø
 - Acústico: < 65dBA a 1 mt.
- Emisiones y radiaciones:
 - EMI: Cumple con FCC clase B
- Indicadores y controles:
 - Pantalla: led de 7 segmentos
 - Controles:
 - Push Switch Float/Equal Volt
 - AC Normal/Fail LED indicator
- Volt + Amp Meter
- General Fail LED & contact indicator
- Indicadores LED:
 - Falla de módulo
 - Estado de módulo
- Contactos de alarmas:
 - Falla individual de módulo
 - Falla de AC
 - Falla de DC

Inversión

Costo: B/. 281,800.00

Entrada en Operación: 2021-2024

5. REPOSICIÓN DE BANCOS DE BATERÍAS DE COMUNICACIONES

Resumen Ejecutivo

Este proyecto tiene como objetivo reemplazar los bancos de baterías de 48 VDC del sistema de comunicaciones de ETESA, que están al final de su vida útil o cerca de ella. Estas baterías son esenciales para el funcionamiento del sistema de comunicaciones por microondas y fibra óptica de ETESA. Su buen estado es crucial, ya que una interrupción en la energía podría causar una falla en el sistema y, por ende, una pérdida de comunicación entre las subestaciones y los agentes del mercado eléctrico hacia el Centro Nacional de Despacho.

Antecedentes

Los bancos de baterías están instalados en cada sitio de comunicación o subestación donde se encuentran los equipos de comunicaciones de la Red de Comunicaciones de ETESA.

Historial de mantenimiento

Los bancos de baterías están incluidos en el Plan de Mantenimiento Anual (PMA). Se realiza una visita técnica para verificar sus voltajes por celda y voltaje total. Se realiza un mantenimiento preventivo a las conexiones y se ajusta el voltaje de flotación y/o igualación si es necesario.

Fallas

El objetivo es evitar la pérdida de alimentación de los equipos de comunicaciones en caso de una falla en la red eléctrica comercial que resulte en la pérdida de los canales de comunicaciones de voz y datos desde y hacia el CND. No reemplazar los bancos de baterías podría

comprometer la seguridad del SIN y/o SER al no poder controlar el sistema desde el CND.

Problema

El reemplazo se realizará para evitar fallas y garantizar la continuidad del servicio de comunicaciones 24/7. El proyecto se llevará a cabo en cuatro etapas, comenzando en 2022 y finalizando en 2025, para asegurar el reemplazo oportuno de los bancos que hayan alcanzado su vida útil. No se puede garantizar el funcionamiento óptimo de los bancos cuando están cerca o después del final de su vida útil, lo cual representa un gran riesgo para el sistema.

Propuestas

Se propone reemplazar los bancos de baterías en todos los sitios de comunicaciones y subestaciones que hayan llegado o estén cerca del final de su vida útil entre 2022 y 2025.

Tabla 11. 7 Bancos de Baterías a Reponer

AÑOS			
2022	2023	2024	2025
CND	SE CHORRERA	CERRO JEFE	JUAN DIAZ
SE EL HIGO	CERRO MENA	SE EL COCO	SE PANAMA II
BLM 4	SANTA RITA SERTV	CERRO CHIMENEA	SE SANTA RITA
PLANTA BAYANO	SE SAN BARTOLO	SE CALDERA	CERRO PEÑON
SE LLANO SANCHEZ I	SE VELADERO #1	SE CHANGUINOLA	CERRO CANAJAGUA
SE LLANO SANCHEZ II	SE CHARCO AZUL	CERRO TOLE	SE CRISTOBAL
SE GUASQUITAS	CERRO DE JESUS	VALBUENA	
SE MANTA DE NANCE	BLM1 - CICLO	VELADERO #2	
SE BOQUERON	SE CACERES	SE BELLA VISTA	
SE FORTUNA	CERRO TABOGA		
SE CAÑAZAS	CERRO ALTO IBALA		
LLANO SANCHEZ II #2	LOS POLLOS		
LA ESTRELLA			
LOS VALLES			

Tabla 11. 8 Ubicación (sitio) de bancos de baterías a Reponer

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 CHANGUINOLA	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

Justificación

La vida útil diseñada para los bancos es de 10 años, pero puede verse afectada por descargas durante fallas en la red eléctrica comercial, aumentos de temperatura, etc. Con este proyecto, buscamos tener los recursos para reemplazar los bancos que han llegado al final o están cerca del final de su vida útil, anticipándonos a una falla y garantizando así la continuidad del servicio.

Por lo tanto, se recomienda reemplazar los bancos para garantizar la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y el Sistema Eléctrico Regional (SER).

Inversión

Costo: B/. 400,919.44

Entrada en Operación: 2022 - 2025

6. REPOSICIÓN DEL SITIO MAESTRO DEL SISTEMA DE RADIO COMUNICACIÓN DIGITAL ASTRO 25

Resumen Ejecutivo

En 2010, se instaló el Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO 25, reemplazando al obsoleto sistema Smart Zone. Este sistema es esencial para la comunicación entre los Agentes del Mercado Eléctrico, el personal de Operaciones y Mantenimiento (líneas y subestaciones), y el Centro Nacional de Despacho para todas las maniobras que se realizan en el

Sistema Interconectado Nacional (SIN). El proyecto incluyó el suministro e instalación de un Sistema de Radio Comunicación Digital con un sitio maestro y doce sitios de repetición.

El Sitio Maestro ha llegado al final de su vida útil y el fabricante ha discontinuado este modelo, lo que significa que ya no hay soporte de fábrica disponible. Dado que este Sistema es el principal medio de comunicación entre el CND y los Agentes del Mercado Eléctrico (MOM 4.2), así como con el personal de campo, es necesario reponerlo para garantizar la seguridad e integridad del personal y del sistema eléctrico.

Antecedentes

La comunicación por radio en ETESA comenzó con sistemas VHF, luego se utilizó un sistema troncal analógico (Smart Zone) junto con el sistema VHF. Ambos sistemas fueron reemplazados por completo por un sistema de radio comunicación troncal digital ASTRO 25, con un sitio maestro y siete sitios de repetición. En 2014, este sistema se amplió con la adición de cinco sitios de repetición para mejorar la cobertura de las comunicaciones.

Historial de mantenimiento

Como parte de una gestión eficiente de los sistemas de comunicación, la Gerencia de Operación y Mantenimiento realiza un mantenimiento exhaustivo a este

sistema dos veces al año como parte de su Plan de Mantenimiento Anual (PMA). Este mantenimiento tiene como objetivo prolongar la vida útil del sistema mediante mantenimientos preventivos que incluyen respaldos de bases de datos, reemplazo de módulos, alineación de equipos pasivos y ajustes a los equipos según los estándares del fabricante.

Fallas

Desde la instalación del sistema ASTRO 25, no se han presentado fallas significativas, excepto periodos ocasionales en "site trunking" (pérdida de cobertura de área amplia) debido a caídas momentáneas en los enlaces microondas que conectan cada sitio repetidor con el sitio maestro.

Problema

El sistema fue instalado en 2010 y el fabricante ha anunciado que esta versión del sistema ASTRO 25 (ARC-4000 ASTRO-25 1.1) ya no contará con soporte técnico. Por lo tanto, se recomienda la reposición del Sitio Maestro. Esta reposición será transparente para los sitios repetidores y los usuarios actuales.

Propuestas

Se sugiere garantizar la operatividad y el mantenimiento del Sistema Integrado Nacional mediante el sistema de radio comunicación, en línea con las acciones de operación y mantenimiento del sistema eléctrico

de la República de Panamá. Además, se plantea la actualización del Sitio Maestro del Sistema ASTRO 25, que actualmente en ETESA consta de doce (12) sitios repetidores y tiene capacidad para hasta dos mil quinientos (2500) usuarios.

La versión actualizada del sistema tendría capacidad para veinticuatro (24) sitios repetidores y hasta diez mil (10000) usuarios.

Propuesta de Reposición

El sistema de radio comunicación ARC-4000 ASTRO-25 1.1, que está instalado en ETESA, incluye lo siguiente:

- Controlador de Zona ARC-4000.
- 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 Ibalá, Cerro Canajagua, Tolé, Volcán Barú, Palo Seco y Ojo de Agua.
- Cada sitio repetidor tiene tres canales: uno de control y dos de voz.
- Frecuencia de operación y espaciamiento entre canal: Banda de 800 MHz y 12.5 KHz.
- ETESA cuenta actualmente con 440 usuarios del sistema, lo que significa que solo hay capacidad para 60 nuevos usuarios.

La adquisición e instalación del nuevo sistema contemplará la ampliación en términos de cantidad

de usuarios y la integración de nuevos sitios de repetición (7 @ 12), optimizando y aumentando la cobertura. Si no se reemplaza el sitio maestro actual, podríamos enfrentar fallas tanto en hardware como en software, lo que podría resultar en caídas del sistema de radio a nivel nacional e inoperancia del sistema de radio comunicación, que es la vía principal para operar, mantener y restablecer el Sistema Eléctrico Nacional.

Inversión

Costo: B/. 3,434,047.95

Entrada en Operación: 2023 - 2026

7. REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE PRUEBAS Y MEDICIÓN PARA EL MANTENIMIENTO DE LA RED DE TELECOMUNICACIONES DE ETESA

Resumen Ejecutivo

Se propone la reposición de los equipos de pruebas, análisis, medición y localización de fallas que se utilizan en los mantenimientos de las redes de voz y datos de los sistemas de telecomunicaciones de ETESA a nivel nacional. Esto garantizará que las tareas de mantenimiento de la red de telecomunicaciones proporcionen un servicio confiable y continuo las 24 horas del día, 7 días a la semana, tal como se requiere para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Antecedentes

La mayoría de los equipos de pruebas y mediciones para los canales de voz y datos están deteriorados debido a su antigüedad (algunos datan del año 2000 o antes), por lo que es indispensable su reposición. También es necesario reemplazar equipos para el mantenimiento de la fibra óptica, como OTDR, medidores de potencia y fuentes de luz, medidores de tierra y otros.

Historial de mantenimiento

La mayoría de estos equipos han sido discontinuados, por lo que el mantenimiento o reparación podría resultar tan costoso o más que su reemplazo.

Fallas

Debido a la antigüedad de los equipos de mediciones y pruebas, muchos ya no funcionan o funcionan deficientemente. Esto provoca tiempos de respuesta altos y/o diagnósticos incorrectos.

Problema

La falla o falta de estos equipos se traduce en un mayor tiempo de respuesta para eventos de pérdida de comunicación en la Red de Comunicaciones. Esto pone en riesgo la operación del Sistema Interconectado Nacional debido a la falta de supervisión en tiempo real del CND en plantas y/o subestaciones.

Propuestas

Se propone reemplazar los equipos de pruebas y medición utilizados para el mantenimiento de la Red de Comunicaciones de ETESA a nivel nacional.

Tabla 11. 9 Equipos de Pruebas y Mediciones

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
Medidor de Potencia y Frecuencia de RF	3	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento Preventivo y Correctivo de los Enlaces de Microondas
Microscopio para Analizar Conectores de 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

Alternativas de Reposición

Dada la antigüedad de estos equipos, es urgente reemplazarlos por unidades nuevas que estén acorde con los avances tecnológicos en estas áreas. De esta manera, se asegurará la confiabilidad del mantenimiento y operación de la Red de Comunicaciones a nivel nacional.

Propuesta de Reposición

Para garantizar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), es necesario contar con equipos de pruebas y mediciones en óptimas condiciones. Al realizar las pruebas y mediciones con estos equipos, podremos obtener resultados precisos y confiables.

Inversión

Costo: B/. 795,472.29

Entrada en Operación: 2023-2025

8. ENLACE POR FIBRA ÓPTICA VALBUENA

Resumen Ejecutivo

Este proyecto propone la instalación de un cable de veinticuatro (24) fibras ópticas tipo ADSS desde las Oficinas Administrativas de ETESA Zona 3, situadas en Valbuena, provincia de Chiriquí, hasta la torre T-14 de la nueva línea de transmisión 230-Kv a doble circuito entre la subestación Manta de Nance y la subestación Boquerón. En dicha torre se instalará una caja de empalme para interceptar los últimos 12 hilos del cable OPGW a ser instalado.

Antecedentes

Es necesario mejorar el Servicio de Comunicaciones en esta importante

sede de ETESA. La disponibilidad de fibra óptica en esta sede permitirá contar con todo el ancho de banda que se requiera.

Historial de mantenimiento

Este nuevo cable formará parte de la infraestructura de ETESA y recibirá el mantenimiento necesario para asegurar su funcionamiento adecuado.

Fallas

Una vez instalado el cable de fibras ópticas tipo ADSS, que cerrará un camino para instalar enlaces con multiplexores ópticos, estos deben recibir su mantenimiento adecuado y ser incluidos en el PMA de la Coordinación de Comunicaciones para asegurar su rendimiento óptimo.

Problema

Se necesita mejorar la comunicación de las Oficinas Administrativas de ETESA en Valbuena con el resto de las oficinas de ETESA a nivel nacional. La implementación de herramientas como Máximo, ERP, Office, Infos, Autocad, etc., demanda un gran ancho de banda. Con la instalación de esta Fibra Óptica en esta sede se podrá satisfacer esta necesidad. Además, este punto podría ser elegible como un Centro de Despacho Alterno, ya que estaría integrado a la Red Comunicaciones por Fibra Óptica de ETESA.

Propuestas

Objetivo General

El objetivo es integrar las oficinas administrativas en Valbuena con la red de FO de ETESA, para salvaguardar las operaciones que se realizan en este sitio. Además, se busca que el nuevo punto de interconexión funcione también como un Centro de Despacho Alterno.

Objetivos específicos

Se propone instalar un Cable de Fibras Ópticas ADSS por postes de Naturgy entre las Oficinas de Valbuena y la Torre 14.

Justificación

La mejora en la comunicación entre las Oficinas Administrativas de ETESA en Valbuena y el resto de las instalaciones es necesaria debido a la demanda creciente del ancho de banda por parte del uso intensivo herramientas como Máximo, ERP, Office, Infos, Autocad, etc. Con la instalación de esta Fibra Óptica en este centro, este punto también puede servir como un Centro de Despacho Alterno al estar integrado a la Red Comunicaciones por Fibra Óptica de ETESA.

Inversión

Costo: B/. 70,376.04

Entrada en Operación: 31/12/2024

Tabla 11. 10 Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones

PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES	FECHA	COSTO
REPOSICION DE ENLACES MICROONDAS	2023-2024	953.00
REPOSICION DE TORRES DE COMUNICACIONES	2023-2025	623.81
REPOSICION DE RECTIFICADORES	2021-2024	281.80
REPOSICION BANCOS DE BATERIAS DE COMUNICACIONES	2022-2025	400.92
REPOSICION SISTEMA DE RADIO COMUNICACION DIGITAL ASTRO-25	2023-2026	3,434.05
REPOSICION EQUIPOS DE PRUEBA Y NED. RED DE TELECOMUNICACIONES	2023-2025	795.47
ADQUISICIÓN DE NUEVOS SITIOS TRONCALES PARA MEJORAR COBERTURA EN LÍNEA 230-20/30	31-dic-24	264.45
ENLACE ÓPTICO SE MATA DEL NANCE-VALBUENA	31-dic-24	70.38

12

CAPÍTULO XII

PLAN DE REPOSICIÓN DE
CORTO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 12

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

REPOSICIÓN DE PROYECTOS DE SUBESTACIONES

1. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 230 KV DE LA S/E MATA DE NANCE

El patio de 230 KV de la Subestación Mata de Nance es el principal centro de acopio de energía eléctrica en el occidente del país, cuyo primordial objetivo es captar y transferir la energía eléctrica generada por las plantas hidroeléctricas del sistema ubicadas en el occidente a través de las líneas de transmisión de 230 KV provenientes desde Chiriquí. Actualmente esta subestación entrega, aproximadamente, el 70% de la energía requerida por el Sistema Interconectado Nacional.

El patio de 230 KV de la subestación cuenta actualmente con nueve (9) interruptores de 230 KV que entraron en operación entre los años 1978 a 1986, por lo que ya cuentan con más de 30 años de operación.

Debido a que el mantenimiento mayor que necesitan estos interruptores tiene un costo superior a la reposición de estos, se ha optado por el reemplazo de los nueve interruptores de 230 KV de tanque vivo, de los cuales ocho son monopolares y uno tripolar. El diseño

e instalación de dichos interruptores deberá incluir todos los equipos necesarios para la adecuada conexión y funcionamiento. Esto incluye las ampliaciones, montaje y acondicionamientos necesarios.

Los costos aproximados deben ser verificados en la etapa de diseño, puesto que fueron estimados con las consideraciones ingenieriles básicas, ya que los mismos pueden presentar variaciones en relación con el diseño final, el cual implica un desarrollo de la ingeniería de detalle del proyecto.

Beneficios del Proyecto

Los beneficios de este proyecto son los siguientes:

- El reemplazo de estos interruptores redundará en una mejor calidad del servicio, ampliando a garantía de continuidad, debido a la disminución del riesgo de paradas forzosas por daños inesperados o por mal funcionamiento de algún componente de los interruptores que han estado operando durante más de 30 años.
- Mejora la confiabilidad del sistema, debido a la minimización de riesgos por salidas no programadas.
- Reducción de costos de

mantenimiento, dado que se requerirán sólo mantenimientos menores estándares.

- Mejoras de eficiencias de mantenimiento y reducción de costos, por la capacitación y actualización de los colaboradores, para las labores de mantenimiento, y disminución de los costos de técnicos extranjeros especializados.
- En vista que está contemplada la adquisición y reemplazo de más de 300 CTs en las distintas subestaciones, incluyendo Mata de Nance 230 KV, se considera entonces el reemplazo de los interruptores por tanque vivo. Esto evita también la modificación de las fundaciones. Igualmente se incluye el reemplazo de las cuchillas de los interruptores

Inversión

Costo: B/. 6,603,812.45

Entrada en Operación: 28/2/2025

2. REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR T3 DE LA S/E PANAMÁ

Este proyecto consiste en el reemplazo del transformador T3 de la Subestación Panamá, el cual data del año 1981. Las últimas pruebas realizadas al autotransformador T3 de la Subestación Panamá demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/13.8 KV y capacidad de

210/280/350 MVA. Este transformador es necesario debido a que esta es la subestación que lleva la mayor carga de la Ciudad de Panamá y siendo este equipo parte del Sistema Principal de Transmisión, debe cumplir con lo establecido en Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA:

“Artículo 86: 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 a 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.”

Beneficios del Proyecto

Este transformador brindará un suministro confiable y seguro a la demanda existente en la Ciudad de Panamá.

Inversión

Costo: B/. 7,525,000

Entrada en Operación: 28/2/2024

3. REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR T1 DE LA S/E PANAMÁ Y ADECUACIÓN PANAMÁ 230 KV

REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR T1 DE LA S/E PANAMÁ

La Subestación Panamá cuenta actualmente con cuatro autotransformadores. Dos de ellos, el T1 y T2, son de 230/115 KV y 105/140/175 MVA, el tercer autotransformador T3 es de 230/115 KV y 210/280/350 MVA. Estos autotransformadores fueron instalados en los años 1992, 2021 y 1981 respectivamente. Por último, hace poco tiempo entró en operación el cuarto autotransformador T4, de 230/115 KV y 210/280/350 MVA.

Las pruebas realizadas al autotransformador T1 demuestran que presenta problemas de punto caliente

interno y deterioro en su aislamiento interno, por lo cual es necesario reemplazar el mismo. Se ha considerado reemplazarlo por uno de mayor 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.

En este proyecto se contempla la adecuación de la nave 5 del patio de 230 KV de la S/E Panamá, con la adición de 1 interruptor de 230 KV y sus cuchillas seccionadoras asociadas, de modo que se pueda conectar el T1 nuevo.

El T1 nuevo ocupará el espacio liberado por el T3 existente (Se hace referencia al transformador instalado en 1981). Este (T3 existente) dejará libre una posición entre interruptores en la Nave 4 del patio 115 KV, la cual será utilizada temporalmente para la conexión de la línea Panamá - Cáceres. Esta conexión será temporal, dado a que el T1 nuevo requerirá esa posición para conectar su 115 KV.

Lo antes mencionado nos lleva a considerar la construcción de una nueva nave en el patio de 115 KV (Nave 8). Esta nueva nave requerirá de 2 interruptores de 115 KV y sus cuchillas asociadas, de modo se pueda relocalizar la

línea Panamá - Cáceres 115KV de la nave 4 a la nueva nave 8.

Es necesario hacer mención de que, durante la elaboración de estos trabajos, el T1 existente se mantendrá en operación. Una vez culminen los trabajos de instalación del nuevo T1 y la relocalización de la línea Panamá - Cáceres de 115 KV, se procederá al desmantelamiento del T1 actual. Además, se deberá tomar en cuenta una adecuada disposición del T1 existente para dejar el espacio libre.

Se debe contemplar que las dimensiones y el espacio del T3 existente (Se hace referencia al transformador instalado en 1981) puedan ser utilizados por el T1 Nuevo para su instalación. Ya que se pudiese presentarse el caso de que las nuevas dimensiones del autotransformador no se ajusten al área asignada. Además, se debe comprobar que las conexiones, los terminales y las protecciones del nuevo transformador sean compatibles con el sistema eléctrico existente.

Por lo antes mencionado, el diseño e instalación de este nuevo transformador deberá incluir todos los equipos necesarios para la adecuada conexión y funcionamiento. Esto incluye las ampliaciones, montaje y acondicionamientos necesarios. Las cuchillas para estas adiciones deben ser motorizadas.

La medición de cada devanado de los Autotransformadores debe cumplir con el protocolo DNP/TCP-IP. Incluir tres (3) PT (transformador de potencial) por cada devanado del autotransformador los cuales servirán para medir el flujo que entra o sale de los mismos.

Los costos aproximados deben ser verificados en la etapa de diseño, puesto que fueron estimados con las consideraciones ingenieriles básicas, ya que los mismos pueden presentar variaciones en relación con el diseño final, el cual implica un desarrollo de la ingeniería de detalle del proyecto.

Beneficios del Proyecto

Con el reemplazo del autotransformador T1 se aumenta la capacidad de transformación de la Subestación Panamá, además, 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 las empresas Gas Natural Fenosa y ENSA, que se alimentan desde esta subestación.

Inversión

Costo: B/. 9,643,092.02

Entrada en Operación: 31/12/2025

ADECUACIÓN PANAMÁ 230 KV

El objetivo de este proyecto es mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico nacional, mediante la adecuación de los autotransformadores de 230/115 KV en la subestación Panamá conectándolos entre interruptores.

Para lograr este propósito, se requiere realizar las siguientes obras en la subestación Panamá:

a. Adecuar la sexta nave del patio de 230 KV, con la adición de un interruptor de 230 KV y sus cuchillas seccionadoras asociadas, de modo que se pueda conectar el nuevo autotransformador T1 entre interruptores. Esta obra permitirá aprovechar el espacio disponible en el patio existente, sin afectar el funcionamiento de los demás equipos.

b. Adicionar una séptima nave en esquema de interruptor y medio, inicialmente con 2 interruptores en el patio de 230 KV existente, donde se conectará el autotransformador T2 nuevo. Esta obra permitirá ampliar la capacidad de maniobra y protección del patio de 230 KV, así como facilitar la conexión de futuros proyectos de generación o transmisión.

Inversión

Costo: B/. 3,184,563.21

Entrada en Operación: 30/06/2026

4. REEMPLAZO DE CUCHILLAS TRIPOLARES MOTORIZADAS CON CUCHILLA A TIERRA DE 230 KV PARA SUBESTACIÓN LA ESPERANZA, BOQUERÓN III Y CAÑAZAS

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

- Las cuchillas tripolares motorizadas con cuchilla a tierra de 230Kv son equipos que permiten seccionar las líneas de transmisión y a la vez permiten aterrizar las líneas de transmisión, para que el personal pueda realizar los mantenimientos en

cada una de estas líneas con seguridad. Este proyecto tiene como finalidad el reemplazo de las cuchillas tripolares motorizadas con cuchilla a tierra en las subestaciones Boquerón 3, La Esperanza y Cañazas.

- Reemplazo de seis (6) cuchillas tripolares motorizadas con cuchilla a tierra de 230Kv existentes por otros nuevos del mismo tipo en la subestación Boquerón 3, La Esperanza y Cañazas.

JUSTIFICACIÓN

El problema de desgaste en los contactos de los seccionadores se mitiga, hasta cierto punto, con la ejecución de los mantenimientos adecuados; sin embargo, las pruebas termográficas de los equipos propuestos a reposición muestran focos de atención frente a falsos contactos debido a las altas temperaturas a las que se ven expuestos los equipos.

Adicionalmente, la imposibilidad de ejecutar un mantenimiento al equipo, debido a la falta de repuestos de los elementos de anclaje eléctrico, por la discontinuidad de estos en el mercado, evidencia la necesidad su reposición.

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar las cuchillas motorizadas que datan de una gran cantidad de años de operación garantizará una mayor eficiencia en la operación tanto local como

remotamente de estas, redundando esto en una mayor efectividad y seguridad al momento de realizar maniobras de apertura o cierra en momentos de mantenimientos preventivos y correctivos.

Inversión

Costo: B/. 232,000.00

Entrada en Operación: 31/12/25

5. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 230 KV EN SUBESTACIÓN LA ESPERANZA

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

- Los interruptores de potencia de 230kV de tipo tanque vivo son

equipos que permiten proteger las líneas de transmisión y barras asociadas ante cualquier falla que ocurra, y a la vez son utilizados para seccionar las líneas y barras para el mantenimiento. Este proyecto tiene como finalidad el reemplazo 23A12 existentes nave de ETESA en la subestación La Esperanza.

- Reemplazo de un (1) interruptores de potencia de 230kV existentes por otros nuevos del mismo tipo en la nave de ETESA en subestación La Esperanza.

JUSTIFICACIÓN

El interruptor de potencia de 230kV ha presentado problemas considerables en su mecanismo de operación por lo que fue necesario utilizar un equipo ya descartado para poder habilitar el interruptor y devolver la confiabilidad del sistema; por esta razón se recomienda mejor su reemplazo para garantizar una buena operación del sistema y evitar todo tipo de riesgo que pudiera causar una falla inesperada en el mismo produciendo penalizaciones exorbitantes y deteriorando la imagen de la EMPRESA.

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar el interruptor en mención, se garantizará, con uno nuevo, el correcto funcionamiento de este, lo que redundará en una mayor eficacia en el control del elemento vinculado a la subestación y por consiguiente establecerá una solidez

efectiva al SIN (Sistema Interconectado Nacional).

Inversión

Costo: B/. 208,800.00

Entrada en Operación: 31/12/25

6. REEMPLAZO DEL BANCOS DE BATERÍAS S/E GUASQUITAS Y S/E CAÑAZAS

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 combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del equipo existente y el desgaste natural de sus piezas internas son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico-económico.

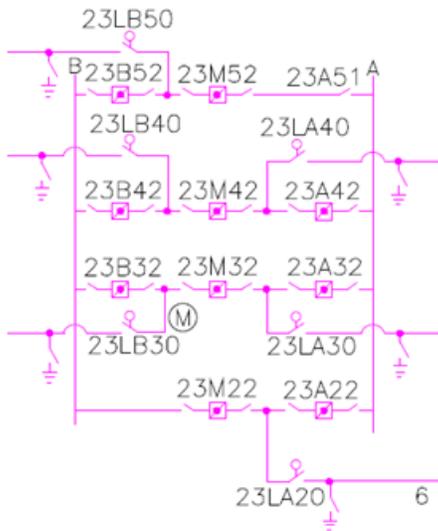
La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición 04 bancos de baterías nuevos, a un precio de US\$ 56,350.00 dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

Las subestaciones Guasqitas y Cañazas, ubicadas en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro respectivamente, están diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio de 230 kV, en el caso de Guasqitas y tres patios 230/115/34.5 kV, para el caso de Changuinola.

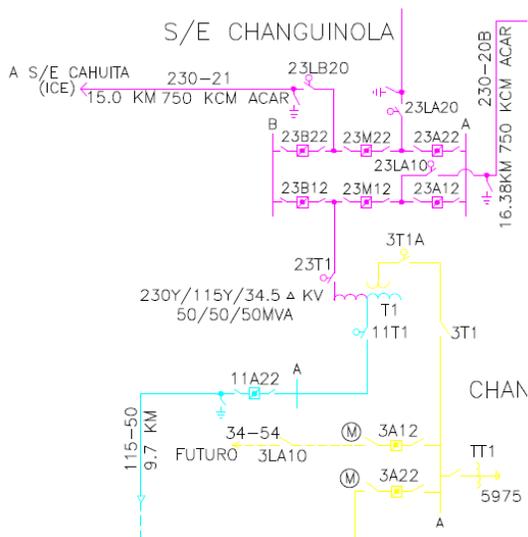
Cada una de estas subestaciones poseen servicios auxiliares que garantizan un correcto funcionamiento de los sistemas esenciales para la operación de la red, en caso de ocurrir una falla con los sistemas de alimentación del sitio. Dentro de los principales elementos podemos mencionar al generador auxiliar diésel y los bancos de baterías.

S/E GUASQUITAS



Normalmente al existir una falla o daño relacionado a la alimentación, entrará a suplir el generador auxiliar, sin embargo, al momento de ocurrir un daño relacionado con este, es esencial que los bancos de baterías estén en óptimas condiciones, ya que estos se encargarán de llevar lo necesario a los sistemas esenciales para el correcto funcionamiento de la subestación.

El tiempo de vida de un banco de baterías es alrededor de 12 a 15 años y depende normalmente de las especificaciones y características de cada banco para cada situación determinada de instalación, actualmente los bancos de Guasqitas y Cañazas fueron instalados en los años 2004 y 2008 respectivamente, por lo cual a la fecha deberían ser cambiados lo antes posible debido a que cumplieron con su vida útil sobrepasando los 15 años de operación.



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:

“3. Riesgos excluidos

Esta póliza no asegura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:

E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos.”

Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Dirección de Operación y Mantenimiento elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil del equipo a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

Normalmente se realiza mantenimiento a los bancos de baterías una vez al año, logrando así mantener en operación al equipo, sin embargo, esto no corrige el hecho de que ya se ha culminado el periodo

de vida útil recomendable para el equipo.

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, fallas externas, no es fácil su determinación. Sin embargo, un equipo que actualmente sobrepasa el tiempo de vida de útil recomendado para operación es recomendable su reemplazo debido a que los componentes internos y externos envejecen a medida que transcurre el tiempo, siendo menos eficiente dentro de un sistema.

Por otra parte, y con el objetivo de dejar en evidencia las afectaciones económicas provocadas por posibles fallas en los equipos, a continuación, se presenta el análisis del peor de los escenarios:

Se considera que ocurre una falla relacionada a la alimentación de la subestación Guasquitas, por lo cual en su momento tendría que entrar el generador auxiliar. Si, a la vez llegara a ocurrir un problema con el generador auxiliar diésel, por defecto debería entrar a mantener el sistema el banco de baterías para los elementos esenciales dentro de la subestación. Si por algún motivo, en este preciso momento los bancos de baterías no estuvieran en óptimas

condiciones y cesara su operación, se apagaría todo tipo de elementos de comunicaciones y protecciones, haciendo imposible un control adecuado de la subestación, si ocurriera una falla, por ejemplo, en la línea 230-16, los esquemas de protección tratarían de aislar la falla, esto quiere decir aislar la subestación mediante la apertura de las líneas 230-16 y 230-17 en Veladero, 230-18 en Fortuna, 230-22 en SE Gualaca y 230-29 en SE Cañazas. Para resumir, tan solo en SE Guasquitas estaríamos dejando fuera de sistema la generación de agentes como AES (ESTI), y CELSIA (Lorena, Prudencia y Gualaca), un total aproximado de 239.1 MW. Si tomamos en cuenta un escenario conservador, para un precio en despacho de \$ 100.00 el MW, podríamos apreciar una pérdida monetaria por generación como se muestra en la siguiente tabla:

Problema

La disminución de la eficiencia de operativa del equipo existente, y otros desgastes que confronta el equipo, podrían poner en riesgo la operación del equipo y por ende la confiabilidad del sistema.

Propuestas

Las alternativas de reposición presentadas a continuación tienen como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo

No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

Reemplazar 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.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de 4 bancos de baterías nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los bancos de baterías según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- Brindar un servicio de calidad a los clientes de la distribuidora.
- Darle robustez al sistema dado que, al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos programados, o al momento de alguna falla de alimentación.

Inversión

Costo: B/. 64,960.00

Entrada en Operación: 31/12/23

7. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN LOS PATIOS 230 y 115 KV EN S/E PANAMÁ II

Resumen Ejecutivo

En aras 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 a incluirse en proyectos de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

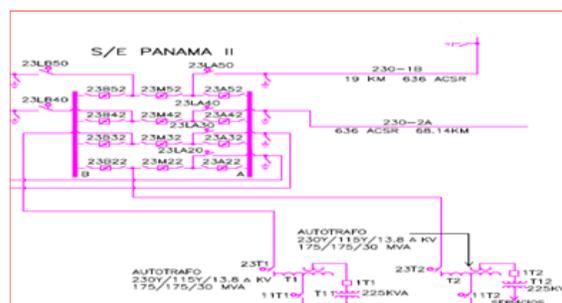
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del equipo existente y obsolescencia tecnológica son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de cuatro (4) protecciones de transformador, 22 controladores y cuatro (4) diferenciales de barra nuevos; 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

Generales

La subestación transformadora/seccionadora Panamá II, ubicada en el Corregimiento de Pedregal, Distrito de Panamá, Provincia de Panamá, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de dos patios 230/115 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



Adicionalmente, permite trasladar la generación hídrica proveniente de las centrales Bayano, Pacora y la generación proveniente de occidente a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 230-1B, 230-1C, 230-2A y 2B, 230-12, y 230-13 respectivamente. Por otra parte, el patio de 115kV alimenta a los clientes de la Empresa Distribuidora ENSA.

Los relevadores de protección son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal monitorear el estado de las líneas y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Con la entrada en operación de la subestación, los equipos de protección fueron capitalizados

contablemente en los libros de la empresa en las fechas listadas a continuación:

Tabla 12. 1 Equipos de Protección Capitalizados

Identificación	Nomenclatura	No. serie	Modelo	Fabricante / Marca	NUMERO ETESA	Año de Instalación
TRA NSF # 1	87T1 P	M9931509	RET- 521	ABB	8217	1999
TRA NSF # 1	87T1 S	M9924500	RET- 521	ABB	8218	1999
TRA NSF # 2	87T2 P	M9931508	RET- 521	ABB	8219	1999
TRA NSF # 2	87T2 S		RET- 521	ABB	8220	1999
BARRA-A 230KV	87B		RA DHA	ABB	8233	1999
BARRA-B 230 KV	87B		RA DHA	ABB	8234	1999
BARRA-A 115 KV	87B		RA DHA	ABB	8239	1999
BARRA-B 115 KV	87B		RA DHA	ABB	8240	1999
23A 22	50BF/ 79 / 25	N9920080	REC 561	ABB	8242	1999
23M22	50BF/ 79 / 25	N9920081	REC 561	ABB	8243	1999
23B22	50BF	N9920025	REC 561	ABB	8244	1999
23A 32	50BF/ 79 / 25	N9920087	REC 561	ABB	8245	1999
23M32	50BF/ 79 / 25	N9920079	REC 561	ABB	8246	1999
23B32	50BF	N9920026	REC 561	ABB	8247	1999
23A 42	50BF/ 79 / 25	N9920086	REC 561	ABB	8248	1999
23M42	50BF/ 79 / 25	N9920088	REC 561	ABB	8249	1999
23B42	50BF/ 79 / 25	N9920083	REC 561	ABB	8250	1999
23A 52	50BF/ 79 / 25	N9920085	REC 561	ABB	8251	1999
23M52	50BF/ 79 / 25	N9920084	REC 561	ABB	8252	1999
23B52	50BF/ 79 / 25	N9920082	REC 561	ABB	8253	1999
11A 22	50BF	N9920089	REC 561	ABB	8254	1999
11M22	50BF	N9921038	REC 561	ABB	8255	1999
11B22	50BF	N9920027	REC 561	ABB	8256	1999
11A 32	50BF	N9920092	REC 561	ABB	8257	1999
11M32	50BF	N9921037	REC 561	ABB	8258	1999
11B32	50BF	N9920038	REC 561	ABB	8259	1999
11M42	50BF	N9920093	REC 561	ABB	8260	1999
11B42	50BF	N9920091	REC 561	ABB	8261	1999
11M52	50BF	N9920094	REC 561	ABB	8262	1999
11B52	50BF	N9920090	REC 561	ABB	8263	1999

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 2016-2021, se ubica entre 81-92%.

Problema

Por lo general, los relevadores de protección con más de 10 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural de los circuitos electrónicos; hecho corroborado por el fabricante de los equipos.

Por otra parte, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a una mala operación de estos equipos es un factor crítico que requiere atención.

Lo mencionado en el párrafo anterior se fundamenta en el hecho de que recientemente se han ejecutado libranza forzada (Eje. ETESA-637-2013) para reemplazar el relevador de protección del transformador N.2, adicional a las dos libranzas (ETESA-54-2013) y (ETESA-1145-2008) con los mismos problemas en fechas anteriores, como consecuencia de que el equipo se apago sin causa

justificada, es decir quedo fuera de servicio.

Propuestas

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.

- 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.

Alternativas de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:

Adquisición de cuatro (4) para transformador, veintidós (22) relés controladores y cuatro (4) para protección de barras.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de treinta (30) relevadores de protección nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de protección según la propuesta presentada redundará en garantizar la continuidad del servicio y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

- a) Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
- b) Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- c) Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- d) Modernizar la subestación Panamá II.

Inversión

Costo: B/. 633,270.68

Entrada en Operación: 2019-2024

8. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES EN S/E PANAMÁ 115 KV

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.

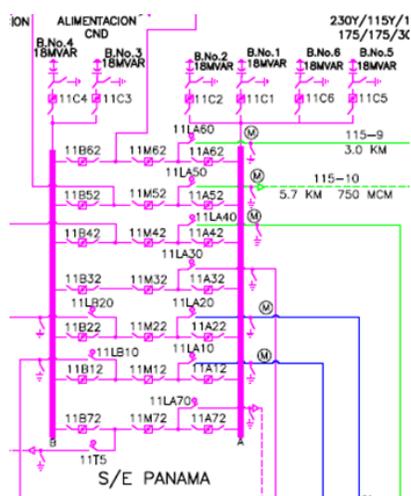
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del equipo existente y el desgaste natural de sus piezas internas son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de nuevos interruptores para las S/E Panamá patios de 115 KV y Bancos de Capacitores patio de 115 KV 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.

Justificación económica

A continuación, se presenta la oferta económica de la inversión planteada:

Antecedentes



La subestación transformadora Panamá, ubicada en el Corregimiento Amelia Denis de Icaza, Distrito de San Miguelito, Provincia de Panamá, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio 115kV en el cual también posee bancos de capacitores.

Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento Zona 1 elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil del equipo a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

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, fallas externas, por ejemplo por eventos ocurridos en la red de distribución y que en algunos casos son despejadas por las protecciones en tiempos demasiado de largos y que producen esfuerzos electromecánicos al equipo, obsolescencia por falta de repuestos, 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 catastrófica al equipo y por ende al sistema.

Problema

La disminución de la eficiencia operativa del equipo existente, la reducción de la resistencia de contacto, el deterioro del gas aislante y otros desgastes que confronta el equipo, podrían poner en riesgo la operación del equipo y por consecuencia la confiabilidad del sistema.

Propuestas

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 debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- a) Reemplazar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- b) Evidenciar el beneficio técnico de realizar el

reemplazo del equipo en mención.

Alternativas de reemplazo

Como parte integral del análisis del problema, a continuación, la alternativa de reposición: Compra de unos interruptores nuevos.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico de la alternativa, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de unos interruptores nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los interruptores según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite

- a) brindar un servicio de calidad a los clientes de la distribuidora,
- b) asegurar que la generación proveniente de las subestaciones aledañas pueda ser transmitida a los centros de carga.
- c) darle robustez al sistema dado que, al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos programados, no existirían dificultades asociadas a limitantes por capacidad.

Conclusión

A partir del análisis técnico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el periodo 2020-2024 el reemplazo de los interruptores de las subestaciones Panamá fundamentado en el criterio de finalización de la vida útil; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Inversión

Interruptores 115 KV S/E Panamá
Costo: B/. 519,680.00
Entrada en Operación: 31/12/24

9. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE BANCOS DE 115KV DE SE PANAMA

Este proyecto tiene como finalidad el reemplazo de cuatro (4) interruptores de potencia de 115 kV en Subestación Panamá asociados a los bancos de capacitores. Los interruptores son los siguientes: 11C1, 11C2, 11C3 y 11C4.

Las operaciones de banco de capacitores originan efectos transitorios en la red de transmisión. Al abrir un interruptor, se crean sobrevoltajes entre los polos de potencia y originan el efecto de reencendido al tratar de interrumpir la corriente. Este arco que se mantiene entre polos va contaminando el SF₆ y va deteriorando los polos de potencia.

Al final, la cámara interruptiva con SF₆ se contamina de impurezas y se va desgastando los contactos de potencia. Llegará un momento que el arco de la corriente no se logra extinguir y explota el interruptor.

Beneficios del Proyecto

Tomando en cuenta las exigencias de la red eléctrica y el crecimiento de la carga en todo el país, es importante que tengamos en operación óptima los bancos de capacitores, tanto por el sistema como por el costo de estos.

Inversión

Costo: B/. 800,400.00
Entrada en Operación: 31/12/25

10. REEMPLAZO DE TORRES CORROÍDAS EN PANAMÁ Y COLON

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunas Torres que soportan los diferentes circuitos de las líneas de transmisor de ETESA se encuentran deterioradas y para garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en el presente informe se presentan proyectos de reemplazo basados en la inspección dando como consecuencia el deterioro de las estructuras por la oxidación debido a diferentes factores atmosféricos y contaminación ambientales u otras causas que justifiquen su reemplazo.

La combinación de factores como el deterioro y el desgaste natural, estas variables exógenas son tomadas en el análisis técnico.

La propuesta de reemplazo de este informe consiste en invertir en la adquisición del reemplazo de torres corroídas en Panamá y Colon para mitigar así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento incrementados en caso de no realizarse este proyecto de reposición.

Antecedentes

La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., (ETESA) es la empresa estatal de servicio público cuya función es la transmisión de electricidad en alta tensión, tal como lo estipula el artículo 3 de la Ley 6 de 1997 "Carácter de servicio público. La generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, se consideran servicios públicos de utilidad pública".

El Sistema Eléctrico Nacional de Transmisión, es una red eléctrica compleja. La red que maneja ETESA es la de 230kV y 115KV y cuyos clientes principales, son las generadoras y las distribuidoras que se encuentran a nivel nacional, Dichas líneas de transmisión son soportadas por estructuras

especiales, llamadas Torres de Transmisión.

Normalmente, cada torre lleva dos (2) circuitos eléctricos de 230kv y en algunos casos 115 KV desde el generador hasta algunas subestaciones para poder reducir los voltajes a valores que son utilizados por el cliente final. Dichas Torres de Transmisión, están apostadas por todo el territorio nacional, para poder transmitir desde los generadores, hasta los distribuidores etc.

Los conductores son los que se encuentran en la parte superior de las Torres de Transmisión Eléctrica. Estos conductores tienen la finalidad de transmitir la energía desde el generador al distribuidor, Debido a que se encuentran en áreas donde la contaminación por salinidad es alta, estas estructuras han dado muestra de que su integridad se vea afectada debido a la corrosión que presentan. También, existen tramos de torres en los cuales su reemplazo es inminente debido a los años de puesta en servicio.

Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento Zona 1 elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil a través de la realización de

mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

Fallas

En vista de que la predicción de la vida útil de las torres depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como condiciones de operación, historial de descarga eléctricas, prácticas de mantenimiento, desgaste, obsolescencia por falta de repuestos, 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 torre falle, el riesgo que corren los circuitos en el cual las torres soportan es muy grande, las consecuencias serán enormes y graves como la pérdida de líneas de transmisión.

Se requiere con premura el reemplazo de estas estructuras, ya que estos circuitos traen la generación. Para los efectos de la magnitud que estas líneas manejan en relación con la carga que transportan.

El daño sufrido por la caída de una torre que soporta los conductores, serie grave por la energía no servida. Esta situación, es crítica debido a las dimensiones de una inestabilidad del sistema o posible colapso de este, porque como se describe anteriormente, la capital estaría sin recibir dicha energía, con sus

consabidos efectos, para la empresa y el país.

Problema

La disminución de la eficiencia operativa de las torres existente, la degradación por contaminación ambiental y otros deterioros que confronta dichas torres, podrían poner en riesgo la operación de transmisión y por ende la confiabilidad del sistema.

Propuestas

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Reemplazar aquellos equipos existentes en la red de transmisión que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio técnico de realizar el reemplazo de las torres de transmisión deterioradas.

Alternativas de reemplazo

Como parte integral del análisis del problema, a continuación, la alternativa de reposición:

- a. Reemplazo de las torres corroídas en Panamá y Colon.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico de la alternativa, el equipo técnico de ETESA propone proceder al reemplazo de las torres corroídas de Panamá y Colon.

Justificación Técnica

El reemplazo de las torres corroídas de Panamá y Colon según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- a) brindar un servicio de calidad a los clientes de la distribuidora,
- b) Asegurar que la generación proveniente de las subestaciones aledañas pueda ser transmitida a los centros de carga,
- c) darle robustez al sistema dado que, al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos programados, no existirían dificultades asociadas a limitantes de generación por tratarse de caídas de torres deterioradas.

Conclusión

Cabe resaltar, que actualmente la confiabilidad y estabilidad del

Sistema Interconectado Nacional (SIN) está comprometida, ya que de no poder reemplazar o reparar de forma inmediata estas torres, y, por otro lado, de ocurrir una falla en algunas de las otras líneas que quedarían energizadas, se estaría ante un inminente apagón a nivel nacional.

A partir del análisis técnico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el periodo 2020-2024 el reemplazo de las torres corroídas en Panamá y Colon fundamentado en el criterio de finalización de la vida útil; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Inversión

Costo: B/, 1,392,000.00

Entrada en Operación: 31/12/24

11. REEMPLAZO DE BANCOS DE CAPACITORES EN S/E PANAMÁ Y S/E PANAMÁ 2

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.

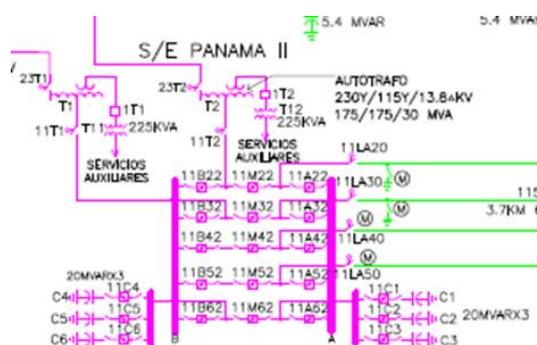
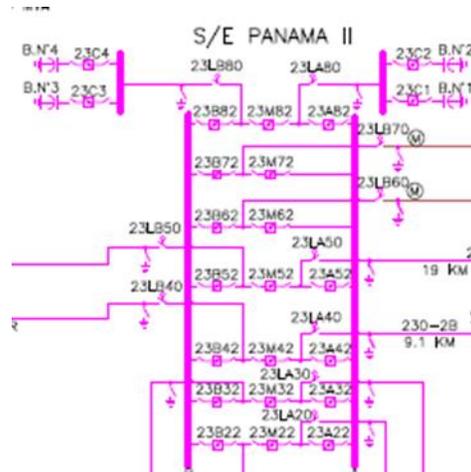
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del equipo existente y el desgaste natural, estas variables exógenas son tomadas en el análisis técnico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de bancos de capacitores para las S/E Panamá y S/E Panamá 2 mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento incrementados en caso de no realizarse este proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación transformadora Panamá, ubicada en el Corregimiento de Amelia Denis de Icaza, Distrito de San Miguelito, Provincia de Panamá, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de dos patios 230/115kV.

La subestación seccionadora Panamá 2, ubicada en el Corregimiento de Pedregal, Distrito de Panamá, Provincia de Panamá, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de dos patios 230 KV/115 KV.



Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento Zona 1 elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil del equipo a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

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, fallas externas, por ejemplo por eventos ocurridos en la red de distribución y que en algunos casos son despejadas por las protecciones en tiempos demasiado largos y que producen esfuerzos al equipo, obsolescencia por falta de repuestos, 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 en estos bancos suceda, da como consecuencia que corra el riesgo de que el sistema se vea afectado ya que incrementaría sustancialmente en el proceso de la transmisión de la energía eléctrica nacional.

Problema

La disminución de la eficiencia operativa del equipo existente, la reducción de los voltajes en los capacitores y otros deterioros que confronta el equipo, podrían poner en riesgo la operación de dicho equipo y por ende la confiabilidad del sistema.

Propuestas

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 debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo

No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Reemplazar 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.

Alternativas de reemplazo

Como parte integral del análisis del problema, a continuación, la alternativa de reposición: Compra de bancos de capacitores.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico de la alternativa, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de bancos de capacitores.

Justificación Técnica

El reemplazo de bancos de capacitores según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- a) brindar un servicio de calidad a los clientes de la distribuidora.
- b) asegurar que la generación proveniente de las

subestaciones aledañas pueda ser transmitida a los centros de carga,

- c) darle robustez al sistema dado que, al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos programados, no existirían dificultades asociadas a limitantes por capacidad.

Conclusión

A partir del análisis técnico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el periodo 2020-2024 el reemplazo de bancos de capacitores en la subestación Panamá y subestación Panamá 2 fundamentado en el criterio de finalización de la vida útil; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Inversión

Costo S/ Panamá: B/. 336,400.00
Costo S/E Panamá II: B/. 336,400.00
Entrada en Operación: 31/12/24

12. REEMPLAZO DE CUCHILLAS MANUALES EN S/E PANAMÁ 115 KV

La SE Panamá es del tipo reductora, la cual opera en el nivel de tensión de 230/115 kV, distribuyendo carga a distintos agentes de mercado (ACP, ENSA, NATURGY), teniendo un papel

fundamental en la transmisión del servicio eléctrico.

Dentro de la operación cotidiana de la Subestación los seccionadores permiten el aislamiento de los interruptores de potencia de determinado circuito ya sea por actividad de mantenimiento o bien por un evento que haga necesario el aislamiento del circuito en el que opera. Actualmente los Seccionadores de SE Panamá cuentan con más de 25 años de servicio presentando un alto grado de desgaste en sus contactos principales y los mecanismos de acción que permiten la operación segura para el personal en las maniobras de los equipos. Adicional, las fábricas donde se manufacturaron estos equipos han dejado de existir, lo que imposibilita la adquisición de insumos para las tareas de mantenimiento.

Es por esto, que se requiere realizar el reemplazo de ciento veintiséis (126) seccionadores manuales de 115 kV de SE Panamá.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.
- Disminuye la probabilidad de fallo en los equipos primarios.
- Eliminar la obsolescencia de los equipos ante cambios de tecnología e insumos.

- Actualizar tecnológicamente los esquemas de seguridad de los equipos.

Inversión

Costo: B/. 1,937,200.00

Entrada en Operación: 31/12/25

13. REEMPLAZO DE CONTADORES DE DESCARGA PARA LINEAS DE 230 KV Y 115 KV ZONA 3

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

Este proyecto contempla el suministro e instalación por personal de ETESA de sesenta y tres (63) contadores de descarga con

miliamperímetro para su ubicación en las salidas de líneas de las diferentes subestaciones, para poder tomar las lecturas de las descargas registradas y poder tener la lectura en miliamperios de la corriente de fuga del pararrayos. Actualmente es imposible realizar estas lecturas ya que los contadores de descarga cumplieron su periodo de vida útil y la mayoría de ellos están dañados.

JUSTIFICACIÓN

Este proyecto es necesario realizarlo para darle confiabilidad a las líneas de transmisión y a nuestros usuarios del mercado eléctrico en la época lluviosa, ya que nuestras líneas atraviesan zonas de alta densidad de descarga atmosférica. Cada descarga que deja fuera un circuito donde hay un generador, indisponde la línea y ese tiempo significa dinero, por lo que en un mercado eléctrico como el nuestro se debe de garantizar la disponibilidad de nuestros equipos.

Los contadores de descarga de 230kV y 115kV han cumplido su vida útil, algunos de ellos ya se encuentran dañados con problemas en el visor, contador y medidor de corriente de fuga.

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar los contadores de descarga garantizará una mayor eficiencia con respecto a la documentación de descargas ocurridas en las líneas tanto de 115 KV y 230 KV, esto ayudaría a tomar

acciones oportunas en alguna posible zona riesgosa que sea punto focal de descargas atmosféricas.

Inversión

Costo: B/. 62,640.00

Entrada en Operación: 31/12/24

14. PLANTAS AUXILIARES DE LAS SUBESTACIONES PROGRESO Y MATA DE NANCE

OBJETIVO

Gran parte del andar diario depende de la energía eléctrica, iluminación, electrodomésticos, equipos especiales y otros que son afectados por un corte de luz o pérdida de electricidad temporal, si no se cuenta con un buen sistema de respaldo. Para evitar dar lugar a daños, y mantener un sistema de respaldo en las subestaciones que mantienen una gran cantidad de equipos de importante función, se considera la realización del presente proyecto el cual mediante plantas eléctricas de emergencia se busca abastecer a subestaciones importantes y de difícil acceso.

DESCRIPCIÓN

Suministro, Transporte, Instalación y Puesta en Marcha de Plantas Eléctricas de Emergencia para las Subestaciones de Progreso y Mata de Nance.

Este proyecto busca brindar una solución ante las afectaciones de

energía eléctrica, corte de luz o pérdidas de electricidad temporales en las cuales se requiere seguir abasteciendo los equipos que se encuentran en la casa de control de las subestaciones.

JUSTIFICACIÓN

Las plantas eléctricas son indispensables para garantizar la continuidad del trabajo y de las operaciones que realiza la empresa, así como también para salvaguardar información crítica durante los cortes de energía.

Con la adquisición de estas plantas se busca salvaguardar la seguridad de los equipos que se mantienen en las casas de control entre los cuales son: los sistemas de computación, la alimentación UPS, iluminación en las zonas de trabajo, los sistemas de protección en general.

IMPACTO ESPERADO

Este proyecto tendrá un impacto directo en las Subestaciones de Mata de Nance y Progreso:

- Mejorar la confiabilidad ante cortes de electricidad de las Subestaciones mencionadas por medio de plantas eléctricas de emergencia.
- Garantizar el abastecimiento de energía eléctrica de los equipos auxiliares de Casa Control de las Subestaciones mencionadas.
- Mantener un sistema de respaldo que permita

salvaguardar los equipos auxiliares ubicados en las Casa Control de las Subestaciones mencionadas.

Inversión

Costo S/E Mata de Nance: B/. 406,000.00

Costo S/E Progreso: B/. 406,000.00

Entrada en Operación: 31/12/2024

15. REEMPLAZO CTs A NIVEL NACIONAL y PANAMA 230 y 115 KV

OBJETIVO

ETESA en las subestaciones eléctricas cuenta con transformadores de corriente (CTs) que son utilizados para la medición y los esquemas de protección de la subestación. En todas las subestaciones de ETESA hay instalados más de seiscientos (600) CTs de los cuales más del cincuenta por ciento (50%) tienen más de 15 años energizados, los cuales tienen mayor probabilidad de ocasionar eventos como el ocurrido en la subestación Panamá en marzo de 2017, donde explotaron tres (3) CTs produciendo un apagón parcial en el país.

Es importante indicar que el mantenimiento requerido por estos equipos es mínimo ya que son herméticamente sellados por lo que el personal de mantenimiento de subestaciones realiza de forma periódica pruebas eléctricas e

inspecciones visuales, en busca de daños eléctrico y físicos, y fugas de aceites, además, deben ser reemplazados al momento que cumplan con la vida útil recomendada por los fabricantes.

DESCRIPCIÓN

Reemplazo de trescientos treinta (330) Transformadores de Corriente, tipo multirazón (MR), del tipo pedestal con el núcleo en la parte superior, para montaje independiente en la intemperie y cada uno con dos (2) o cuatro (4) núcleos de protecciones, con entregas parciales de la siguiente manera:

JUSTIFICACIÓN

Para atender la necesidad del mantenimiento y reemplazo oportunos de los equipos de las subestaciones de ETESA y evitar eventos en la red de transmisión, y por ende apagones parciales en el sistema interconectado nacional.

Para la operación adecuada del Sistema Integrado Nacional es necesario que se cuente con la disponibilidad de todos los elementos de las subestaciones y líneas de transmisión para realizar un despacho de energía cumpliendo con las normativas del sector eléctrico.

Es necesario la ejecución de este proyecto para mantener la confiabilidad del sistema, ya que por

la falta de estos equipos el sistema puede sobre cargarse otros elementos de la red de transmisión para cumplir con la demanda de energía de la ciudad capital dejándonos en una situación que de darse otro evento provocaría apagones parciales, penalizaciones y pérdidas económicas a los diferentes comercios afectados.

Además, por la indisponibilidad de equipos en las subestaciones, ETESA se ve afectada por la aplicación de penalidad por generación obligada y energía no servida (de aumentar la demanda), de acuerdo con las normativas de las autoridades del sector.

Inversión

Costo: B/. 2,581,000.00

Entrada en Operación: 31/12/2024

16. REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMÁ 230 KV

La SE Panamá es del tipo reductora, la cual opera en el nivel de tensión de 230/115 kV, distribuyendo carga a distintos agentes de mercado (ACP, ENSA, NATURGY), teniendo un papel fundamental en la transmisión del servicio eléctrico.

Dentro de la operación cotidiana de la Subestación los seccionadores motorizados permiten el aislamiento de los circuitos ya sea por actividad de mantenimiento o bien por un evento que haga necesario el

aislamiento del circuito en el que opera. Actualmente los Seccionadores Motorizados de SE Panamá cuentan con más de 25 años de servicio presentando un alto grado de desgaste en sus contactos principales y los mecanismos de acción que permiten la operación segura para el personal en las maniobras de los equipos. Adicional, las fábricas donde se manufacturaron estos equipos han dejado de existir, lo que imposibilita la adquisición de insumos para las tareas de mantenimiento.

Es por esto, que se requiere realizar el reemplazo de seis (6) seccionadores motorizados de 230 kV de SE Panamá.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.
- Disminuye la probabilidad de fallo en los equipos primarios.
- Eliminar la obsolescencia de los equipos ante cambios de tecnología e insumos.
- Actualizar tecnológicamente los esquemas de seguridad de los equipos.

Inversión

Costo: B/. 387,440.00

Entrada en Operación: 31/12/25

17. REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LLANO SÁNCHEZ 230 KV

Adquisición de 4 juegos de cuchillas motorizada con puesta a tierra, con la finalidad de reemplazar las seccionadoras existentes en el patio de 230 kV en la SE Llano Sánchez. Estos dispositivos son utilizados para conexión/desconexión de las líneas de transmisión de manera remota (generalmente) o de manera local.

Para garantizar una operación segura y confiable del sistema frente a contingencias que requiera el seccionamiento de líneas o para tareas de mantenimiento, se requiere el reemplazo de los equipos actuales los cuales debido a su longevidad se hace necesario reemplazarlos. Además, La creciente generación hídrica del occidente del país, ha elevado los niveles de corrientes en las líneas por lo cual se hace necesario la implementación de nuevas seccionadoras que operen en mayores niveles de intensidad de corriente. En la subestación se tienen equipos discontinuados de producción, por lo que la obtención de repuestos en caso de una potencial falla resulta imposible.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.

- Disminuye la probabilidad de fallo en los equipos primarios.
- Eliminar la obsolescencia de los equipos ante cambios de tecnología e insumos.
- Actualizar tecnológicamente los esquemas de seguridad de los equipos.

Localización del Proyecto

Subestación Llano Sánchez, Distrito de Aguadulce, Provincia de Coclé.

Inversión

Costo: B/. 185,600.00

Entrada en Operación: 31/12/25

18. REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMÁ 115 KV

La SE Panamá es del tipo reductora, la cual opera en el nivel de tensión de 230/115 kV, distribuyendo carga a distintos agentes de mercado (ACP, ENSA, NATURGY), teniendo un papel fundamental en la transmisión del servicio eléctrico.

Dentro de la operación cotidiana de la Subestación los seccionadores motorizados permiten el aislamiento de los circuitos ya sea por actividad de mantenimiento o bien por un evento que haga necesario el aislamiento del circuito en el que opera. Actualmente los Seccionadores Motorizados de SE Panamá cuentan con más de 25 años de servicio presentando un alto grado de desgaste en sus contactos

principales y los mecanismos de acción que permiten la operación segura para el personal en las maniobras de los equipos. Adicional, las fábricas donde se manufacturaron estos equipos han dejado de existir, lo que imposibilita la adquisición de insumos para las tareas de mantenimiento.

Es por esto, que se requiere realizar el reemplazo de catorce (14) seccionadores motorizados de 115 kV de SE Panamá.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.
- Disminuye la probabilidad de fallo en los equipos primarios.
- Eliminar la obsolescencia de los equipos ante cambios de tecnología e insumos.
- Actualizar tecnológicamente los esquemas de seguridad de los equipos.

Inversión

Costo: B/. 903,640.00

Entrada en Operación: 31/12/25

19. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE BANCOS DE CAPACITORES DE SE PANAMA II Y LLANO SANCHEZ DE 230 KV

Este proyecto tiene como finalidad el reemplazo de tres (3) interruptores de 230 kV en Subestación Panamá II y un (1) interruptor de 230kV en Subestación Llano Sánchez de los bancos de capacitores. En total son cuatro (4) que se planean reemplazar.

Las operaciones de banco de capacitores originan efectos transitorios en la red de transmisión. Al abrir un interruptor, se crean sobrevoltajes entre los polos de potencia y originan el efecto de reencendido al tratar de interrumpir la corriente. Este arco que se mantiene entre polos va contaminando el SF₆ y va deteriorando los polos de potencia.

Al final, la cámara interruptiva con SF₆ se contamina de impurezas y se va desgastando los contactos de potencia. Llegará un momento que el arco de la corriente no se logra extinguir y explota el interruptor. Con esta medida preventiva, para reemplazar los interruptores con mayor capacidad de manejo de corriente, evitaremos un daño inesperado y que nos deje los bancos de capacitores fuera de operación.

Beneficios del Proyecto

Tomando en cuenta las exigencias de la red eléctrica y el crecimiento de la carga en todo el país, es importante que tengamos en operación óptima estos bancos de capacitores, tanto por el sistema como por el costo de estos.

Localización del Proyecto

SE Panamá II, Rana de Oro, Pedregal, Panamá

SE Llano Sánchez, Llano Sánchez, Barrios Unidos, Aguadulce, Coclé

Inversión

Costo; B/: 1,392,000.00

Entrada en Operación: 31/12/2025

20. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES S/E PROGRESO 115 KV

La Subestación Progreso es de configuración de interruptor y medio en su lado de 230 kV y de 34 kV, pero la configuración en el lado de 115 kV es de barra sencilla. Esta Subestación consta de dos (2) autotransformadores en configuración 230Y/115Y/34.5 kV con capacidad 50/50/50 MVA.

La Subestación Progreso tiene entre sus funciones suplir energía a Petroterminal (PTP) por medio de la Subestación Charco Azul, utilizando el interruptor 11LA12.

Actualmente el interruptor 11LA12 ha cumplido su vida útil de operación, ETESA conociendo la alta importancia de la debida operación de la Subestación Charco Azul la cual alimenta a Petroterminal (PTP), se requiere reemplazar el interruptor mencionado.

DESCRIPCIÓN

Este proyecto contempla la contratación del suministro, diseño, instalación y puesta en servicio del interruptor 11LA12 de la Subestación Progreso.

El interruptor 11LA12 presenta deterioro en sus componentes y el mismo ha cumplido su vida útil.

JUSTIFICACIÓN

Para garantizar el buen funcionamiento, seguridad y continuidad del servicio que la Subestación Progreso brinda a la Subestación Charco Azul como enlace con Petroterminal (PTP), se hace necesario por sus años de servicio y número de operaciones que el interruptor 11LA12 sea reemplazado. Con esta acción se evitará la falla repentina del interruptor 11L12 y por consiguiente la salida de la Subestación Charco Azul y Petroterminal (PTP).

IMPACTO ESPERADO

Este proyecto tendrá un impacto directo en las Subestaciones de Progreso y Charco Azul:

- Garantizar el funcionamiento del interruptor 11LA12.
- Garantizar el flujo de potencia por la línea 115-25 desde la Subestación Progreso hacia la Subestación Charco Azul y la carga de Petroterminal (PTP)
- Evitar la pérdida de carga repentina de Petroterminal (PTP) lo cual puede generar pérdidas millonarias

atribuidas al interruptor 11LA12 de la Subestación Progreso.

Inversión

Costo: B/. 174,000.00

Entrada en Operación: 31/12/2025

21. REPOSICION DE RECTIFICADORES DE 125 VDC PARA LAS SUBESTACIONES DE MATA DEL NANCE, CAÑAZAS, CHANGUINOLA, PROGRESO Y GUASQUITA

Descripción General del Proyecto
Reposición de los rectificadores de 125 vdc las subestaciones Mata del Nance, Cañazas, Changuinola, Progreso y Guasquitas.

Descripción General del Proyecto

Reposición de diez (10) rectificadores de 125 vdc las subestaciones Mata del Nance, Cañazas, Changuinola, Progreso y Guasquitas para garantizar la correcta operación de los equipos de estas subestaciones.

Nota: dos rectificadores por subestación.

Objetivos

De acuerdo con el programa de activos que mantiene ETESA se ha determina que los rectificadores de 125 VDC des las subestaciones mencionadas han sobreasado la vida útil, por lo cual su uso en el sistema mantiene una alta probabilidad de falla y por ende comprometer la

confiabilidad del SIN es por ello que su reemplazo es los más prudente antes de que se presentes fallos en los que la Empresa pueda verse penalizada.

Justificación

ETESA con la finalidad de prevenir eventos inesperados en su sistema de transmisión realiza la reposición de sus activos hallan sobrepasado su periodo de vida útil, al no contar con un soporte en los repuestas de estos equipos en el comercio local y extranjero; el personal de mantenimiento no pueda garantizar el soporte requerido para la buena y correcta operación de los rectificadores.

Ubicación Geográfica del Proyecto
Provincia de Chiriquí
Distrito de Gualaca Corregimiento de Gualaca Subestación Guasquitas

Provincia de Bocas del Toro Distrito de Chiriquí Grande Corregimiento de Punta Peña Subestación Cañaza

Provincia de Bocas del Toro Distrito de Changuinola Corregimiento de Charagre Subestación Changuinola

Provincia de Chiriquí Distrito de David
Corregimiento de Las Lomas Subestación Mata del Nance

Provincia de Chiriquí Distrito de Baru Corregimiento de Progreso Subestación Progreso

Inversión

Costo: B/. 156,600.00

Entrada en operación: 31/12/2024

22. REEMPLAZO DE CUCHILLAS MANUALES DE S/E LLANO SÁNCHEZ 230 KV

El proyecto consiste en la Adquisición de 12 juegos de cuchillas manuales de 230 KV, con la finalidad de reemplazar las seccionadoras existentes en el patio de 230 kV en la SE Llano Sánchez I. Estos dispositivos son utilizados para conexión/desconexión de interruptores de potencia dentro de las subestaciones de transmisión de manera remota (generalmente) o de manera local.

Beneficios del Proyecto

- Aumentar la confiabilidad del Sistema, por medio de equipos modernos.
- Aumentar la seguridad del personal y de los equipos aledaños a los interruptores.
- Disminuir la probabilidad de falla en el equipo.
- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo.
- 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.
- Modernizar la subestación Llano

Sánchez.

Inversión

Costo: B/. 690,200.00

Entrada en operación: 31/12/2024

23. REEMPLAZO DE CUCHILLAS MOTORIZADAS DE S/E MATA DE NANCE 230 Y 115 KV

Patio 230 KV

El proyecto consiste en el adquisición y reemplazo de las cuchillas motorizadas con puesta a tierra existentes de los circuitos 230-9A, 230-5B, 230-6C, 230-7, 230-8 y de la cuchilla motorizada del lado de 230 KV en el transformador T2; todo con la finalidad de mejorar la confiabilidad y seguridad en las operaciones de estos dispositivos puesto que son utilizados para conexión/desconexión de las barras de potencia dentro de las subestaciones de transmisión de manera remota (generalmente) o de manera local.

Beneficios del Proyecto

- Aumentar la confiabilidad del Sistema, por medio de equipos modernos.
- Aumentar la seguridad del personal y de los equipos aledaños a la salida de los pórticos y entradas de los Transformadores de potencia
- Disminuir la probabilidad de falla en la red de transmisión, así como en los equipos asociados a estas.

- 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.
- Modernizar la subestación Mata del Nance.

Patio 115 KV

El proyecto consiste en el adquisición y reemplazo de las cuchillas motorizadas con puesta a tierra existentes de los circuitos 115-15, 115-16, 115-47 y de la cuchilla motorizada del lado de 115 KV en el transformador T2; todo con la finalidad de mejorar la confiabilidad y seguridad en las operaciones de estos dispositivos puesto que son utilizados para conexión/desconexión de las barras de potencia dentro de las subestaciones de transmisión de manera remota (generalmente) o de manera local.

Beneficios del Proyecto

- Aumentar la confiabilidad del Sistema, por medio de equipos modernos.
- Aumentar la seguridad del personal y de los equipos aledaños a la salida de los pórticos y entradas de los Transformadores de potencia
- Disminuir la probabilidad de falla en la red de transmisión, así como en los equipos

asociados a estas.

- 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.
- Modernizar la subestación Mata del Nance.

Inversión

Costo: B/. 264,480.00

Entrada en operación: 31/12/2025

24. REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR DE TIERRA DE S/E LLANO SÁNCHEZ

El proyecto consiste el remplazo del transformador de tierra de la S/E Llano Sánchez, el cual posee una vida útil de 25 años; sin embargo, ésta puede verse disminuida en gran medida por desgastes relacionados a su operación regular.

El transformador de tierra es el encargado de aterrizar el terciario de los transformadores de potencia de la subestación. El transformador de tierra fue adquirido en el año 1995 y el mismo ya cumplió su periodo de vida útil.

Beneficios del Proyecto

- Aumentar la confiabilidad del Sistema, por medio de equipos modernos.

- Contar con una protección efectiva contra sobre tensión en el sistema.
- Aumentar la seguridad del personal y de los equipos aledaños a los pararrayos.
- Disminuir la probabilidad de falla en el equipo.
- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo.
- 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.
- Modernizar la subestación Llano Sánchez.

Inversión

Costo: B/. 1,740,000.00

Entrada en Operación: 31/12/2024

25. REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE PUESTA A TIERRA TT1 y TT2 SUBESTACIONES MATA DE NANCE Y PROGRESO

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la

discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

El proyecto consiste en las Obras Civiles, Suministro, Montaje, Pruebas y Puesta en Servicio de dos (2) transformador de puesta a tierra para instalar al aire libre de tensión 34.5kV y potencia continua 5MVA de la subestación Mata de Nance y dos (2) transformador de puesta a tierra para instalar al aire libre de tensión 34.5kV y potencia continua 5MVA en la subestación Progreso.

El Contratista deberá suministrar e instalar todos los cables, herrajes y conectores que sean necesarios para conectar al transformador de puesta a tierra a las instalaciones existentes de la subestación Mata de Nance y Progreso en el patio de 34.5kV.

El Contratista deberá realizar la instalación de dos (2) transformadores de puesta a tierra y conectarlos a la barra "A" y barra "B" de ángulo de aluminio de 100mmx100mmx10mm existente. También deberá realizar las conexiones de los transformadores de corriente de fase y neutro de cada

uno de los transformadores de puesta a tierra, con los relés de sobre corriente existentes, las conexiones con los servicios auxiliares, las conexiones de las señales de alarma y disparo con la unidad terminal remota (RTU) existente, etc. En otras palabras, Los dos (2) transformadores de puesta a tierra nuevos deberán quedar completamente instalados, probados, puestos en servicio e integrados al Sistema Integrado Nacional (SIN) El trabajo incluye el suministro (diseño, fabricación, ensamble y pruebas) y montaje de los dos (2) transformadores de puesta a tierra de la subestación Mata de Nance y los dos (2) transformador de puesta a tierra en la subestación Progreso.

El Trabajo incluye las pruebas y puesta en servicio de los dos (2) transformadores de puesta a tierra de la subestación Mata de Nance y los dos (2) transformador de puesta a tierra en la subestación Progreso que serán suministrados y montados por el Contratista.

JUSTIFICACIÓN

El reemplazo de los transformadores de puesta a tierra según la propuesta redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- a) Brindar un servicio de calidad a los clientes de la distribuidora.
- b) Darle robustez al sistema dado que, al momento de ejecutar

libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos.

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar los transformadores de tierra, los cuales datan de varios años de operación, garantizará una mayor eficacia cuando hablamos de sistemas de puesta a tierra, lo que redundará en una mayor estabilidad y seguridad del SIN (Sistema interconectado Nacional), esta mejora aportada por las subestaciones tanto Mata de Nance como Progreso, las cuales contarían con equipos nuevos y totalmente a capacidad para las exigencias del sistema.

Inversión

Costo: B/. 1,740,000.00

Entrada en Operación: 31/12/26

26. REEMPLAZO DE REACTORES DE 230 KV DE LA SUBESTACIÓN VELADERO (3), LLANO SÁNCHEZ (3) Y LLS 34.5 KV (1)

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de

repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

- Este proyecto contempla la reposición de tres (3) reactores de 230Kv de la subestación Veladero ya que actualmente el papel aislante del núcleo, el cual es de vital importancia para el funcionamiento de estos equipos está deteriorado debido a la contaminación de sulfuro corrosivo en el aceite dieléctrico.
- Para reducir los efectos de la corrosión del papel aislante del núcleo ETESA aplica pasivador de cobre IRGAMET - 39, esto no detiene la corrosión del cobre de forma indefinida, por esta razón es de suma importancia el reemplazo de estos equipos los cuales son de vital importancia para el SIN.
- Reemplazo de tres (3) reactores de 230kV de la subestación Veladero.

JUSTIFICACIÓN

Tomando en cuenta las exigencias de la red eléctrica y el crecimiento de la carga en todo el país, es importante que tengamos en operación óptima estos reactores, no nos podemos dar el lujo de perder un reactor, tanto por el sistema como por el costo de estos.

El papel dieléctrico y el núcleo de los tres (3) reactores está contaminado de sulfuro corrosivo lo que pone en riesgo el funcionamiento de estos.

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar los reactores en mención, los cuales poseen un estado no recomendable por la presencia del sulfuro corrosivo, garantizará una mayor eficiencia en la operación de la subestación lo que redundará a una mayor seguridad en estabilidad del SIN, hablando en temas de reactivo del sistema.

Inversión

Costo: B/. 10,405,200.00

Entrada en Operación: 31/12/25

27. REEMPLAZO DE HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LÍNEAS 230 KV Y 115 KV

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunos conductores (hilo de guarda) protección de los circuitos de las líneas de transmisor 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, en el deterioro del conductor por la oxidación debido a diferentes factores atmosféricos y contaminación ambiental u otras causas que justifiquen su reemplazo.

La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del cable existente y el desgaste natural, estas variables exógenas son tomadas en el análisis técnico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición del reemplazo del hilo de guarda Zona 1 y 3 de líneas 230 KV y 115 KV para mitigar así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento incrementados en caso de no realizarse este proyecto de reposición.

Antecedentes

La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., (ETESA) es la empresa estatal de servicio público cuya función es la transmisión de electricidad en alta tensión, tal como lo estipula el artículo 3 de la Ley 6 de 1997 "Carácter de servicio público. La generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, se consideran servicios públicos de utilidad pública".

El Sistema Eléctrico Nacional de Transmisión, es una red eléctrica compleja. La red que maneja ETESA es la de 230kv y 115 KV y cuyos clientes principales, son las generadoras y las distribuidoras que se encuentran a nivel nacional, Dichas líneas de transmisión son soportadas por estructuras especiales, que son las Torres para Líneas de Transmisión.

Normalmente, cada torre lleva dos (2) circuitos eléctricos de 230kv y en algunos casos 115 KV desde el generador hasta algunas subestaciones para poder reducir los voltajes a valores que son utilizados por el cliente final. Dichas Torres de Transmisión, están apostadas por todo el territorio nacional, para poder transmitir desde los generadores, hasta los clientes distribuidores etc.

Los conductores hilo de guarda son los que se encuentran en la parte superior de las Torres de Transmisión Eléctrica, a ambos lados de los circuitos. Estos conductores tienen la finalidad de proteger los conductores de las fases, de posibles descargas atmosféricas, que pueden provocar salidas temporales o permanentes del sistema eléctrico nacional. Debido a que se encuentran en áreas donde la contaminación por salinidad es alta, estos conductores han dado muestra de que su ruptura sea inminente por corrosión. También, existen tramos de conductores en los cuales el

reemplazo es debido a los años de puesta en servicio del conductor (Línea de Bayano) desde 1980.

Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento Zona 1 elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

Fallas

En vista de que la predicción de la vida útil de los cables depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como condiciones de operación, historial de descarga eléctricas, prácticas de mantenimiento, desgaste, obsolescencia por falta de repuestos, 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 en estos hilos de guarda suceda, el riesgo que corren los circuitos al cual ellos protegen es muy grande, las consecuencias serán enormes y graves como la pérdida de líneas de transmisión, o que un transformador de potencia saliera de servicio.

Se requiere con premura el reemplazo de estos conductores, ya que estos circuitos traen la generación desde la planta Bayano (AES), Pacora (Pedregal Power) etc. y desde Fortuna. Para los efectos de la magnitud que estas líneas manejan en relación con la carga que transportan.

El daño sufrido por la caída de este conductor Hilo de Guarda sobre los conductores de fase, sería grave por la energía no servida. Esta situación, es crítica debido a las dimensiones de una inestabilidad del sistema o posible colapso de este, porque como se describe anteriormente, la capital estaría sin recibir dicha energía, con sus consabidos efectos económicos, para la empresa y el país.

Problema

La disminución de la eficiencia operativa del hilo de guarda existente, la degradación por contaminación ambiental y otros deterioros que confronta el hilo de guarda, podrían poner en riesgo la operación de transmisión y por ende la confiabilidad del sistema.

Propuestas

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio debido a fallas, cumpliendo con lo

establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Reemplazar aquellos equipos existentes en la red de transmisión que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio técnico de realizar el reemplazo del cable en mención.

Alternativas de reemplazo

Como parte integral del análisis del problema, a continuación, la alternativa de reposición: Reemplazo del hilo de guarda Zona 1 y 3 líneas de 230 KV y 115 KV.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico de la alternativa, el equipo técnico de ETESA propone proceder al reemplazo del hilo de guarda zona 1 y 3 líneas de 230 KV y 115 KV.

Justificación Técnica

El reemplazo del hilo de guarda zona 1 y 3 líneas de 230 KV y 115 KV según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

a) brindar un servicio de calidad a

nuestros clientes.

- b) asegurar que la generación proveniente de las subestaciones aledañas pueda ser transmitida a los centros de carga,
- c) darle robustez al sistema dado que, al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos programados, no existirían dificultades asociadas a limitantes de generación por tratarse de caídas de hilo de guardas deteriorados.

Conclusión

Cabe resaltar, que actualmente la confiabilidad y estabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está comprometida, ya que de no poder reemplazar o reparar de forma inmediata estos conductores, y, por otro lado, de ocurrir una falla en algunas de las otras líneas que quedarían energizadas, se estaría ante un inminente apagón a nivel nacional.

A partir del análisis técnico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el periodo 2020-2024 el reemplazo del hilo de guarda zona 1 y 3 líneas de 230 KV y 115 KV fundamentado en el criterio de finalización de la vida útil; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Inversión

Costo: B/. 6,779,040.00
Entrada en Operación: 2021 - 2025

28. REEMPLAZO DE RTUs

Título del Proyecto: Reemplazo de las Unidades Terminales Remotas (RTU), que abastecen de datos de estado y medición de líneas y subestaciones de transmisión, que permite el control adecuado de los dispositivos de campo desde el SCADA ubicado en el Centro Nacional de Despacho (CND).

Objetivo

El objetivo es el reemplazo de 40 Unidades Terminales Remota (RTU), periféricos de campo parte del SCADA.

Las unidades existentes son diseño del año 2005, por lo que su vida útil de 10 años se ha sobrepasado y su obsolescencia obliga su renovación.
Descripción del Proyecto

Este proyecto consiste en suplir cada año, diez (10) RTU hasta completar cuarenta (40) unidades.

Estas RTUs, son piezas fundamentales para la correcta adquisición de data de medición y estado, para el control de los transformadores, interruptores, líneas de transmisión, cuchillas en campo que mancomunadamente informa al SCADA en el Centro nacional de Despacho (CND).

Localización del Proyecto

Se reemplazarán todas las RTUs existentes en las Subestaciones de observabilidad en el SCADA actualmente: Panamá 2, Panamá, Panamá concentrador, Chorrera, Llano Sánchez, Mata del Nance, Caldera, Estrella, Los Valles, Boquerón III, Progreso, Charco Azul, Fortuna, Changuinola, Guasquitas, Bayano, Cáceres, Las Minas 44, Las Minas 1, Las Minas 2, Chilibre, Cemento Panamá, Panam, Miraflores, Pacora, Llano Sánchez concentrador, San Bartolo, Veladero viejo, Mata del Nance concentrador, Cañazas.

Beneficios del Proyecto

El reemplazo de las RTUs existentes, va a dotar a la adquisición de datos de campo de más opciones de interfaz con dispositivos inteligentes de última generación que se incorporan al Sistema Interconectado Nacional (SIN), también mayor velocidad al informar al SCADA de las incidencias en la red eléctrica, mismo que permitirá mayor velocidad en el automatismo de las aplicaciones de control, monitoreo y diagnóstico de estado del sistema eléctrico.

Inversión

Costo: B/. 2,505,600.00
Entrada en Operación: 2022 a 2025

29. CENTRO DE MONITOREO Y CONTROL

Implementar un Centro de Monitoreo y Control (CMC) en la Gerencia de Operaciones de la RED (GOR), a fin de centralizar los sistemas de comunicaciones y de transmisión de la empresa.

Este centro integrará de manera automatizada los datos que viajan a través de los sistemas de microondas, fibra óptica, repetidoras, radio base troncal; de igual forma, este centro brindará los aportes para ser el nuevo cerebro operativo de gestión automatizada para la operación y mantenimiento de todos los activos de la empresa (líneas de transmisión, transformadores, interruptores, entre otros, las protecciones de estos equipos y la subestación en general).

Beneficios del Proyecto

- Abarata costos de generación obligada o desplazada del sistema.
- Mejora el control en la gestión interna de operación y mantenimiento.
- Mayor información de resultados, transparente, apta y a la mano de personal calificado.
- Capacitación y apoyo permanente a ingenieros de monitoreo y control.
- Cumplimiento con la normativa para el intercambio de la información.
- Toma de decisiones de manera

más rápida y eficaz.

Localización del Proyecto

Este proyecto se localiza en la provincia de Panamá, Corregimiento de Juan Díaz, Ave. José Agustín Arango, Oficinas de la Gerencia de Operaciones y Mantenimiento frente a los Estacionamientos del Rommel Fernández y recoge información de los equipos a nivel nacional.

Inversión

Costo: B/. 5,800,000.00

Entrada en Operación: 31/12/2025

30. REEMPLAZO DE CUCHILLAS MANUALES D/E S/E PANAMÁ 230 KV

La SE Panamá es del tipo reductora, la cual opera en el nivel de tensión de 230/115 kV, distribuyendo carga a distintos agentes de mercado (ACP, ENSA, NATURGY), teniendo un papel fundamental en la transmisión del servicio eléctrico.

Dentro de la operación cotidiana de la Subestación los seccionadores permiten el aislamiento de los interruptores de potencia de determinado circuito ya sea por actividad de mantenimiento o bien por un evento que haga necesario el aislamiento del circuito en el que opera. Actualmente los Seccionadores de SE Panamá cuentan con más de 25 años de servicio presentando un alto grado de desgaste en sus contactos

principales y los mecanismos de acción que permiten la operación segura para el personal en las maniobras de los equipos. Adicional, las fábricas donde se manufacturaron estos equipos han dejado de existir, lo que imposibilita la adquisición de insumos para las tareas de mantenimiento.

Es por esto, que se requiere realizar el reemplazo de dieciséis (16) seccionadores manuales de 230 kV de SE Panamá.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.
- Disminuye la probabilidad de fallo en los equipos primarios.
- Eliminar la obsolescencia de los equipos ante cambios de tecnología e insumos.
- Actualizar tecnológicamente los esquemas de seguridad de los equipos.

Localización del Proyecto

Subestación Panamá, Distrito de Panamá, Provincia de Panamá.

Inversión

Costo: B/. 628,720.00

Entrada en Operación: 31/12/2025

31. REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES S/E LLANO SÁNCHEZ

En general, la obra comprende, la adquisición y reemplazo de un banco de transformadores monofásicos de 225 KVA. Su relación debe ser de 34.5KV a 240 / 120 ac. Con la implementación de este proyecto, se busca como objetivo principal la protección, control y seguridad de los equipos asociados al sistema auxiliar en la S/E Llano Sánchez.

En la actualidad hemos detectado una fuga de aceite que no ha podido ser contenida en su totalidad, lo cual está ocasionando la degradación de los componentes interno del transformador por la entrada de humedad. Desde el 2020 se han presentados fallas producto del degradamiento de los componentes internos y los cuales han ocasionado la salida programada del patio de 34.5 KV, para tratar de contener la fuga de aceite. Para evitar estas fallas el personal de mantenimiento ha tenido que incrementar las horas hombres dedica a la atención de estos equipos.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.
- Disminuye la probabilidad de

- fallo en los equipos primarios.
- Eliminar la obsolescencia de los equipos ante cambios de tecnología e insumos.
- Actualizar tecnológicamente los esquemas de seguridad de los equipos

Inversión

Costo: B/. 81,200.00

Entrada en Operación: 21/12/2024

32. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE S/E CHORRERA 230 KV

La SE Chorrera es de tipo reductora, y opera en el nivel de tensión de 230/34.5 kV, siendo punto de conexión a la red interconectada para distintos agentes del mercado (PANAM, NATURGY), teniendo un papel fundamental en la distribución del servicio eléctrico del área de Panamá Oeste.

Dentro de la operación cotidiana de la subestación, los interruptores permiten aislar y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico, ya sea por actividad de mantenimiento o por un evento que ocasione la operación de apertura de estos.

Actualmente, 10 de los interruptores del patio de 230 kV de SE Chorrera cuentan con más de 25 años de servicio, presentando un alto grado de desgaste en sus contactos principales, devanados y mecanismos de operación.

Resultando en riesgo para la operación segura del personal en las maniobras de los equipos y disminuyendo la confiabilidad y continuidad de servicio para la red de transmisión.

Es por esto, que se requiere realizar el reemplazo de diez (10) interruptores monopolares, de tipo tanque muerto, en SE Chorrera.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- El reemplazo de estos interruptores redundará en una mejor continuidad de servicio, debido a la disminución del riesgo de paradas forzadas por daños inesperados o por mal funcionamiento.
- Mejora la confiabilidad del sistema, debido a la minimización de riesgos por salidas no programadas.
- Facilidad de mantenimiento, dado que se contarán con componentes actuales y con reemplazos aun disponibles en el mercado.
- Mejoras de eficiencias de mantenimiento y reducción de costos, por la capacitación y actualización de los colaboradores, para las labores de mantenimiento, y disminución de los costos de técnicos extranjeros especializados.

Inversión

Costo: B/. 5,738,520.00

Entrada en Operación: 31/12/2025

33. REEMPLAZO DE GATEWAYS EN LOS SISTEMAS AUTOMATIZADOS DE SUBESTACIONES (SAS) DE ETESA

Resumen Ejecutivo

Este proyecto contempla la reposición de doce (12) Gateway que han llegado o están próximos a llegar al fin de su vida útil. Estos Gateway garantizan el funcionamiento del Sistema Automatizado de Subestaciones (SAS). Es indispensable que los mismos estén en condiciones óptimas de funcionamiento, debido a que alguna falla de sus componentes electrónicos internos podría causar la pérdida de la supervisión, control y medición de las subestaciones antes mencionadas, remotamente con el CND y localmente con el HMI.

Antecedentes

Generales

Estos Gateway están instalados en cada subestación de ETESA donde haya equipos electrónicos inteligentes (IEDs), como por ejemplo relevadores de protección o controladores de bahía.

Historial de mantenimiento

Dentro del plan de mantenimiento anual (PMA) son considerados los equipos Gateway, en donde se programa una visita técnica, en la cual se verifican sus componentes, hardware y software. Se da mantenimiento preventivo realizando verificaciones de alarmas del sistema operativo, recursos del sistema, y respaldos del sistema operativo y de la base de datos del software SCADA.

Fallas

Se desea evitar pérdida de comunicación de los Gateway aguas abajo con los relevadores y controladores, y aguas arriba con las comunicaciones hacia el Centro Nacional de Despacho (CND). La falla de los Gateway produciría la pérdida de supervisión, control y mediciones de las subestaciones por parte de los despachadores del CND. La no reposición de los Gateway podría comprometer la seguridad del SIN al no poder el CND controlar el sistema.

Problema

Esta reposición se realizará con la finalidad de evitar la falla de estos y de esta manera garantizar la continuidad del servicio del HMI local y SCADA hacia CND. El proyecto se contempla realizar en 5 etapas iniciando en 2020 y finalizando en 2024, de esta manera se garantiza el reemplazo de los Gateway que en esas fechas hayan finalizado su vida útil. Para los Gateway, no se garantiza su operación cuando estén próximos

a llegar y/o después de haber alcanzado su vida útil, lo cual representa un gran riesgo para el sistema.

Propuesta - Objetivo General

Reponer los Gateways de todos los Sistemas Automatizados de Subestaciones que hayan llegado y/o estén próximos a llegar al fin de su vida útil.

Objetivos Específicos

Reponer los Gateways que hayan cumplido o estén próximos a cumplir 10 años de servicio entre los años 2020 al 2024, que es el tiempo en que se estima su vida útil bajo condiciones normales de operación.

Tabla 12. 2 Reposición de los Gateways

2020	2021	2022	2023	2024
Llano Sanchez	Boqueron III	Cañazas	Santa Ria	Panama II
El Higo				

Nota: se reemplazarán dos (2) Gateway por cada subestación. Gateway Principal y de respaldo.

Propuesta de Reposición Justificación Técnica

Con esta reposición se asegura la operación segura del Sistema Automatizado de Subestaciones de ETESA y con ello la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Sistema Eléctrico Regional (SER) ya que se evitan fallas en la comunicación SCADA hacia CND producto de fallas en los Gateway.

Inversión

Costo: B/. 191,835.00

Entrada en Operación: 2022 - 2026

34. REEMPLAZO DE BANCO DE BATERÍAS CHARCO AZUL, BOQUERON, MATA DEL NANCE, PROGRESO Y BELLA VISTA

El proyecto consiste en el suministro e instalación de 8 bancos de baterías de 130 Vdc y uno banco de baterías de 48Vdc completos; esto tiene por objeto dar la confiabilidad de la operación de los equipos de la subestación ante cualquier falla del suministro de AC a los rectificadores que los alimentan.

Beneficios del Proyecto

Anticiparnos ante una falla de estos bancos de baterías puesto que ya han sobrepasado su periodo de vida útil para el cual fueron diseñados. Garantiza la energía necesaria que requieren los equipos para poder operar según la necesidad y condición del sistema eléctrico en todo momento. Permite una autonomía de 10 horas con la finalidad de que se pueda corregir o solventar la falta de

suministro de la energía en la subestación afectada.

Evita las penalizaciones indirectas que podrían surgir a causa una falta de operación de los equipos ante la falta del fluido eléctrico.

Los diferentes sitios contemplados para estos proyectos son:

- Subestación Cañazas, ubicada en Chiriquí Grande, provincia de Bocas del Toro, cantidad 2 bancos de baterías de 130 Vdc, 300 amp, 2.2 Vdc por celda tipo acido plomo.
- Subestación Charco Azul, ubicada en Puerto Armuelle, Provincia de Chiriquí, cantidad 1 de 48 Vdc, 100 amp; 2.2 Vdc por celda tipo acido plomo.
- Subestación Boquerón, ubicada en Boquerón, Provincia de Chiriquí, cantidad 2 de 130 Vdc, 300 amp, 2.2 Vdc por celda tipo acido plomo.
- Subestación Mata del Nance, ubicada en Las Lomas, Provincia de Chiriquí, cantidad 2 de 130vdc, 300 amp, 2.2 Vdc por celda tipo acido plomo.
- Subestación Progreso, ubicada en Barú, Provincia de Chiriquí. Cantidad de 1 de 130 Vdc, 300 apm2.2 vdc por celda tipo acido plomo.

- Subestación Bella Vista, ubicada en Tole, Provincia de Chiriquí, cantidad de 1 de 130 Vdc, 300 amp, 2.2 vdc por celda tipo acido plomo.

Inversión

Costo: B/. 138,000.00

Entrada en Operación: 31/12/25

35. RECTIFIADORES DE CAÑAZAS, PROGRESO, CHARCO AZUL, MATA DEL NANCE, CALDERA

El proyecto consiste en el suministro de 9 rectificadores ac/dc que subirán como fuente de alimentación para los bancos de baterías que realizan la función de fuente auxiliar de energía para los servicios auxiliares en las subestaciones de ETESA.

Beneficios del Proyecto

Se aumenta la confiabilidad de los sistemas de servicios auxiliares de las subestaciones.

Nos adelantamos ante cualquier tipo de falla que puedan sufrir los rectificadores existentes puesto que han sobrepasado su vida útil y los mismos no cuentan con repuestos en el mercado local ni extranjero.

Los rectificadores contemplados estarán desinados a los siguientes sitios:

- Subestación Cañazas, ubicada en Chiriquí Grande, provincia de Bocas del Toro, cantidad 2

de entrada de 208 Vac trifásico; salida 130 Vdc, 80 amp.

- Subestación Charco Azul, ubicada en Puerto Armuelle, Provincia de Chiriquí, cantidad 1, entrada bifásico 240 ac; salida de 48 Vdc, 50 amp.
- Subestación Mata del Nance, ubicada en Las Lomas, Provincia de Chiriquí, cantidad 2, entrada 208 Vac trifásica, salida de 130vdc, 80 amp.
- Subestación Progreso, ubicada en Barú, Provincia de Chiriquí. Cantidad 2 de 208 vac trifásico; salida de 130 Vdc, 80 amp.
- Subestación Caldera, ubicada en Boquete, Provincia de Chiriquí, cantidad 2, entrada de 208 Vac trifásica, salida de 130 Vdc, 80 amp

Inversión

Costo: B/. 148,200.00

Entrada en Operación: 31/12/25

36. **REEMPLAZO DE TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES Y TRANSFER SWITCH DE LA SUBESTACION BOQUERON**

Reemplazo del transformador de servicio auxiliares a uno de 300 kVA, estrella-estrella 34.5kV a 120/208 Vac y el transfer switch por uno de 4 fases, 400 amp; puesto que el existente no permite absorber la

demanda creciente de los equipos que se están integrado en la subestación.

Beneficios del Proyecto

Se garantiza la confiabilidad del suministro de energía de todos los equipos instalados en la subestación puesto que el existente está funcionando al 90% de su capacidad lo cual representa un riesgo al sistema.

Permite la integración de más agentes del mercado eléctrico que están siendo anexados a la subestación Boquerón.

Se garantiza mayor disposición de repuesto para darle soporte al sistema de los servicios auxiliares.

La subestación está localizada en el distrito de Boquerón, corregimiento de Boquerón, provincia de Chiriquí

Inversión

Costo: B/. 45,980.00

Entrada en Operación: 31/12/25

REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE PRUEBAS Y MEDICIONES

37. **ADQUISICIÓN DE ANALIZADOR PORTÁTIL DE DESCARGAS PARCIALES**

Resumen Ejecutivo

En aras de garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del

sistema, en el presente informe se indica la necesidad de adquirir un analizador de descargas parciales para medición de este parámetro en todos los equipos primarios de las subestaciones de ETESA a nivel nacional.

La Red de Transmisión de ETESA cuenta con un gran número de activos (equipos primarios) que conforman cada una de las subestaciones eléctricas de las tres (3) Zonas Regionales en las que se encuentra dividida la Dirección de Operación y Mantenimiento, los cuales requieren ser sometidos a ensayos para verificar sus condiciones operativas.

La propuesta de Adquisición de Analizador Portátil de Descargas Parciales reducirá el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de los mantenimientos correctivos en caso de no realizar el mantenimiento predictivo-preventivo correctamente por falla de los equipos de pruebas.

Antecedentes

La Coordinación de Pruebas y Medición es la encargada de velar por el buen funcionamiento eléctrico de todos los equipos primarios y sus componentes instalados en las diferentes subestaciones de ETESA a nivel nacional a través de las pruebas periódicas.

A través de los años, en ETESA hemos realizado la prueba de factor de potencia o tangente delta para conocer la condición del aislamiento de los equipos primarios de subestaciones eléctricas.

Dicha prueba nos arroja resultados, que para obtener un mejor diagnóstico de las unidades que están siendo evaluadas, deben ser complementados con otros resultados de otras pruebas. Una de estas pruebas es el análisis de las descargas parciales.

Al igual que la prueba de factor de potencia, la medición de descargas parciales nos ofrece información sobre el estado del aislamiento, su calidad y nos indica su evolución temporal y a través del tiempo.

La medición de las descargas parciales resulta muy ventajosa, ya que hay más posibilidades de localizar defectos o anomalías en puntos o zonas concretas (defectos discretos). Por lo tanto, permite poner en evidencia puntos débiles que hayan aparecido después de la fabricación, en el montaje o durante su funcionamiento.

Hasta ahora hemos visto como el mantenimiento predictivo ha ayudado a mantener en estado operativo todos los equipos primarios de las subestaciones de ETESA a nivel nacional. La falta de alguna de las pruebas que se ejecuta periódicamente podría acarrear en grandes perjuicios para el sistema lo

que redundaría en costos altos por la indisponibilidad o falla de algún dispositivo en el Sistema Integrado Nacional (SIN).

Historial de Mantenimiento

Actualmente en ETESA, solamente se realiza la prueba de factor de potencia/disipación y la medición de resistencia de aislamiento para evaluar la condición del aislamiento de los equipos primarios de todas las subestaciones eléctricas a nivel nacional.

Como parte de las actividades de mantenimiento predictivo, debe incorporarse el análisis de descargas parciales a los diferentes equipos primarios de subestaciones.

Problema

La problemática primordial es lograr llevar un control periódico de las condiciones operativas todos los equipos primarios de todas las subestaciones eléctricas de ETESA a nivel nacional.

A diferencia de las demás pruebas que nos indican el estado del dieléctrico, el método de medición de descargas parciales brinda a los ingenieros de pruebas información muy sensible para ayudarles a detectar los puntos débiles más pequeños del sistema de aislamiento.

No ejecutar los diferentes ensayos en el tiempo estipulado por los

diferentes laboratorios, fabricantes y normas pueden ocasionar una falla muy importante en el Sistema de Interconectado Nacional.

La decisión de adquirir estos equipos, última tecnología, se debe a las fallas y daños provocados por los eventos ocurridos en las subestaciones eléctricas de ETESA, producto del mal estado del dieléctrico, y que los mismos produjeron grandes pérdidas económicas.

Propuestas

Obtener un mejor diagnóstico y localizar defectos o anomalías en puntos o zonas concretas (defectos discretos) de los equipos primarios de las subestaciones eléctricas que forman parte del Sistema Integrado Nacional.

Evidenciar el beneficio económico y técnico de adquirir un equipo de prueba de descargas parciales.

Entre las razones Técnicas, por la cual se justifica la adquisición un Analizador Portátil de Descargas Parciales, podemos mencionar:

Disminución en los costos de mantenimiento: Reducción en los costos de mantenimientos correctivos, debido a que podremos reducir el origen de fallas de todos los equipos primarios de las subestaciones eléctricas a nivel nacional.

Disminución en los costos de fallas:

Al poder contar con un analizador de descargas parciales, podemos anticiparnos de posibles fallas que afecten la integridad de la Red de Transmisión de ETESA.

Modernización: Mantenernos innovando y actualizándonos con herramientas tecnológicas de última generación, de manera continua, nos dará mayor facilidad en la ejecución de nuestras actividades y un acceso rápido a la información

Confiabilidad: Contar con equipos modernos y un fuerte plan de mantenimiento de todas las categorías, fortalecerá la estabilidad del servicio eléctrico a nivel nacional.

Inversión

Costo: B/. 300,000.00

Entrada en Operación: 31/12/24

38. EQUIPO DE MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES

Resumen Ejecutivo

En aras de garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema, en el presente informe se indican las necesidades de instalar monitores en línea a los Transformadores de Potencia de ETESA a nivel nacional.

La Red de Transmisión de ETESA cuenta veinte tres (23) transformadores de potencia con una capacidad instalada de

aproximadamente 3,000 MVA. Estos transformadores están distribuidos en cada una de las subestaciones eléctricas de las tres (3) Zonas Regionales en las que se encuentra dividida la Dirección de Operación y Mantenimiento, los cuales requieren ser monitoreados continuamente.

La propuesta de adquirir e instalar Monitores en Línea a Transformadores de Potencia a un costo de B/. 1,800,000.00 dólares, es para minimizar considerablemente, el impacto negativo de los grandes costos de falla por energía no servida, generación desplazada y mantenimientos correctivo, producto de contar con equipos que nos brinden información, en tiempo real, de las condiciones operativas de nuestros transformadores.

Antecedentes

Los transformadores de potencia son las máquinas eléctricas de mayor valor económico e importancia en una subestación, su operación está sujeta a condiciones que degradan su sistema de aislamiento, tales como: temperatura excesiva, presencia de humedad combinada con esfuerzos eléctricos y mecánicos, entre otros. Las degradaciones evolucionan gradualmente hasta presentarse la falla, que en ocasiones puede ser catastrófica e involucra su pérdida definitiva.

Una de las técnicas mayormente empleadas en la actualidad a nivel mundial para evitar este tipo de

fallas, es el diagnóstico de la condición de un transformador que puede ser efectuado utilizando los datos adquiridos por un sistema de monitoreo en tiempo real de las variables claves u óptimas, que permita realizar un seguimiento cronológico, análisis de sus desviaciones, tendencias y comparaciones con patrones referenciales.

Las empresas eléctricas de los países más desarrollados han instalado sistemas de monitoreo en tiempo real para transformadores de potencia, como paso previo al desarrollo de su propio sistema de diagnóstico en tiempo real, con la finalidad de conocer de forma instantánea el estado o condición de estos, permitiendo introducir técnicas de mantenimiento basado en la condición (MBC) y mantenimiento centrado en la confiabilidad (MCC).

ETESA cuenta con varios equipos de monitoreo en línea, ya sea, instalados en transformadores que están en servicio o como parte de un proyecto de reemplazo o adición de un transformador.

Estos monitores en línea de transformadores se conectan a la red de ETESA y pueden ser visualizados los parámetros medidos de manera remota en tiempo real. Estos equipos vienen configurados de manera tal, surja un crecimiento atípico en algunos de los valores, éste envía una

alarma, que debe ser analizada de manera inmediata.

El aceite dieléctrico de un transformador es el equivalente a la sangre a un ser vivo, ya que, con ensayos o pruebas, te ofrecen un diagnóstico completo de su condición y tiempo de vida remanente.

Los monitores en línea de los transformadores te permiten observar la formación y evolución de los gases combustibles que se originan debido a que los componentes internos del equipo están expuestos a diferentes perturbaciones, arcos eléctricos, puntos calientes, descargas parciales y otros. Esto puede ser monitoreado a través de un analizador de gases disueltos en línea.

ETESA busca mejorar el servicio de su red de transmisión, instalando monitores en línea en sus transformadores de potencia, ya que la falla de algunos de estos equipos puede acarrear grandes perjuicios para el sistema lo que redundaría en costos altos por la indisponibilidad o falla de algún dispositivo en el Sistema Integrado Nacional (SIN).

Este nuevo proyecto de "Monitoreo En Línea de Transformadores" será el reemplazo del Antiguo Proyecto aprobado en el Plan de Expansión del Sistema de Interconectado Nacional para con desembolso en los años 2018 y 2019, llamado

“Equipamiento para Monitoreo en Línea de Transformadores”.

Historial de Mantenimiento

Por razones de carga y confiabilidad del sistema, cada año es más difícil colocar fuera de servicio a todos los transformadores de potencia que forman parte de la Red de Transmisión de ETESA y del SIN.

Además, ETESA cuenta con varios transformadores que no necesitan ser ensayados anualmente, ya que su condición operativa está muy por debajo de su capacidad nominal.

Problema

La problemática primordial es lograr llevar un control o monitoreo anual de las condiciones operativas de todos los transformadores de potencia de las subestaciones eléctricas de ETESA a nivel nacional.

Los análisis de aceites dieléctricos y las pruebas eléctricas rutinarias son fundamentales para garantizar la buena operatividad de los activos que están directamente ligados a la red de transmisión eléctrica de ETESA.

Sin embargo, las fallas pueden ocurrir en cualquier momento de la vida de su transformador y evolucionar en forma rápida.

Un sistema de monitoreo en línea nos permitirá detectar el posible surgimiento de algunas fallas en el

transformador de manera muy anticipada.

transformadores de Potencia, mediante el monitoreo en tiempo real y continuo de diferentes parámetros tales como: voltajes, corrientes, temperatura superior, temperatura inferior, temperatura del punto caliente de la bobina, temperatura ambiente, generación de gases, humedad en el aceite, carga del transformador y las alarmas inherentes del transformador.

- Evidenciar el beneficio económico y técnico de contar con Sistemas de Monitoreo en Línea de Transformadores.

El monitoreo en línea para Transformadores, que deseamos instalar, es un sistema o herramienta que supervisa las condiciones de operación, la carga y la generación de gases disueltos en el aceite de los transformadores en tiempo real.

El monitoreo de la carga y de las condiciones de operación consiste básicamente en la medición de las tensiones y corrientes a la frecuencia de operación y en la medición de temperaturas

La medición de los gases disueltos en el aceite aislante es una de las principales herramientas de un sistema de monitoreo de transformadores. Este se basa en el hecho de que cierto tipo de eventos, tales como descargas parciales, sobrecalentamiento y arcos

generan gases, los cuales se disuelven en el aceite aislante. Una generación excesiva de estos gases provoca la formación de burbujas que pueden ocasionar fallas si se introducen en zonas del sistema aislante sometidas a grandes campos eléctricos. Los gases más importantes para la identificación de fallas en transformadores de potencia son hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, metano, acetileno, etano y etileno. recibe todos los valores de mediciones definidos en cada instante de operación del transformador y en base a los límites estipulados, ya sea por especificación o por norma, debe anunciar la existencia de alguna alarma.

Este sistema tiene que ser capaz de procesar la información y mostrarnos el comportamiento de las variables medidas a través del tiempo, y en base a esto, programar mantenimientos específicos y reemplazos, en caso de ser necesario.

Debe ser un sistema confiable, estable y que cumpla con los principales estándares a nivel mundial.

Justificación Técnica

Entre las razones Técnicas, por la cual se justifica la instalación de los sistemas de monitoreo en línea a los transformadores, podemos mencionar:

Disminución en los costos de mantenimiento: Reducción en los costos de funcionamiento, debido a que no sería necesario solicitar libranzas de mantenimiento predictivo a todos los transformadores de ETESA, anualmente.

Disminución en los costos de fallas: Al poder contar con un sistema de monitoreo en línea de los transformadores de potencia, podemos anticiparnos de posibles fallas que afecten la integridad de la Red de Transmisión de ETESA.

Modernización: Mantenernos innovando y actualizándonos con herramientas tecnológicas de última generación, de manera continua, nos dará mayor facilidad en la ejecución de nuestras actividades y un acceso rápido a la información

Confiability: Contar con equipos modernos y un fuerte plan de mantenimiento de todas las categorías, fortalecerá la estabilidad del servicio eléctrico a nivel nacional.

Inversión

Costo: B/. 1,839,200.00

Entrada en Operación: 31/12/25

39. ADQUISICIÓN DE EQUIPO PARA PRUEBAS A MUY BAJA FRECUENCIA A CABLES DE MEDIA TENSIÓN

Resumen Ejecutivo

En aras de garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema, en el presente informe se indica la necesidad de adquirir un equipo para pruebas a muy baja frecuencia a cables de media tensión que se conectan a los terciarios de los transformadores de potencia.

La Red de Transmisión de ETESA cuenta con transformadores de potencia con devanados terciarios de 34.5KV y 13.8KV, los cuales cuentan con cables para conectarse a los diferentes naves o los servicios auxiliares. Estos transformadores están distribuidos en cada una de las subestaciones eléctricas de las tres (3) Zonas Regionales en las que se encuentra dividida la Dirección de Operación y Mantenimiento.

La propuesta de Adquisición de un Equipo de Prueba a muy baja frecuencia de cables, reducirá el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de los mantenimientos correctivos en caso de no realizar el mantenimiento predictivo-preventivo correctamente por falla de los equipos de pruebas.

Antecedentes

La Coordinación de Pruebas y Medición es la encargada de velar por el buen funcionamiento eléctrico de todos los equipos primarios y sus componentes instalados en las diferentes subestaciones de ETESA a

nivel nacional a través de las pruebas periódicas.

Estas pruebas periódicas son de diferentes tipos, dentro de las cuales están las pruebas eléctricas rutinarias a los transformadores de potencia, y dentro de la cual debe incluirse la prueba a muy baja frecuencia de los cables del devanado de baja.

En los últimos años, hemos sufrido fallas en los cables de 34.5 KV conectados a varios de nuestros transformadores, lo cual conlleva a la ejecución de costosos trabajos correctivos.

Este equipo de pruebas a muy baja frecuencia es necesario en el mantenimiento predictivo que realiza la Dirección de Operaciones y Mantenimiento a todos los equipos que componen las subestaciones, tales como: autotransformadores de potencia, reactores, interruptores, pararrayos, transformadores de corriente y de potencial, cables de potencia, entre otros.

La prueba de muy baja frecuencia (VLF) posibilita la detección de daños de aislación en el menor tiempo posible, sin afectar la calidad del material de aislación. Esta técnica permite medir cables de media tensión.

Hasta ahora hemos visto como el mantenimiento predictivo ha ayudado a mantener en estado operativo todos los equipos primarios de las subestaciones de

ETESA a nivel nacional. La falta de alguna de las pruebas que se ejecuta periódicamente podría acarrear en grandes perjuicios para el sistema lo que redundaría en costos altos por la indisponibilidad o falla de algún dispositivo en el Sistema Integrado Nacional (SIN).

Historial de Mantenimiento

En la actualidad, solamente se ejecutan pruebas eléctricas en Corriente Directa a los cables. Sin embargo, este ensayo no es recomendado para dar un diagnóstico real de las condiciones operativas, debido a que mundialmente han ocurrido fallas en cables de media tensión que han pasado satisfactoriamente las pruebas en DC.

Como parte de las actividades de mantenimiento predictivo, debe incorporarse la prueba a muy baja frecuencia a cables de media tensión que van conectados a los transformadores.

Problema

La problemática primordial es lograr llevar un control periódico de las condiciones operativas de los transformadores y sus accesorios en todas las subestaciones eléctricas de ETESA a nivel nacional.

Las fallas pueden ocurrir en cualquier momento. Haciéndole pruebas a los cables de media tensión, le permitirá

detectar cualquier cambio no previsto en su condición operativa.

No ejecutar los diferentes ensayos en el tiempo estipulado por los diferentes laboratorios, fabricantes y normas pueden ocasionar una falla muy importante en el Sistema de Interconectado Nacional.

Una falla en un cable de media tensión puede comprometer la integridad física del transformador y todas sus partes.

Propuestas

Determinar de manera automatizada, utilizando un equipo de pruebas a muy baja frecuencia, la condición de cables de media tensión, incluyendo la medición del factor de disipación y de las descargas parciales.

- Evidenciar el beneficio económico y técnico de adquirir un equipo de prueba a muy baja frecuencia a cables de media tensión.

Justificación Técnica

Entre las razones Técnicas, por la cual se justifica la adquisición de un equipo para pruebas a muy baja frecuencia a cables de media tensión, podemos mencionar:

Disminución en los costos de mantenimiento: Reducción en los costos de mantenimientos correctivos, debido a que podremos reducir el origen de fallas en los

cables de media tensión conectados a los transformadores de potencia.

Disminución en los costos de fallas:

Al poder contar con equipo de pruebas a muy baja frecuencia de cables de media tensión, podemos anticiparnos de posibles fallas que afecten la integridad de la Red de Transmisión de ETESA.

Modernización: Mantenernos innovando y actualizándonos con herramientas tecnológicas de última generación, de manera continua, nos dará mayor facilidad en la ejecución de nuestras actividades y un acceso rápido a la información

Confiabilidad: Contar con equipos modernos y un fuerte plan de mantenimiento de todas las categorías, fortalecerá la estabilidad del servicio eléctrico a nivel nacional.

Costo: B/. 85,000.00

Entrada en Operación: 31/12/2024

40. IMPLEMENTACION DE LABORATORIO DE PRUEBAS Y MEDICIONES

Resumen Ejecutivo

En aras de garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema, en el presente informe se indican las necesidades de implementar un Laboratorio de Pruebas y Mediciones para la ejecución de diversos ensayos, que forman parte del Mantenimiento Predictivo.

La Red de Transmisión de ETESA cuenta con un gran número de activos (equipos primarios) que conforman cada una de las subestaciones eléctricas de las tres (3) Zonas Regionales en las que se encuentra dividida la Dirección de Operación y Mantenimiento, los cuales requieren ser sometidos a ensayos para verificar sus condiciones operativas.

La propuesta de implementar un laboratorio de Pruebas y Mediciones, es para minimizar considerablemente, mediante pruebas o ensayos eléctricos, físico-químicos, Cromatográfico y otros, el impacto negativo de los grandes costos de falla por energía no servida, generación desplazada y mantenimientos correctivo, producto de no realizar el mantenimiento predictivo-preventivo de forma adecuada y en los tiempos estipulados por las distintas normas y los diferentes fabricantes.

Antecedentes

La Coordinación de Pruebas y Medición es la encargada de velar por el buen funcionamiento eléctrico de todos los equipos primarios instalados en las diferentes subestaciones de ETESA a nivel nacional a través de las pruebas periódicas.

Estas pruebas periódicas son de diferentes tipos, dentro de las cuales están las pruebas eléctricas rutinarias

a los equipos en campo y los ensayos al componente aislante y refrigerante en el que está inmerso (Aceites dieléctricos y Gas SF₆). Entre las pruebas eléctricas rutinarias en campo están la medición de la resistencia de los devanados, la medición de la resistencia de aislamiento, relación de transformación, factor de potencia y capacitancia, curvas de saturación, tiempos de operación, resistencia de los contactos principales y otros.

Las pruebas más importantes son los ensayos a los aceites dieléctricos en los que están inmersos los diferentes transformadores en las subestaciones eléctricas de ETESA. Un análisis al aceite dieléctrico de un transformador es el equivalente a realizar un examen de sangre a un ser vivo, ya que te ofrece un diagnóstico completo de su condición y tiempo de vida remanente.

Estas pruebas especializadas deben realizarse en un lugar con ambiente controlado y con equipos de mucha precisión para tal fin. Actualmente, ETESA no cuenta con un espacio físico que reúna todas estas condiciones, ni los equipos necesarios para la ejecución de dichas pruebas.

Durante varios años, ETESA contrata estos servicios de análisis de aceites con Laboratorios Externos, pero esta práctica no es la más eficiente, debido a que las muestras de aceites son enviadas a otro país y recorren largas distancias, que pueden alterar

su condición. A esto, debemos sumarles los procedimientos burocráticos de contratación los cuales rigen a ETESA, impiden que estas actividades cumplan con los tiempos estipulados por los fabricantes y los diferentes estándares.

Por ello, se hace necesario implementar un Laboratorio de Pruebas y Mediciones, que tenga la capacidad de ejecutar, tanto las pruebas eléctricas en campo, como los análisis de aceites dieléctricos de todos los equipos primarios que forman las distintas subestaciones eléctricas de ETESA.

El mantenimiento predictivo ha ayudado a mantener en estado operativo todos los equipos primarios de las subestaciones de ETESA a nivel nacional. La falta de alguna de las pruebas que se les realiza periódicamente a estos dispositivos podría acarrear en grandes perjuicios para el sistema lo que redundaría en costos altos por la indisponibilidad o falla de algún dispositivo en el Sistema Integrado Nacional (SIN).

Historial de Mantenimiento

En los últimos años, ha sido difícil contratar estos servicios de análisis de aceites a todos los transformadores de ETESA a nivel nacional, por diferentes motivos.

Lo recomendado por los laboratorios Morgan Schaffer, SD Myers, los

fabricantes de transformadores y los estándares ASTM e IEC, es realizar pruebas de rutina cuando menos una vez al año, para monitorear la salud de su transformador. Este punto no se ha logrado cumplir en los últimos diez años.

Por otro lado, si estos análisis arrojan algunos valores que indiquen el surgimiento de una posible falla, la periodicidad de este análisis varía desde cada seis (6) meses hasta cada siete (7) días.

Problema

La problemática primordial es lograr llevar un control periódico de las condiciones operativas de los transformadores y otros equipos primarios de las subestaciones eléctricas de ETESA a nivel nacional.

Los análisis de aceites dieléctricos y las pruebas eléctricas rutinarias son fundamentales para garantizar la buena operatividad de los activos que están directamente ligados a la red de transmisión eléctrica de ETESA.

Las fallas pueden ocurrir en cualquier momento de la vida de su transformador y evolucionar en forma rápida. Haciéndole pruebas al transformador de manera regular, le permitirá detectar cualquier cambio no previsto en la condición de su transformador.

No ejecutar los diferentes ensayos en el tiempo estipulado por los

diferentes laboratorios, fabricantes y normas pueden ocasionar una falla muy importante en el Sistema de Interconectado Nacional.

Propuesta

Acondicionar un Laboratorio de Pruebas y Mediciones con la infraestructura y el equipamiento necesario para garantizar el buen desempeño y la confiabilidad de los equipos primarios de las subestaciones Eléctricas de ETESA.

Evidenciar el beneficio económico y técnico de implementar un Laboratorio de Pruebas y Mediciones.

El Laboratorio de Pruebas y Mediciones que se desea implementar, reunirá las condiciones requeridas para la ejecución de las diferentes pruebas y el buen almacenaje de los equipos de ensayos en campo.

Este Laboratorio tendrá la capacidad para realizar los análisis cromatográficos, pruebas eléctricas, ensayos físico- químico a los aceites dieléctricos de los equipos primarios de ETESA.

Además, el laboratorio poseerá equipos de pruebas rutinarias en campo para los diferentes equipos: interruptores de potencia, seccionadoras, pararrayos, bujes, transformadores de instrumentación, transformadores de potencia, entre otros.

Al implementar este laboratorio lograremos cumplir con los tiempos estipulados para la ejecución de todas las pruebas, según normas y regulaciones nacionales e internacionales.

Justificación Técnica

Entre las razones Técnicas, por la cual se justifica la implementación de un laboratorio de Pruebas y Mediciones, podemos mencionar:

Disminución en los costos de mantenimiento: Reducción en los costos de funcionamiento, debido a que no sería necesario contratar todos los años las pruebas a los aceites dieléctricos de los transformadores de ETESA con un Laboratorio externo.

Disminución en los costos de fallas: Al poder realizar las pruebas en el tiempo estipulado, podemos anticiparnos de posibles fallas que afecten la integridad de la Red de Transmisión de ETESA.

Modernización: Los nuevos equipos, los cuales conformarán este laboratorio, trabajarán con microprocesadores de última generación, lo cual permite trabajar con voltajes de prueba más altos y una mayor precisión en los resultados. Los mismos pueden conectarse y controlarse desde un computador, además de sus puertos USB que nos permite bajar la

información y analizarse a otras computadoras de oficina.

Inversión

Costo: B/. 1,385,450.00

Entrada en Operación: 31/12/2024

41. REEMPLAZO MAQUINA FILTRADORA Y REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSF.

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 presenta proyecto 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 adquisición de una maquina filtradora de aceite nueva; 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 algún mantenimiento a los transformadores de potencia en el momento adecuado.

Antecedentes

Los transformadores de potencia en un proceso de transmisión de energía eléctrica se ven expuestos a fenómenos naturales o atmosféricos que conllevan a su deterioro, capaz de provocar situaciones de riesgo o fallas que afecten el suministro o transporte de la energía eléctrica.

De los componentes principales de un transformador está el aceite dieléctrico que es utilizado como fluido aislante y refrigerante, y es el más accesible para la toma de muestras y con él que se obtiene valiosa información sobre las condiciones de operación del equipo transformador. Un aceite dieléctrico debe garantizar siempre una elevada rigidez dieléctrica, estabilidad química, eliminación del calor gracias a su adecuada viscosidad, entre otros. Pero existen factores que contribuyen a su deterioro, como por ejemplo la humedad, la sobrecarga, el sobrecalentamiento y la falta de mantenimiento puede causar daños irreversibles al equipo.

Para un buen funcionamiento de los transformadores, es necesario que el aceite aislante esté exento de humedad, gases disueltos y partículas sólidas. Incluso los aceites nuevos requieren un tratamiento para reducir a niveles adecuados y aceptables estos contenidos.

Con la adquisición de un equipo de tratamiento de aceite dieléctrico diseñado para el filtrado, deshidratación y desgasificación de

los aceites utilizados en los transformadores de ETESA, se busca maximizar la vida útil de éstos, acrecentar su confiabilidad y mejorar su rendimiento. Se puede prolongar la vida útil de un transformador por 20-35 años aplicando la regeneración.

Por otra parte, el sistema regulatorio de cuentas para el sector eléctrico establece, como rango de depreciación aceptable para “plantas de transmisión” de 3 a 4%; porcentaje que equivale a un rango de 25 a 35 años de vida útil.

Problema

El desgaste natural en los componentes de la maquina filtradora asociado a su operación normal de la filtración de aceites de los transformadores, aunado a la falta de repuestos de los elementos debido a la discontinuidad de estos en el mercado, podrían poner en riesgo la confiabilidad del sistema. Además, no ejecutar los diferentes ensayos en el tiempo estipulado por los diferentes laboratorios, fabricantes y normas pueden ocasionar una falla muy importante en el Sistema de Interconectado Nacional.

Objetivo

Las alternativas de reposición presentadas a continuación tienen como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del

servicio debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

- 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.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la adquisición de una nueva máquina de filtrado de aceite para los transformadores de ETESA.

Justificación Técnica

El reemplazo de maquina filtradora de aceite, según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad del mismo y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permitirá el correcto seccionamiento del sistema envidado pérdidas producidas por pequeñas descargas.

Inversión

Costo: B/: 800,000.00

Entrada en Operación: 31/12/2024

42. EQUIPOS PARA PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN

Este proyecto consiste en que suministren a ETESA los equipos y accesorios necesarios para efectuar las pruebas de resistencias de los devanados y relación de vueltas de los transformadores de potencia, además, equipos capaces de analizar los estados operativos de los transformadores de instrumentación e instrumentos para realizar inspecciones termográficas.

Beneficios del Proyecto

Este proyecto tiene como beneficio obtener un mejor diagnóstico y localizar defectos o anomalías en puntos o zonas concretas (defectos discretos) de los equipos primarios de las subestaciones eléctricas que forman parte del Sistema Integrado Nacional.

Al adquirir estos equipos para pruebas de transformadores de potencia y transformadores de instrumentación, debemos tener un mayor control de las condiciones operativas de los distintos equipos de las subestaciones ETESA, y así, programar a tiempo un mantenimiento preventivo o, en caso de darse una anomalía mayor, gestionar el reemplazo de la unidad.

Localización del Proyecto

Panamá, Panamá, sin embargo, la Coordinación de Pruebas y Mediciones de ETESA, con sede en Juan Díaz, es responsable del buen funcionamiento de los dispositivos instalados en la red de transmisión de ETESA a nivel nacional, por lo cual, los equipos adquiridos serán utilizados en todas las subestaciones eléctricas de ETESA a nivel nacional.

Inversión

Costo: B/. 494,000

Entrada en operación: 31/12/2023

REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIONES

43. REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES DE LÍNEAS 230 KV Y 115 KV

ANTECEDENTES

El Departamento de Protecciones y Comunicaciones, velando por la seguridad, selectividad y confiabilidad de los equipos bajo su responsabilidad, propone INCLUIR en las mejoras; el esquemas de protección de respaldo de las líneas de transmisión de la red de ETESA, utilizando para tal fin protección diferencial de línea, con canal de comunicación por fibra óptica, en reemplazo de los esquemas de protecciones de distancia secundario de las líneas, de manera tal que podamos complementar y cumplir con la resolución **AN No. 036-Elec.**,

del **1 de junio de 2006**, dada por la ASEP aún para líneas con una longitud mayor a 60 km. De esta forma quedará establecido a la finalización del mencionado proyecto, que las líneas serán protegidas con un esquema redundante de protecciones diferenciales; utilizando canal de comunicaciones por fibra óptica dedicada y multiplexada.

JUSTIFICACION DE LA MODIFICACION

En esta modificación no hay variación en el monto del proyecto, sino que sólo amplía el tiempo de ejecución de este debido a que para la instalación de los equipos se ha tenido que coordinar con la puesta en servicio de otros proyectos del SIN ya que las libranzas para la ejecución de los trabajos no pueden ser coincidentes lo cual ha provocado una variación en el cronograma de instalación.

OBJETIVO GENERAL

Incluir las reposiciones de las protecciones de respaldo en este proyecto significaría un adicional en la confiabilidad y selectividad de los esquemas de protección de la red de transmisión de ETESA.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

La aplicación de estos equipos aprovechamos los avances tecnológicos en materia de comunicación en los relevadores de

protección diferencial utilizando fibra óptica dedicada y multiplexada que ahora tienen un alcance mayor y se pueden proteger líneas mayores a los 60Km. Adicional, ahora los relevadores son multifuncionales, es decir, cuentan con diferentes funciones que pueden ser activadas; para casos prácticos pueden coexistir la protección diferencial con la de distancia aprovechando ambos algoritmos en el buen desempeño de operación ante fallas eléctricas.

LOCALIZACION DEL PROYECTO

La reposición de las protecciones secundarias en el proyecto se ejecutará en las siguientes subestaciones eléctricas.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

El proyecto se debe enfocar desde dos (2) puntos de vista principales:

1. Esta alternativa, permitirá mejorar la sensibilidad, selectividad y velocidad de disparos en ambos extremos de la línea.
2. Los relevadores existentes (REL531, LFCB102, OPTIMHO) deben ser cambiados por las siguientes condiciones operativas:

Tecnología Obsoleta: Los equipos de protección utilizados como respaldo son considerados obsoletos y extintos por los fabricantes. Esto quiere decir, que al presentarse algún daño en alguno de esos relevadores no contamos con el

soporte de fábrica para la reparación de estos.

Los relevadores actuales tienen algoritmos de protección mejorados y una de las principales ventajas de obtener nueva tecnología es la obtención de más información para el análisis de eventos, lo que permite una repuesta más rápida por parte del grupo de protección.

Tabla 12. 3 Reposición de Protecciones Secundarias

Línea	Subestación
230-1A	Bayano - Pacora
230-1B	Panamá II - Pacora
230-1C	Panamá-Panamá II
230-2B	Panamá-Panamá II
230-3A	Panamá - Chorrera
230-3B	Chorrera - Llano Sanchez
230-4A	Panamá - Chorrera
230-4B	Chorrera - Llano Sanchez
230-5A	Llano Sánchez - Veladero
230-5B	Veladero - Mata de Nance
230-6B	Veladero - Mata de Nance
230-16	Veladero-Guasquitas
230-17	Veladero-Guasquitas
230-18	Guasquitas - Fortuna
230-29	Guasquitas - Cañazas
230-30	Cañazas - Changuinola
230-20A	Fortuna - La esperanza
230-20B	La esperanza - Changuinola
230-7	Fortuna - Mata de Nance
230-8	Fortuna - Mata de Nance
230-9A	Mata de Nance - Boqueron
230-9B	Boqueron - Progreso
115-3A	Panamá-Chilibre
115-3B	Chilibre- Bahía Las Minas
115-4A	Panamá-Cemento Panamá
115-4B	Cemento Panamá - Bahía Las Minas
115-12	Panamá-Caceres
115-37	Panamá-Caceres
115-1A	Caceres - Santa Rita
115-1B	Santa Rita - Cativa
115-1C	Cativa - Bahía Las Minas
115-2A	Caceres - Santa Rita
115-2B	Santa Rita - Bahía Las Minas
115-15	Mata de Nance - Caldera
115-16	Mata de Nance - Caldera
115-17	Caldera - La estrella
115-18	Caldera - Los Valles

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

Fin del Periodo de Vida Útil: En el año propuesto para el reemplazo, los equipos contarán con más de 10 años de estar en servicio, estarán próximos de completar su periodo de vida útil sin tener garantía de fábrica contra cualquier daño que le ocurra. Por lo tanto, es necesario que sean reemplazados.

No instalación de Equipos: Al no reemplazar las protecciones de distancias secundarias podemos tener un punto débil o de falla en el desempeño de estos equipos, lo que puede producir costos a la empresa y la imagen al público y clientes se vería afectada.

Inversión

Costo: B/. 4,515,563.83

Entrada en Operación: 31/12/2024

44. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN EL PATIO 230 KV EN S/E GUASQUITAS

Resumen Ejecutivo

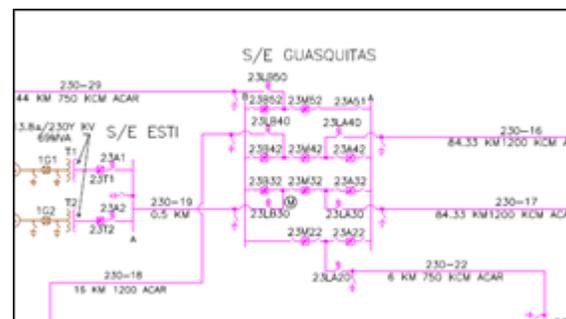
Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

La 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.

Tabla 12. 4 Protecciones S/E Guasquitas

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	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.

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:

“Riesgos excluidos

Esta póliza no asegura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:

.... E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos.”

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%.

Problema:

Por lo general, los relevadores de protección con más de 15 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural de los circuitos electrónicos, aunado a la falta de repuestos; hecho corroborado por el fabricante de los equipos.

Por otra parte, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a una mala operación de estos equipos es un factor crítico que requiere atención.

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 de este 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.

Justificación económica

A continuación, se presenta la oferta económica de la inversión planteada:

(* Se considera, para este proyecto, que el reemplazo de los equipos de protección 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.

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 directos¹ responden a porcentajes promedios obtenidos de la lista de precios de la última licitación adjudicada asociada al reemplazo de interruptores de potencia.

Inversión

Costo: B/. 324,897.20

Entrada en Operación: 31/12/2026

45. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN LOS PATIOS 230 y 115 KV EN S/E LLANO SANCHEZ

Resumen Ejecutivo

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.

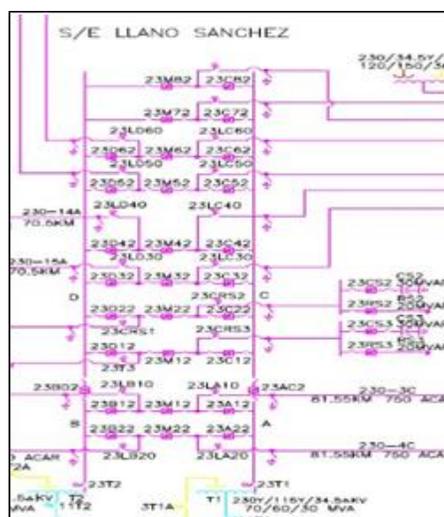
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son variables que son tomadas en el análisis técnico- económico.

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 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 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.

Tabla 12. 5 Protecciones de S/E Llano Sanchez

No Equipo	Nomenclatura		Descripción	No.Serie	Fabricante/ Marca			NUMERO	Año
	No.Equipo	Equipo			Modelo	Marca	Tipo		
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
23AC2 (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	ELEVADORE	053856P	KBCH -13001W	AREVA			8344	2009
Transformador # 1	87T1-S	ELEVADORE	053857P	KBCH -13001W	AREVA			8353	2009
Transformador # 2	87T -2P	ELEVADORE	143535J	KBCH -13001H1	GEC ALSTHOM			8356	2003
Transformador # 2	87T -2S	ELEVADORE	206845J	KBCH -13001H1	GEC ALSTHOM			8361	2003
11M12	50BF/50NBF	ELEVADORE	715297D	MCTI39D1BR07	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 mortem.

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:

“3. Riesgos excluido Esta póliza no asegura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:

.... E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos.”

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%.

Problema:

Por lo general, los relevadores de protección con más de 15 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural de los circuitos electrónicos; hecho corroborado por el fabricante de los equipos. Por otra parte, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a una mala operación de estos equipos es un factor crítico que requiere atención.

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 de este 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 Sánchez.

Inversión

Costo: B/. 622,605.69

Entrada en Operación: 31/12/2026

46. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN EL PATIO 230 KV EN S/E VELADERO.

Resumen Ejecutivo

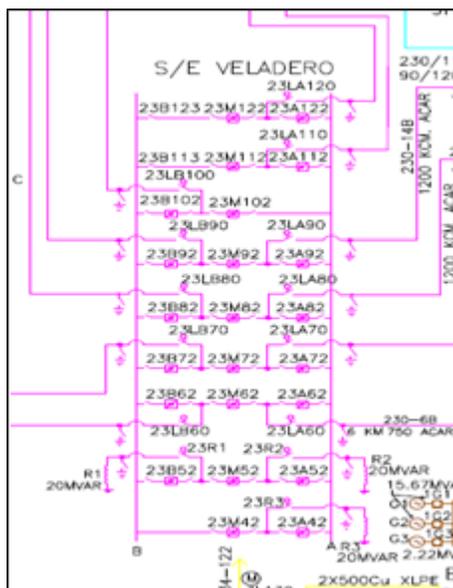
Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo 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).



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 230-16, 230-17, 230-5B y 230-6C respectivamente. Por otra parte, existe una conexión internacional a través de la línea 230-25A.

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.

Tabla 12. 6 Protecciones S/E Veladero

No Equipo	Nomenclatur 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	SPAJ-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	SPAJ-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	SPAJ-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:

“3. Riesgos excluidos

Esta póliza no asegura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:

.... E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos.”

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%.

Problema:

Por lo general, los relevadores de protección con más de 15 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural de los circuitos electrónicos; hecho corroborado por el fabricante de los equipos.

Por otra parte, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a

una mala operación de estos equipos es un factor crítico que requiere atención.

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 de este 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.

inversión

Costo: B/. 635,676.98

Entrada en Operación:
31/12/2026

Tabla 12. 7 Plan de Reposición de Corto Plazo

PLAN DE REPOSICIÓN REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO		FECHA	COSTO
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV		10-jun-25	6,603.81
REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA		31-ene-23	7,525.00
REEMPLAZO T1 S/E PANAMA 230/115 KV 350 MVA Y ADECUACION PANAMA 230 KV			12,827.66
REEMPLAZO T1 S/E PANAMA 230/115 KV 350 MVA		31-dic-25	9,643.09
ADECUACION PANAMA 230 KV		30-jun-26	3,184.56
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E ESPERANZA, BOQ III y CAÑAZAS 230 KV		31-dic-25	232.00
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LA ESPERANZA 230 KV		31-dic-22	208.80
REEMPLAZO BANCO BATERIAS S/E GUASQUITAS Y CAÑAZAS		31-dic-23	64.96
REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN LOS PATIOS 230 y 115 KV EN S/E PANAMÁ II		2019-2024	633.27
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMÁ 115 KV		31-dic-24	519.68
REEMPLAZO INTERRUPTORES BANCOS CAPACITORES S/E PANAMA 115 KV		31-dic-25	800.40
REEMPLAZO TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN		31-dic-24	1,392.00
REEMPLAZO DE BANCOS DE CAPACITORES EN S/E PANAMÁ Y S/E PANAMÁ 2			672.80
REEMPLAZO BANCO DE CAPACITORES SE PANAMA		31-dic-24	336.40
REEMPLAZO BANCO DE CAPACITORES SE PANAMA II		31-dic-24	336.40
REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA 115 KV		31-dic-24	1,937.20
REEMPLAZO CONTADORES DE DESCARGA PARA LT DE 230 Y 115 KV EN ZONA 3		31-dic-24	62.64
PLANTAS AUXILIARES DE LAS SUBESTACIONES PROGRESO Y MATA DE NANCE			812.00
PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES S/E MATA DE NANCE		31-dic-24	406.00
PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES S/E PROGRESO		31-dic-24	406.00
REEMPLAZO CTs A NIVEL NACIONAL y PANAMA 230 y 115 KV		31-dic-24	2,581.00
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV		31-dic-25	387.44
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LLANO SANCHEZ 230 KV		31-dic-25	185.60
REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV		31-dic-25	903.64
REEMPLAZO INTERRUPTORES BANCOS CAPACITORES S/E PAN II y LLS 230 KV		31-dic-25	1,392.00
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 115 KV		31-dic-25	174.00
REPOSICION DE RECTIFICADORES DE 125 VDC PARA LAS SUBESTACIONES DE MATA DEL NANCE, CAÑAZAS, CHANGUINOLA, PROGRESO Y GUASQUITA		31-dic-24	156.60
REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV		31-dic-24	690.20
REEMPLAZO DE CUCHILLAS MOTORIZADAS DE S/E MATA DE NANCE 230 Y 115 KV		31-dic-24	264.48
REEMPLAZO TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E LLANO SANCHEZ		31-dic-24	1,740.00
REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE PUESTA A TIERRA TT1 y TT2 SUBESTACIONES MATA DE NANCE Y PROGRESO		31-dic-25	1,740.00
REEMPLAZO DE REACTORES DE 230 KV DE LA SUBESTACIÓN VELADERO (3), LLANO SANCHEZ (3) Y LLS 34.5 KV (1)		31-dic-25	10,405.20
REEMPLAZO DE HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LÍNEAS 230 KV Y 115 KV		2021-2025	6,779.04
REEMPLAZO DE RTUs		2022-2025	2,505.60
CENTRO DE MONITOREO Y CONTROL		31-dic-25	5,800.00
REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA 230 KV		31-dic-25	628.72
REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES S/E LLANO SANCHEZ		31-dic-24	81.20
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CHORRERA 230 KV		31-dic-25	5,738.52
REEMPLAZO GATEWAY SISTEMAS AUTOMATIZADOS DE S/E (SAS)		2022-2026	191.84
REEMPLAZO DE BANCO DE BATERÍAS CHARCO AZUL, BOQUERON, MATA DEL NANCE, PROGRESO Y BELLA VISTA		31-dic-25	138.00
RECTIFICADORES DE CAÑAZAS, PROGRESO, CHARCO AZUL, MATA DEL NANCE, CALDERA		31-dic-25	148.20
REEMPLAZO DE TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES Y TRANSFER SWITCH DE LA SUBESTACION BOQUERON		31-dic-25	45.98
EQUIPO ANALIZADOR PORTÁTIL DE DESCARGAS PARCIALES		31-dic-24	300.00
EQUIPO MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES		31-dic-25	1,839.20
ADQUISICIÓN DE EQUIPO PARA PRUEBAS A MUY BAJA FRECUENCIA A CABLES DE MEDIA TENSIÓN		31-dic-24	85.00
IMPLEMENTACIÓN DE LABORATORIO DE PRUEBAS Y MEDICIONES		31-dic-24	1,385.45
REEMPLAZO MAQUINA FILTRADORA Y REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSF.		31-dic-24	800.00
EQUIPO PRUEBA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y DE INSTRUMENTACIÓN		31-dic-23	494.00
REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN PROTECCIONES DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV		31-dic-24	4,515.56
REEMPLAZO PROTECCIONES S/E GUASQUITAS 230 KV		31-dic-26	324.90
REEMPLAZO PROTECCIONES S/E LLANO SANCHEZ 230 Y 115 KV		31-dic-26	622.61
REEMPLAZO PROTECCIONES S/E VELADERO 230 KV		31-dic-26	635.68

13

CAPÍTULO XIII

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 13

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES

1. REPOSICIÓN DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFÍAS A NIVEL NACIONAL

Resumen Ejecutivo

En aras de modernizar las subestaciones 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 seis registradores de oscilografías; 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

Los registradores de oscilografías son dispositivos que permiten grabar las ondas de voltaje y corriente de los equipos de una subestación cuando alguna de estas ondas sobrepasa los límites ajustados. Esto nos permite realizar un análisis macro de lo ocurrido en una subestación y en el SIN al presentarse un evento, a diferencia de la oscilografía de un relé de protección que sólo proporciona información si el equipo de protección es llamado a operar y la información que presenta sólo es del equipo que protege.

Es importante que los registradores de oscilografías estén instalados en subestaciones importantes, tales como subestaciones que concentran un gran número de generadores como también en subestaciones de carga importante. Actualmente, tenemos instalados registradores de oscilografías en las siguientes subestaciones: Panamá, Chorrera, Llano Sánchez (la parte vieja), Mata de Nance, Boquerón III, Fortuna y Changuinola.

Se realizó una consulta a fábrica y nos informan que los equipos ya están obsoletos y no se tienen stock en fábrica para respaldo. En el cuadro se presentan los registradores de oscilografías que

requieren reemplazo incluyendo el registrador de oscilografía portátil.

Equipos

Por otra parte, el sistema regulatorio uniforme de cuentas para el sector eléctrico establece, como rango de depreciación aceptable para “plantas de transmisión”, de 3 a 4%; porcentaje que equivale a un rango de 25 a 35 años de vida útil.

Tomando en consideración el rango aceptable para la regulación, la recomendación de CIGRE, a través de su Informe 176 - “Ageing of the System- Impact on Planning” publicado en diciembre del año 2000, y el estado actual de los dispositivos en mención, se ha convenido que la vida útil estimada para estos equipos es de **20 años**.

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:

“3. Riesgos excluidos

Esta póliza no asegura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:

.... E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación,

pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, putrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos.”

Por otro lado, es importante mencionar que la Metodología para Normar el Intercambio de Información para la Elaboración de los Informes de Eventos en el Sistema Interconectado Nacional en su acápite MIE.6.8 establece lo siguiente:

“Los agentes de Mercado deben procurar que la información asociada a un evento (registros, oscilografías, etc) esté disponible para su análisis y buscarán los mecanismos necesarios para que la memoria de sus equipos cuente con la capacidad suficiente para grabar durante el tiempo necesario, desde la condición de pre falla hasta que la falla sea despejada.”

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 del equipo a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

En el caso de los registradores de oscilografías, el mantenimiento se realiza cotidianamente al bajar información de eventos suscitados en la red de transmisión, por lo que no existe una periodicidad fija, sino que depende de la cantidad de eventos ocurridos en el SIN.

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 repuestos, 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, y con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla dentro del periodo tarifario en estudio (2017-2021), se ubica entre 97-99%.

Problema

En la administración continua de los registradores de oscilografías existentes se han observado las siguientes anomalías:

Alternativas de Reposición

Como parte integral del análisis del problema, a continuación, se listan las alternativas de reposición:

- a) Ejecución de un mantenimiento mayor del equipo.
- b) Compra de seis (6) registradores de oscilografías nuevos.

La primera alternativa queda descartada por la discontinuidad de las piezas de los equipos existentes y la falta de respaldo de la fábrica.

Adicional, es importante destacar que a pesar de que los registradores de falla de subestación Chorrera no han presentado fallas aún se debe tomar en cuenta que la fábrica de estos dispositivos ya considera el modelo del registrador como **OBSOLETO** y ha manifestado no contar con stock de repuestos.

Propuestas

Objetivo General

Las alternativas de reposición presentadas a continuación tienen, como objetivo general, asegurar la vida útil del equipo y tener un panorama completo del comportamiento de una subestación

y del SIN ante un evento dado permitiendo un mejor análisis, cumpliendo de esta forma con lo establecido en el acápite MIE 6.8 de la Metodología para Normar el Intercambio de Información para la Elaboración de los Informes de Eventos en el Sistema Interconectado Nacional.

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.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la adquisición:

a. Cinco (5) registradores de oscilografías con las siguientes características mínimas:

- Voltaje de alimentación de 125 Vdc
- Entradas de corriente de 5 Amperios.
- Entradas de voltaje AC
- Entradas digitales
- Unidad local de almacenaje.
- Localizador de falla por onda viajera.

- Interfaz Hombre-Máquina con pantalla de cristal líquido
- Puertos de comunicación trasera para interrogación remota por medio de TCP/IP.
- Puertos de comunicación frontal para comunicación local.
- Capacidad de registro oscilografías en formato COMTRADE.
- Software de gestión con capacidad de almacenar oscilografías y realizar algunos análisis como distancia a la falla, análisis de armónicos y otros.

b. Un (1) registrador de oscilografía portátil.

- Voltaje de alimentación de 125 Vdc
- Entradas de corriente de 5 Amperios con pinzas que permitan su fácil conexión sin desconectar el circuito de corriente principal.
- Entradas de voltaje AC
- Entradas digitales
- Unidad local de almacenaje.
- Interfaz Hombre-Máquina con pantalla de cristal líquido
- Puertos de comunicación trasera para interrogación remota por medio de TCP/IP.
- Puertos de comunicación frontal para comunicación local.
- Capacidad de registro oscilografías en formato COMTRADE.
- Software de gestión con capacidad de almacenar oscilografías y realizar algunos análisis como distancia a la

falla, análisis de armónicos y otros.

Justificación Técnica

El reemplazo de los registradores de oscilografías según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará un análisis de evento detallado 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.
- Mejor análisis de los eventos ocurridos en el SIN: Los registradores de oscilografías permiten observar un amplio panorama de lo ocurrido en una subestación completa a pesar de que la falla haya ocurrido sólo en un circuito.

Esto nos permite realizar un mejor análisis de lo ocurrido especialmente en eventos mayores, tales como colapsos del SIN. Adicional, los nuevos registradores de oscilografías tienen localizadores de fallas basados en onda viajera el cual permitirá la localización precisa de la falla ya que no se verá afectada por las impedancias mutuas de las líneas y así permitirá al personal de líneas reparar el daño ocurrido en un menor tiempo.

- Modernización: El nuevo

equipo será de tipo microprocesado basado en comunicación tipo Ethernet, lo que permite una mejor comunicación remota con cada uno de los registradores.

Justificación económica

A continuación, se presenta la oferta económica de la inversión por la alternativa propuesta:

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de costos 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.

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.

Con el objetivo de validar la propuesta presentada, se procedió a calcular el indicador financiero de valor presente neto (VPN) a partir de la metodología de mínimo costo; descontando los flujos a la tasa de rentabilidad aprobada por la ASEP, a ETESA en el IMP periodo 2009- 2013 (10.71%) y cuantificando los gastos en mantenimientos futuros.

El costo del mantenimiento se estimó a partir de las horas hombre destinadas para este rubro, incluyéndose la reducción en los costos asociados a la ventaja que presenta la protección propuesta respecto a las existentes, y el valor neto del activo en función a su retiro de los libros contables de la empresa.

inversión

Costo: B/. 290,097.50

Entrada en Operación:
31/12/27

REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIONES

2. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN EL PATIO 115 KV EN S/E SANTA RITA

Resumen Ejecutivo

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.

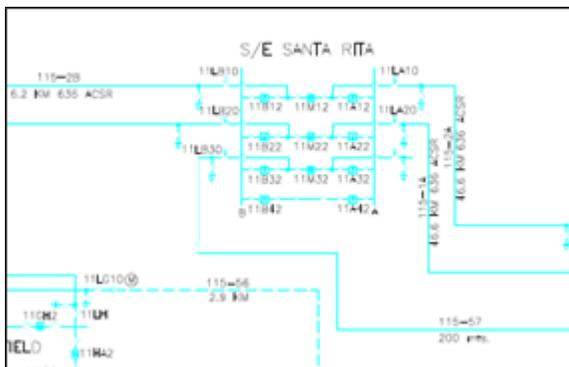
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son

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.

Tabla 13. 1 Equipos de protección con 14 años de servicio.

No. Equipo principal (funcion)	Nomenclatura No. Equipo	Descripcion	Serie	Modelo	Marca	Estatus	Numero	Panel	Año de Instalacion
11A22/11M22	50BF	RELEVADORES	AABC02000264	UR-C60	GE MULTLN	En Servicio	10955	P6A-K3	2004
11A12/11M12	50BF	RELEVADORES	AABC02000262	UR-C60	GE MULTLN	En Servicio	10959	P7A-K3	2004
11B12	50BF	RELEVADORES	AABC02000265	UR-C60	GE MULTLN	En Servicio	10960	P7A-K4	2004
11B22	50BF	RELEVADORES	AABC02000263	UR-C60	GE MULTLN	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.

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:

“3. Riesgos excluidos
Esta póliza no asegura contra pérdida, daño o gastos

causados por o como resultado de:

E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos.”

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%.

Problema:

Por lo general, los relevadores de protección y control con más de 15 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural de los circuitos electrónicos, aunado a la falta de repuestos.

Por otra parte, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a una mala operación de estos equipos es un factor crítico que requiere atención.

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 de este 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.

Inversión

Costo: B/: 110,826.32

Entrada en Operación:
31/12/2029

3. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN EL PATIO 230 KV EN S/E SAN BARTOLO Y S/E EL HIGO Y SUS COLATERALES

ANTECEDENTES

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.

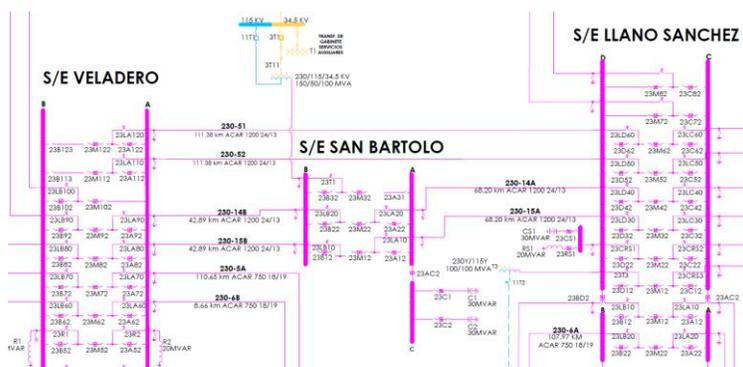
El factor predominante es la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes, variable tal que es tomadas en el análisis técnico-económico.

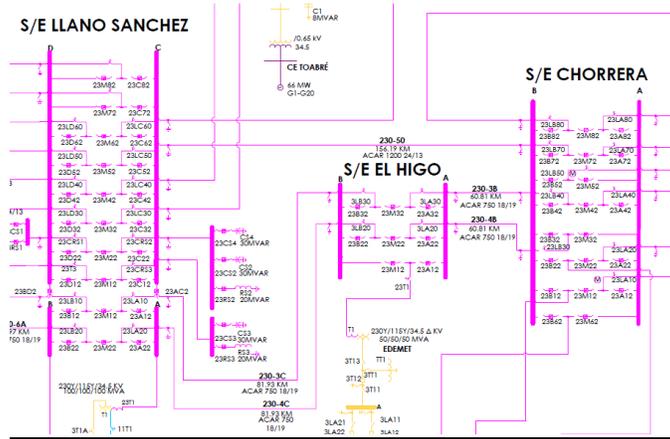
La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de veinticuatro (24) protecciones de línea, cuatro (4) protecciones de barra, dos (2) protecciones de transformador de 2 devanados, veinte (20) controladores y el suministro de las licencias para la integración de los nuevos relevadores al sistema de automatización de las subestaciones Higo y San Bartolo y sus colaterales; 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 San Bartolo, ubicada en el Corregimiento de San Bartolo, Distrito de La Mesa, Provincia de Veraguas, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio de 230 KV, que es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN), un patio de 115 KV para conexión futura y un patio de 34.5 KV donde se conecta generación hídrica. La subestación San Bartolo está conectada a las Subestaciones Llano Sánchez y Veladero a través de líneas de transmisión de 230 KV.

La subestación El Higo, ubicada en el corregimiento de El Higo, distrito de San Carlos, Provincia de Panamá Oeste, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio de 230 KV, que es parte de la columna vertebral del SIN, y un patio de 34.5 KV en donde se conecta carga de un agente distribuidor. La subestación El Higo está conectada a las Subestaciones Chorrera y Llano Sánchez a través de las líneas de transmisión de 230 KV.




Tabla 13. 2 Equipos de protección

Subestación	No Equipo principal (función)	Nomenclatura No.Equipo	Descripción Equipo	Nº Serie	Modelo	Fabricante Marca	Tipo	Año Instalación
San Bartolo	87LP 230-15A	87LP	RELEVADOR	BM1405001256	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
San Bartolo	87LS 230-15A	87LS	RELEVADOR	BM1405001276	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
San Bartolo	87LP 230-15B	87LP	RELEVADOR	BM1405001271	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
San Bartolo	87LS 230-15B	87LS	RELEVADOR	BM1805006757	7SL87	SIEMENS	Línea	2018
San Bartolo	87LP 230-14A	87LP	RELEVADOR	BM1603000602	7SL87	SIEMENS	Línea	2018
San Bartolo	87LS 230-14A	87LS	RELEVADOR	BM1405001251	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
San Bartolo	87LP 230-14B	87LP	RELEVADOR	BM1405001266	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
San Bartolo	87LS 230-14B	87LS	RELEVADOR	BM1406000514	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
San Bartolo	RECIERRE 230-15A	79 230-15A	RELEVADOR	BM1404000872	7SJ86	SIEMENS	Recerrador	2015
San Bartolo	RECIERRE 230-15B	79 230-15B	RELEVADOR	BM1412000418	7SJ86	SIEMENS	Recerrador	2015
San Bartolo	RECIERRE 230-14A	79 230-14A	RELEVADOR	BM1404000873	7SJ86	SIEMENS	Recerrador	2015
San Bartolo	RECIERRE 230-14B	79 230-14B	RELEVADOR	BM1404000874	7SJ86	SIEMENS	Recerrador	2015
San Bartolo	UC INT 23A12	UC 23A12	RELEVADOR	BM1404000547	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
San Bartolo	UC INT 23M12	UC 23M12	RELEVADOR	BM1404000539	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
San Bartolo	UC INT 23B12	UC 23B12	RELEVADOR	BM1404000561	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
San Bartolo	UC INT 23A22	UC 23A22	RELEVADOR	BM1404000543	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
San Bartolo	UC INT 23M22	UC 23M22	RELEVADOR	BM1404000551	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
San Bartolo	UC INT 23B22	UC 23B22	RELEVADOR	BM1404000531	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
San Bartolo	UC INT 23M32	UC 23M32	RELEVADOR	BM1404000535	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
San Bartolo	UC INT 23B32	UC 23B32	RELEVADOR	BM1404000527	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
San Bartolo	UC INT 3T1	UC 3T1	RELEVADOR	BM1404000558	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
San Bartolo	UC INT 11T1	UC 11T1	RELEVADOR	BM1404000523	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
San Bartolo	UC	UC	RELEVADOR	BM1404000517	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
San Bartolo	87 T1 PRIMARIA	87T1 PP	RELEVADOR	BM1404000335	7UT86	SIEMENS	Transformador	2015
San Bartolo	87 T1 SECUNDARIA	87T1 PS	RELEVADOR	BM1404000339	7UT86	SIEMENS	Transformador	2018
San Bartolo	BARRA A 230	87BA	RELEVADOR	BM1405001281	7SS85	SIEMENS	Barra	2015
San Bartolo	BARRA B 230	87BB	RELEVADOR	BM1405001289	7SS85	SIEMENS	Barra	2015
San Bartolo	BARRA 115	87 B 115	RELEVADOR	BM1404000346	7SS85	SIEMENS	Barra	2015
San Bartolo	BARRA B 34.5	87BB 34.5	RELEVADOR	BM1405001285	7SS85	SIEMENS	Barra	2015
Veladero	230-14B	87LP	RELEVADOR	BM1406001694	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
Veladero	230-14B	87LS	RELEVADOR	BM1407000088	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
Veladero	230-15B	87LP	RELEVADOR	BM1406001689	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
Veladero	230-15B	87LS	RELEVADOR	BM1407000078	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
Llano Sánchez	230-14A	87LP	PROTECCION	BM1406000790	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
Llano Sánchez	230-14A	87LS	PROTECCION	BM1406001704	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
Llano Sánchez	230-15A	87LP	PROTECCION	BM1406001709	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
Llano Sánchez	230-15A	21S	PROTECCION	BM1405001251	7SL87	SIEMENS	Línea	2015
Llano Sánchez	230-3C	21S	RELEVADORES	BM1406000034	7SA87	SIEMENS	Línea	2015
Llano Sánchez	230-4C	21S	RELEVADORES	BM1407000025	7SA87	SIEMENS	Línea	2015
Higo	21S 230-4C	21S	RELEVADOR	BM1406002432	7SA87	SIEMENS	Línea	2015
Higo	21S 230-3C	21S	RELEVADOR	BM1407000052	7SA87	SIEMENS	Línea	2015
Higo	21S 230-4B	21S	RELEVADOR	BM1709008405	7SA87	SIEMENS	Línea	2015
Higo	21S 230-3B	21S	RELEVADOR	BM1407000061	7SA87	SIEMENS	Línea	2015
Higo	UNIDAD DE CONTROL TMA	UC TMA	RELEVADOR	BM1406001300	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
Higo	UC INT 23A32	UC 23A32	RELEVADOR	BM1406001004	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
Higo	UC INT 23M32	UC 23M32	RELEVADOR	BM1406001068	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
Higo	UC INT 23B32	UC 23B32	RELEVADOR	BM1406001080	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
Higo	UC INT 23A22	UC 23A22	RELEVADOR	BM1406001072	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
Higo	UC INT 23M22	UC 23M22	RELEVADOR	BM1406001000	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
Higo	UC INT 23B22	UC 23B22	RELEVADOR	BM1406001064	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
Higo	UC INT 23A12	UC 23A12	RELEVADOR	BM1406001008	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
Higo	UC INT 23M12	UC 23M12	RELEVADOR	BM1406001076	6MD86	SIEMENS	Controlador	2015
Chorrera	230-3B	21PS	RELEVADORES	BM1406002414	7SA87	SIEMENS	Línea	2015
Chorrera	230-4B	21PS	RELEVADORES	BM1406002405	7SA87	SIEMENS	Línea	2015

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.

La Tabla 13. 2, muestra los relés de protección y control que serán reemplazados. En dicha tabla se podrá observar que los relevadores tienen una vida útil de 7 años, sin embargo, han presentado una gran cantidad de anomalías provocando el incremento de mantenimientos correctivos e indisponibilidad de líneas.

HISTORIAL DE MANTENIMIENTO

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Dirección 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:

Desde la puesta en servicio de los relevadores de protección y control en las Subestaciones El Higo y San Bartolo se han presentado una serie de anomalías en los equipos que inicialmente fueron remitidas al fabricante de los equipos para su respectiva corrección en términos de garantía, sin embargo, las fallas en dichos equipos continuaron en aumento provocando disparo de línea inesperados por falla interna en la protección y en otras ocasiones la indisponibilidad de línea debido a que ambas protecciones quedaban fuera de servicio por anomalía interna.

PROBLEMA

Debido a la baja confiabilidad de los equipos de protección y control instalados en las Subestaciones El Higo y San Bartolo y sus colaterales se requiere el reemplazo de los mismos por otros dispositivos con una mejor confiabilidad.

La atención a dichas anomalías ha provocado un aumento significativo en los costos de mantenimiento.

Los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a una mala operación de estos equipos es un factor crítico que requiere atención.

PROPUESTAS La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del

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.

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

El reemplazo de los equipos de protección según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este 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.

Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo y por ende la indisponibilidad de algún elemento de la red de transmisión.

Reducir los costos de mantenimiento correctivo.

Inversión

Costo: B/. 1,560,657.12

Entrada en Operación: 31/12/2027

Tabla 13. 3 Plan de Reposición de Largo Plazo

PLAN DE REPOSICIÓN		
REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO		
	FECHA	COSTO
REEMPLAZO REGISTRADORES DE OSCIOGRAFÍAS	31-dic-26	290.10
REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN EL PATIO 230 KV EN S/E SAN BARTOLO Y S/E EL HIGO Y SUS COLATERALES	31-dic-27	1,560.66
REEMPLAZO PROTECCIONES S/E SANTA RITA 115 KV	31-dic-29	110.83



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

14

CAPÍTULO XIV

PLAN DE PLANTA
GENERAL



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 14

PLAN DE PLANTA GENERAL

1. EQUIPOS DE INFORMÁTICA

En la actualidad, una renovación de la infraestructura computacional es esencial para mejorar el rendimiento y la eficiencia de los procesos informáticos, lo que se traducirá en un aumento de la productividad y una reducción de costos a largo plazo.

En este sentido, es imprescindible invertir en nuevos centros de datos que cuenten con mayor capacidad de almacenamiento y procesamiento de datos. La adquisición de centros de datos modernos permitirá a ETESA gestionar grandes volúmenes de datos de manera más eficiente y garantizar un funcionamiento fluido de los sistemas informáticos.

Además, es necesario destinar recursos a la mejora de las aplicaciones y bases de datos. La inversión en la mejora y actualización de las aplicaciones y bases de datos permitirá a ETESA contar con herramientas más eficientes y flexibles, lo que se traducirá en una mayor agilidad en la toma de decisiones y en la optimización de los procesos internos.

La seguridad de la información es otro aspecto crucial que requiere inversión. En un contexto en el que la ciberdelincuencia está en constante evolución, es necesario proteger los datos sensibles de la empresa de

posibles amenazas. La inversión en sistemas de seguridad avanzados como firewalls, sistemas de detección de intrusiones y cifrado de datos garantizará la integridad y confidencialidad de la información.

Por último, es fundamental adquirir equipos de punta que permitan estar a la vanguardia de la tecnología. La inversión en dispositivos de última generación garantizará un rendimiento óptimo y una mayor eficiencia en la realización de tareas, lo que se traducirá en una mejora de la calidad del trabajo realizado por el departamento de informática de ETESA.

1.1. PROGRAMA DE DESARROLLO, ACTUALIZACIÓN Y MEJORAS CONTÍNUA DE LA INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA DE ETESA.

OBJETIVO

Desarrollar, actualizar y optimizar la infraestructura física y virtual que soporta la plataforma administrativa y operativa de la organización.

DESCRIPCIÓN

Entre los sistemas principales podemos mencionar los siguientes:

CENTRO VIRTUAL

- ETESA cuenta con un centro virtual el cual alberga aproximadamente 100 servidores virtuales operando sobre plataforma VMWARE y sobre ORACLEVM sumado a una granja de 10 servidores físicos que por la esquemática de operación de sus sistemas no han podido ser virtualizados.
- Entre los servicios que forman parte del centro virtual podemos mencionar las siguientes: agentes de detección y respuestas de amenazas, corporativo, registro de marcaciones, sistema de información geográfica, sistema de gestión de activos, sistema de mesa de servicios tecnológicos, sistema financiero ERP, arquitectura de servicios Microsoft, entre otros.
- Nuestra estrategia de implementación está basada en la consolidación de sistemas y servicios mejorando el rendimiento y la conservación de los recursos energéticos.

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 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 y sistemas de seguridad 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 están implantado enlaces redundantes tanto para la comunicación entre sedes como para el acceso hacia Internet.

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).

- Expansión de los servicios implementados en el sitio de contingencia corporativo de manera que se pueda replicar a totalidad el ambiente de producción.
- Actualización de sistema de telefonía IP de ETESA.
- Actualización de infraestructura de red (acceso).
- Expansión física de la empresa. Adecuación de la infraestructura tecnológica de nuevas oficinas administrativas, subestaciones y estaciones meteorológicas.
- Implementar enlaces de comunicación redundantes para las sedes y oficinas principales de ETESA.
- Incorporación de nuevas soluciones en nube.
- Optimización de respaldos a discos y su replicación a un sitio alterno a través de Veeam Backup y Veritas NetBackup.

IMPACTO

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.

INVERSIÓN

Costo de Inversión = B/. 3,538,000.00
Entrada en Operación: 2021-2025

1.2. PROGRAMA DE DESARROLLO Y MEJORAS DE LOS CENTROS DE DATOS Y CUARTOS DE TELECOMUNICACIONES DE ETESA

OBJETIVO

Garantizar la operación y seguridad de los sistemas de tecnología de la información de ETESA.

DESCRIPCIÓN

El centro de datos de ETESA alberga 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 con la posibilidad de llevar ciertos servicios de colocación en centros de datos de terceros que cumplan con los más altos estándares de calidad.

INICIATIVAS

Entre las iniciativas que se desean implementar podemos mencionar las siguientes:

- Actualizar el sistema de monitoreo de los recursos y

condiciones del centro de datos.

- Adecuación de centros de datos y cuartos de telecomunicaciones.
- Modernización del sistema de protección contra incendios del centro de datos.
- Actualización de los sistemas de respaldo de energía del centro de datos y las salas de telecomunicaciones (T.R.).
- Incorporación de monitoreo basado en red ip, para la planta de energía de respaldo para el centro de datos.
- Actualización del sitio alternativo para la contingencia de los sistemas críticos de ETESA.

IMPACTO

El objetivo esperado es contar con centros de datos y salas 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.

INVERSIÓN

Costo de Inversión = B/. 2,784,000.00
Entrada en Operación: 2021-2025

1.3. 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 mejores prácticas para el correcto uso de las aplicaciones que soportan procesos del negocio de forma complementaria.
- Mantener actualizadas las aplicaciones existentes de ETESA.
- Adquirir y/o desarrollar nuevas aplicaciones para satisfacer las necesidades de innovación corporativa.

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 estás son las principales iniciativas de este programa:

Mantener actualizadas las versiones de las aplicaciones y bases de datos, y mecanismos de seguridad 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 Dirección de Tecnología de la Información.
- Implementación de “Firewall de Bases de Datos” y “Firewall para aplicaciones web” que auditen y protejan las conexiones entre los clientes y los sistemas.

A continuación, se desglosan algunas de las 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:

- Actualización de la versión de software de la plataforma a la estable más reciente.

- Mejoras en sus diferentes funcionalidades.

SISTEMA DE PLANILLAS Y RECURSOS HUMANOS

Este sistema es el responsable de soportar los procesos de nómina y gestión del talento humano. Se planea adquirir e implementar un nuevo sistema que permita administrar estos servicios de forma eficiente, sencilla, con tecnologías modernas y nuevas funcionalidades.

Iniciativas:

- Actualización y mejoras al sistema de planillas y recursos humanos.
- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de Enterprise Manager y paquete de monitoreo para bases de datos.

PORTAL DE INTRANET

ETESA actualmente cuenta con un portal interno basado en tecnología Oracle.

Iniciativas:

- 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 un sitio web www.etsa.com.pa, el cual mantiene informada a la ciudadanía en general. Además, se cuenta con desarrollos web internos que permiten el seguimiento de ciertos procesos.

Iniciativas

- Mejoras y actualizaciones de las aplicaciones web existentes.

HERRAMIENTAS OFIMÁTICAS

ETESA utiliza herramientas de productividad de distintos fabricantes para la ejecución de sus funciones administrativas y operativas.

Iniciativas:

- Modernización 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 MÁXIMO

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. Recientemente actualizada.

Iniciativas:

- Implementar nuevas funcionalidades en este sistema.
- Realizar la integración y carga de información sobre un sistema de información geográfica.
- Implementación de los centros de trabajos.
- Implementación de formularios para el registro de información de campo.

SISTEMAS DE GESTIÓN DE SERVICIOS TECNOLÓGICOS

ETESA cuenta con una herramienta para la gestión de servicios tecnológicos. Esta es utilizada para la Gestión de Incidentes y solicitudes tanto para la Dirección de Tecnología como para la Gerencia de Servicios Generales de la Dirección de Servicios Corporativos de ETESA.

Iniciativas

- Implementación de una nueva plataforma para la gestión de

incidentes y solicitudes, siguiendo los parámetros del standard ITIL.

cumplimiento de normas internas y externas del mercado.

FLUJO DOCUMENTAL

Este sistema de gestión de contenido está diseñado para corregir las deficiencias en los procesos de manejo de documentos, manteniendo información disponible las veinticuatro (24) horas del día. Actualmente está funcionando en la Dirección de Ingeniería y en la Gerencia General y para el 2023 - 2024 se pretende adicionar a la Gerencia de Predios de la Dirección de Operación y Mantenimiento.

Iniciativas

- Mantener la captura de documentos en diversos formatos: papelería general, correo electrónico, informes corporativos informáticos y formularios electrónicos.
- Gestionar los contenidos conforme a las normas de la empresa y evaluar el estado de los procesos en tiempo real.
- Almacenar, organizar y hacer un seguimiento de los contenidos, para que pueda acceder a ellos cuando los necesite.
- Tener acceso a los documentos cuando se requieran, de forma que los procesos se ejecuten con rapidez y a menor costo.
- Conservar y proteger sus documentos para garantizar el

INVERSIÓN

Costo de Inversión = B/. 3,016,000.00
Entrada en Operación: 2021-2025

1.4. 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 a través de un SOC en premisa.
- 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.
- Robustecer la implementación de respaldos hacia sitio alterno.

- Continuar con la actualización del sistema de video vigilancia.
- Continuar con la actualización de sistema de control de acceso físico.

IMPACTO

Mejorar la disponibilidad, integridad y confiabilidad de los activos de información de ETESA.

INVERSIÓN

Costo de Inversión = B/. 1,740,000.00
Entrada en Operación: 2021-2025

1.5. PROGRAMA DE ADQUISICIÓN DE EQUIPOS TECNOLÓGICOS PARA USUARIOS (PC'S, LAPTOPS, IMPRESORAS, UPS, TELÉFONOS VOIP, EC.)

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.

Todo esto hace necesaria la adquisición de equipos suficientes para cubrir la creciente demanda de equipos tecnológicos.

IMPACTO

Contar con equipos tecnológicos que permitan al personal de ETESA realizar sus funciones de forma eficiente, ágil y confiable.

INVERSIÓN

Costo de Inversión = B/. 580,000.00
 Entrada en Operación: 2021-2025

Costo Total de Inversión Equipos informáticos = B/. 11,658,000.00
 Entrada en Operación: 2021-2025

2. CONSTRUCCIÓN DE CERCAS PERIMETRALES DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS

Objetivo General

Garantizar la seguridad de los activos de la empresa en cada una de las subestaciones eléctricas y sitios de comunicaciones a nivel nacional, restaurando las estructuras de las cercas perimetrales. Al cumplir con esta propuesta, se resguardará la servidumbre y los predios de las propiedades de ETESA.

Objetivos Específicos

El cerco perimetral permitirá disuadir, detectar y defender cualquier tipo de intrusiones a las subestaciones eléctricas.

Tabla 14. 1 Cerca por Subestación

AÑO	Subestación
2021	S/E Panamá I
2022	S/E Panamá II
	S/E Santa Rita
	S/E Llano Sánchez
	S/E Chorrera
2023	S/E Veladero
	S/E El Higo
	S/E Mata de Nance
	S/E San Bartolo
	S/E Caldera
2024	S/E Progreso
	S/E Boquerón
	S/E Charco Azul
	S/E Changuinola
2025	S/E Guasquitas
	S/E Cañazas
	S/E Bella Vista

INVERSIÓN

Costo de Inversión = B/. 1,124,614.26
Entrada en Operación: 2021-2025

3. ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA SISTEMAS DE VIDEO VIGILANCIA Y SEGURIDAD

Objetivo General

Implementar un sistema de seguridad en todas las subestaciones eléctricas que facilite realizar un monitoreo a lo largo y ancho del país que nos permita velar por la seguridad perimetral y tomar acciones de forma inmediata en las subestaciones más importantes tales como: Subestaciones Panamá I, Santa Rita, Chorrera, Llano Sánchez, San Bartolo, Guasquitas, Veladero, Progreso, Boquerón, Caldera, Mata de Nance.

Objetivos Específicos

Adquirir Equipos con un moderno sistema de video vigilancia, con alto grado de tecnología para lograr un monitoreo de seguridad de todas las subestaciones que comprende la red de transmisión.

Complementar el monitoreo en la Dirección de Operaciones y Mantenimiento, en lo referente a la seguridad de las instalaciones.

De esta manera, se puede tener a mano información de cualquier incidente que se dé en las áreas perimetrales.

INVERSIÓN

Costo de Inversión = B/. 3,120,400.00
Entrada en Operación: 2021-2026

4. FLOTA VEHICULAR

Objetivo General

La flota de vehicular es una de las herramientas fundamentales en la operación de ETESA, por eso se hace necesario que se mantenga a 100% su disponibilidad. Para esto es necesario estar constantemente evaluando necesidades de vehículos adecuados para la operación.

Se requiere reemplazar y adquirir todos los equipos necesarios para lograr una operación eficaz.

Objetivos Específicos

Sustituir los vehículos que han llegado al final de su vida útil o que requieren ser reemplazados debido a su deterioro. Estos vehículos, después de un largo período de uso, presentan un desgaste significativo que afecta no solo su eficiencia y desempeño, sino también su seguridad.

El reemplazo de la flota vehicular es esencial para asegurar la continuidad y eficiencia de las operaciones diarias de la empresa. Los vehículos desgastados y obsoletos son propensos a fallas mecánicas y averías frecuentes, lo que resulta en tiempos improductivos y costos de

reparación elevados. Esto afecta directamente la capacidad de realizar entregas a tiempo, atender a los clientes de manera eficiente y cumplir con los plazos establecidos.

Además, el reemplazo de la flota vehicular también conlleva beneficios en términos de sostenibilidad y reducción de emisiones. Los vehículos más antiguos suelen tener motores menos eficientes y mayores emisiones de gases contaminantes. Al sustituir estos vehículos por otros más modernos y ecológicos, se puede reducir significativamente la huella de carbono de la empresa y contribuir al cuidado del medio ambiente.

La tecnología también juega un papel importante en la justificación del reemplazo de la flota vehicular. Los vehículos más nuevos y actualizados están equipados con tecnología de última generación que mejora la seguridad y la eficiencia en la conducción. Estos incluyen sistemas de asistencia al conductor, como frenado automático de emergencia, control de crucero adaptativo y alertas de cambio de carril, que ayudan a prevenir accidentes y garantizar la seguridad de los conductores y otros usuarios de la vía.

INVERSIÓN

Costo de Inversión = B/. 2,146,000.00
Entrada en Operación: 2021-2024

5. ADQUISICIÓN DE TERRENO PARA FUTURA SEDE DE ETESA

Objetivo General

La nueva sede propia de ETESA es una promesa y necesidad de hace años. Es importante tomar la decisión y construirla de acuerdo con los requerimientos de espacio y tecnologías. Se requiere que la planeación sea estratégica y los estudios se basen en el crecimiento a futuro, en hacer valer la inversión con un edificio funcional y darle la identidad que ETESA se merece por su importancia en el funcionamiento y crecimiento de nuestro Panamá.

Objetivos Específicos

La compra de un terreno para las instalaciones propias de ETESA es una decisión estratégica que tiene varios beneficios para la empresa. En primer lugar, se trata de una inversión a largo plazo que permitirá ahorrar en los costos de arrendamiento de las oficinas y bodegas que actualmente ocupa la empresa en diferentes puntos de la ciudad de Panamá.

En segundo lugar, se podrá centralizar las operaciones de la empresa en un solo lugar, lo que facilitará la coordinación, la comunicación y la eficiencia de los procesos internos. Además, se podrá mejorar la imagen corporativa de ETESA al contar con unas instalaciones modernas, amplias y adecuadas a las necesidades de la

empresa. Finalmente, se podrá aprovechar el potencial del terreno para desarrollar proyectos futuros que contribuyan al crecimiento y la innovación de ETESA en el sector eléctrico del país.

INVERSIÓN

Costo de Inversión = B/. 5,800,000.00
Entrada en Operación: 31/12/2025

6. COMPRA DE UN TERRENO PARA LA AMPLIACIÓN DE LAS INSTALACIONES EN ZONA 2, COCLÉ, LLANO SÁNCHEZ.

Objetivo General

Obtener un terreno que permita la ampliación de la operación en Llano Sánchez.

Descripción

Este proyecto tiene como finalidad tener el área para ubicar la galera de manejo de residuos, ampliar el almacén ubicado en Llano Sánchez, construir oficinas para personal operativo transitorio y área de estacionamiento para la flota vehicular de ETESA.

Justificación

Todas las zonas requieren un área que permita ampliar las operaciones. Este terreno se encuentra a pocos metros de la Subestación Llano Sánchez 1 y el edificio administrativo, por lo que nos da la oportunidad de si se requiere espacio para la subestación, se puede utilizar, el área

donde actualmente se encuentran las oficinas administrativas y mudar las oficinas administrativas para esta nueva ubicación.

Impacto

Con la compra de este terreno se busca tener la posibilidad de ampliar la operación.

INVERSIÓN

Costo de Inversión = B/. 348,000.00
Entrada en Operación: 31/12/2023

7. GALERAS PARA EL ALMACENAMIENTO TEMPORAL DE LOS DESECHOS PELIGROSOS.

Objetivo

Construir una galera que cuente con todas las especificaciones adecuadas para el almacenamiento temporal de equipos eléctricos en desuso, producto de los mantenimientos que se realicen de acuerdo con el Plan de mantenimiento anual.

Descripción

Se debe considerar dentro de las subestaciones y como parte de las construcciones de obras civiles para la operatividad de ETESA, la realización de una estructura permanente y de uso exclusivo para ETESA, que sea techada y con una noria de contención de derrames capaz de retener 100% del volumen de aceite que se almacenaría en el lugar.

Justificación

ETESA ha adquirido una certificación ISO 9001 y está en miras a implementar la ISO 45001 y obtener la certificación pertinente. Para lograr lo anterior y cumplir tanto con el proceso de gestión de residuos del Sistema de Gestión de Calidad y con las normativas nacionales vigentes en temas de manejo, almacenamiento, tratamiento y disposición final de desechos peligrosos, se hace imperante contemplar dentro de los diseños de las subestaciones eléctricas nuevas y existentes la inclusión de una estructura bajo condiciones adecuadas para el almacenamiento temporal de equipos eléctricos en desuso con contenido de aceite dieléctrico mientras se dé la contratación para el tratamiento y disposición final de los mismos. Además de una necesidad es una obligación legal para atender, y resguardar la salud, seguridad de los trabajadores, y conservación del medio ambiente.

Impacto

Cumplir con lo establecido en las en la Norma ISO 9001-2015, Norma ISO 45001 y el manual de manejo de los desechos, además de salvar guardar la seguridad de los colaboradores y el ambiente.

INVERSIÓN

Costo de Inversión = B/. 1,160,000.00
Entrada en Operación: 2024-2027

8. TALLER DE SUBESTACIÓN VELADERO Y PANAMÁ II

Objetivo

Garantizar que la subestación cuente con un área adecuada y con las características apropiadas y necesarias para realizar cualquier tipo de mantenimiento que requieran los equipos allí instalados.

Descripción

Este proyecto tiene como finalidad, habilitar un sitio con las infraestructuras y características adecuadas para dar mantenimiento periódico y alargar la vida útil a los equipos que conforman las bahías de la subestación tales como interruptores, reactores, radiadores, ventiladores, etc. Con ello podemos garantizar un servicio de transporte de energía seguro y confiable para el país.

La confección de este taller para poder realizar los trabajos de mantenimiento que requieren los equipos durante su vida útil permite a la compañía abaratar los costos de mantenimiento y/o reparaciones que se deban realizar. De igual manera, se reduce el tiempo invertido para su restauración ya que implica poco desplazamiento y menos riesgo de transporte de los equipos al respectivo sitio o área de trabajo.

Se contempló un área abierta para los trabajos de reparación y descarga, por lo que debe contener una grúa

móvil eléctrica de al menos 5 toneladas. La otra área es cerrada con vestidores y almacenaje de equipos o herramientas que son utilizadas en las reparaciones.

Justificación

La Subestación Veladero, actualmente, no cuenta con un sitio que reúna las condiciones apropiadas y adecuadas para realizar los mantenimientos que demandan los equipos instalados en la subestación.

Actualmente, la mayoría de los equipos están entrando en un periodo que, según el manual de fabricante, requieren de un mantenimiento menor. Esto implica sacar los equipos para ser llevados a un lugar adecuado para ser desarmados y reemplazar alguno de sus componentes que, por desgastes intrínsecos de su operación, así lo ameritan. De no tener un sitio adecuado para la realización de estos trabajos, se tendrá que desplazar los equipos a otro sitio que reúna las características apropiadas para realizar el mantenimiento, corriéndose el riesgo de que ocurra cualquier percance en su traslado fuera de estas instalaciones.

Impacto esperado

Con la construcción de este taller, buscamos realizar de forma segura y controlada los mantenimientos de los equipos de la subestación, los cuales

son una parte vital en la red de energía.

El realizar mantenimientos con temas como “mantenimiento mayor” en elementos como interruptores que están ya en operación, de una manera no controlada en un sitio no apto para estos mantenimientos, conllevaría un riesgo adicional al realizarlos. Esto se traduce en una baja seguridad en la operación del SIN, por tal motivo, necesario tener un lugar adecuado donde realizar los trabajos, garantizando un correcto procedimiento al momento de desarmar/armar los equipos, para su posterior entrada en operación luego de mantenimiento.

INVERSIÓN

Costo de Inversión = B/. 458,200.00
Entrada en Operación: 2022-2023

9. NUEVA SEDE DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.

Objetivo:

El objetivo de este proyecto es construir un nuevo edificio como sede de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. Este edificio estará destinado a albergar las oficinas administrativas, operativas, salas de reuniones, áreas de descanso y todos los servicios necesarios para el correcto funcionamiento de la empresa. El objetivo principal es crear un espacio moderno, eficiente y funcional que cumpla con las

necesidades de los empleados y contribuya al crecimiento y éxito de la empresa.

Descripción:

El nuevo edificio de la sede de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. estará compuesto por una estructura de concreto de seis pisos. Cada piso tendrá una distribución específica y estará diseñado para cumplir con las distintas necesidades de los empleados y departamentos de la compañía.

En la planta baja se ubicarán las áreas de recepción, atención al cliente y salas de espera. Este espacio será accesible y acogedor, con zonas verdes y amplias para crear un ambiente de bienvenida.

El primer y segundo piso estará destinado a las oficinas operativas, donde se encontrará la Dirección de Operación y Mantenimiento. Estas oficinas contarán con mobiliario y equipos modernos, así como los espacios para las necesidades específicas de los empleados y el tipo de trabajo que realizan. Estos serán diseñados de manera ergonómica y funcional.

El tercer y cuarto piso estará destinado a las oficinas administrativas, donde se encontrarán las Direcciones de Ingeniería, de Gestión Comercial, de Servicios Corporativos y Tecnología de la Información. Estas oficinas contarán con mobiliario y equipos

modernos, así como con salas de reuniones equipadas con tecnología de punta para facilitar la comunicación tanto interna como externa.

El quinto piso estará destinado a las oficinas donde se encontrarán la Gerencia General, la Dirección de Finanzas y la Dirección de Recursos Humanos, además se ubicarán las salas de reuniones y conferencias de mayor capacidad, así como los espacios destinados al departamento técnico de la empresa.

Finalmente, el sexto piso estará dedicado al descanso y esparcimiento de los empleados. Contará con una cafetería, zonas de descanso, gimnasio y áreas al aire libre para fomentar un ambiente saludable y propicio para el bienestar de los trabajadores.

Justificación:

La construcción de este nuevo edificio como sede se justifica por varias razones. En primer lugar, se busca mejorar las condiciones de trabajo de los empleados, brindándoles espacios más cómodos y adecuados para realizar sus labores diarias.

Además, este edificio será una muestra de la imagen moderna y vanguardista que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. busca reflejar. Esto ayudará a atraer y retener a talento humano de calidad, lo cual es fundamental para el crecimiento y éxito de la empresa.

Asimismo, permitirá una mejor coordinación y comunicación con las operaciones de la compañía. Esto contribuirá a agilizar los procesos internos y mejorar la eficiencia de los servicios que se brindan a los clientes.

Por último, la construcción de este nuevo edificio será una inversión a largo plazo para la empresa. Al contar con instalaciones modernas y

funcionales, la empresa estará preparada para afrontar cualquier reto futuro y adaptarse a los avances tecnológicos y cambios en la industria de la transmisión eléctrica.

INVERSIÓN

Costo de Inversión = B/.
20,880,000.00

Entrada en Operación: 2024-2027

Tabla 14. 2 Plan de Planta General

PLAN DE PLANTA GENERAL		FECHA	COSTO
EQUIPO DE INFORMATICA		2021-2025	19,650.40
ACTUALIZACIÓN Y MEJORAS DE LA INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA			6,148.00
CENTROS DE DATOS			3,828.00
APLICACIONES Y BASES DE DATOS DE GESTIÓN			5,916.00
SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN			2,784.00
ADQUISICIÓN DE EQUIPOS			974.40
CERCAS PERIMETRALES PARA SUBESTACIONES		2021-2025	2,413.46
SISTEMA DE VIDEO VIGILANCIA DE SUBESTACIONES		2021-2026	5,556.40
REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR		2021-2024	4,553.63
AMPLIACIÓN EN ZONA 2, COCLÉ, LLANO SÁNCHEZ		31-dic-23	348.00
TERRENO NUEVA SEDE DE ETESA		31-dic-23	5,800.00
GALERAS PARA EL ALMACENAMIENTO TEMPORAL DE LOS DESECHOS PELIGROSOS		2024-2027	1,160.00
TALLER DE S/E VELADERO Y PANAMA II		2022-2023	916.40
NUEVA SEDE DE LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A.		2024-2027	20,880.00

15

CAPÍTULO XV

**PLAN DE AMPLIACIONES
DE CONEXIÓN**



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 15

PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

1. 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 en el área de Arraiján y demás sectores colindantes. 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 esta, seccionando las líneas 230-12A y 230-13A. Esta subestación será encapsulada (GIS), en esquema de interruptor y medio, debido a la falta de terreno. 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 necesaria la instalación de torres de anclaje para posibilitar 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.

Costo: B/. 19,686,000

Entrada en Operación: 30/6/24

2. REEMPLAZO DE CUCHILLAS MANUALES Y MOTORIZADAS DEL PATIO DE 115 KV DE LA S/E LLANO SÁNCHEZ

La propuesta de reposición consiste en invertir en la adquisición de tres seccionadores motorizados con puesta a tierra y nueve seccionadores manuales nuevos.

Los componentes de mayor vida útil en las subestaciones son los seccionadores de cuchillas; sin embargo, esta puede verse disminuida en gran medida por desgastes relacionados a su operación regular.

Estos elementos unen o separan de una forma visible diferentes elementos, componentes o tramos del circuito proporcionando, brindando así mayor seguridad frente a cargas eléctricas demasiado elevadas.

Los seccionadores manuales y motorizados capitalizados en los libros contables de ETESA hace más de 33 años son los listados a continuación:

Tabla 15. 1 Lista de Seccionadoras

Descripción	Marca
Seccionador Motorizado con CPT	NUEVA MAGRINI GALILEO
Seccionador Motorizado con CPT	CLEVELAND/PRICE
Seccionador Motorizado con CPT	NUEVA MAGRINI GALILEO
Seccionador Manual	CLEVELAND/PRICE
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO

Costo: B/. 595,000

Entrada en Operación:
31/12/23

3. REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PT DE 34.5 KV EN SUBESTACIÓN PROGRESO

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla

con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

Reemplazo de doce (12) transformadores de potencial de 34.5kV en la subestación Progreso.

La subestación Progreso, ubicada en el Distrito de Barú, Provincia de Chiriquí, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de tres patios 230/115/34.5 kV.

El patio de 230kV no solo funge como el punto de interconexión entre el Sistema Integrado Nacional (SIN) con Centro América, sino que también permite trasladar la generación proveniente de las centrales hidroeléctricas Baitún y Bajo Mina (144 MW) a los centros de carga; a través de las líneas de transmisión 230- 10, 230-9B, 230-27 y 230-28 respectivamente.

Los transformadores de tensión son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal llevar los valores de voltaje a unidades apropiadas para ser medidas por los equipos (medidores y relevadores); es decir, separar eléctricamente el circuito a medir de los instrumentos de medición.

Con la entrada en operación de la subestación, los transformadores de tensión fueron capitalizados contablemente en los libros de la empresa en 1976 y actualmente estos equipos ya tienen 43 años de servicio.

Por otra parte, el sistema regulatorio de cuentas para el sector eléctrico establece, como rango de depreciación aceptable para "plantas de transmisión" de 3 a 4%; porcentaje que equivale a un rango de 25 a 35 años de vida útil.

Tomando en consideración el rango aceptable para la regulación, la recomendación de CIGRE, a través de su Informe estadístico No.176 - "Ageing of the System-Impact on Planning" publicado en diciembre del año 2000, y el estado actual de los transformadores de tensión en mención, se ha convenido que la vida útil estimada para estos equipos es de 30 años.

JUSTIFICACIÓN

El reemplazo de los transformadores de tensión según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- a) Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las fugas del

aceite aislante.

- b) Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- c) Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- d) Modernizar la subestación Progreso.

Por lo general, los transformadores de tensión con más de 30 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural del dieléctrico; hecho corroborado por el fabricante de los equipos

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar los transformadores de potencial disminuirá el riesgo de falla de los equipos debido a que estaríamos reemplazando lo anteriores por nuevos, garantizando una larga vida nueva de operación en el SIN, lo que se traduce en una mayor seguridad en operación de la red, facilitando así también las labores de mantenimiento al evitar los mantenimientos correctivos.

Costo: B/. 112,000

Entrada en Operación: 31/12/23

4. REEMPLAZO TRANSFORMADORES

DE
DE

POTENCIAL PT DE 34.5 KV EN SUBESTACIÓN MATA DE NANCE

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

Reemplazo de seis (6) transformadores de potencial de 34.5kV en la subestación Mata de Nance.

La subestación Mata de Nance, ubicada en el Corregimiento de Las Lomas, Distrito de David, Provincia de Chiriquí, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de tres patios 230/115/34.5 kV.

El patio de 230kV no solo funge como el punto de interconexión entre el Sistema Integrado Nacional (SIN) con Centro América, sino que también permite trasladar la generación proveniente de las centrales hidroeléctricas Fortuna a los centros de carga; a través de las líneas de transmisión, 230-9A, 230-5B/6C respectivamente.

Los transformadores de tensión son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal llevar los valores de voltaje a unidades apropiadas para ser medidas por los equipos (medidores y relevadores); es decir, separar eléctricamente el circuito a medir de los instrumentos de medición.

Con la entrada en operación de la subestación, los transformadores de tensión fueron capitalizados contablemente en los libros de la empresa en 1976 y actualmente estos equipos ya tienen 43 años de servicio.

Por otra parte, el sistema regulatorio de cuentas para el sector eléctrico establece, como rango de depreciación aceptable para "plantas de transmisión" de 3 a 4%; porcentaje que equivale a un rango de 25 a 35 años de vida útil.

Tomando en consideración el rango aceptable para la regulación, la recomendación de CIGRE, a través de su Informe estadístico No.176 -

“Ageing of the System-Impact on Planning” publicado en diciembre del año 2000, y el estado actual de los transformadores de tensión en mención, se ha convenido que la vida útil estimada para estos equipos es de 30 años.

JUSTIFICACIÓN

El reemplazo de los transformadores de tensión según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- a) Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las fugas del aceite aislante.
- b) 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.
- c) Modernizar la subestación Mata de Nance.

Por lo general, los transformadores de tensión con más de 30 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural del dieléctrico; hecho corroborado por el fabricante de los equipos

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar los transformadores de potencial disminuirá el riesgo de falla de los equipos debido a que estaríamos reemplazando lo anteriores por nuevos, garantizando una larga vida nueva de operación en el SIN, lo que se traduce en una mayor seguridad en operación de la red, facilitando así también las labores de mantenimiento al evitar los mantenimientos correctivos.

Costo: B/. 65,000

Entrada en Operación: 31/12/23

5. REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PT DE 34.5 KV EN SUBESTACIÓN LLANO SANCHEZ 34.5 KV

La subestación transformadora/seccionadora Llano Sánchez, ubicada en el corregimiento El Roble, distrito de Aguadulce Provincia de Coclé, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de tres patios 230/115/34.5 kV y tiene como función principal reducir los valores de tensión de transmisión a valores adecuados para el reparto de la energía a los grandes centros de consumo de las provincias centrales. Los transformadores de tensión son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal llevar los valores de voltaje a unidades apropiadas para ser medidas por los equipos

(medidores y relevadores); es decir, separar eléctricamente el circuito a medir de los instrumentos de medición.

Con la entrada en operación de la subestación, los transformadores de tensión de 34.5 kv fueron capitalizados contablemente en los libros de la empresa

Objetivos Específicos

Reemplazar aquellos equipos existentes en las subestaciones que

implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

El proyecto consiste en realizar todas las actividades relacionadas para el Suministro y Reemplazo de dos (2) transformadores de tensión de 34.5kV en la Subestación Llano Sánchez:

Tabla 15. 2 Localización de los PTs

Nombre Línea - S/E - Sede	Circuito/ Nivel 1	Cant Ctos /Nivel 2	Localizacion
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	34.5	34.5	FASE AB
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	34.5	34.5	FASE BC

JUSTIFICACIÓN

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 del equipo a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos. Históricamente, con una frecuencia de una vez al año se han ejecutado mantenimientos preventivos a los transformadores de tensión en mención y anualmente se realizan pruebas eléctricas.

Justificación Técnica

El reemplazo de los transformadores de tensión según la propuesta

presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las fugas del aceite aislante. 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.
- Modernizar la subestación Llano Sánchez 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 transformadores detención existentes, en el periodo 2013-2017, se ubica entre 77- 92%.

Costo: B/. 88,000

Entrada en Operación: 31/12/2023

6. ADQUISICIÓN DE NAVES DE 230 KV EN SUBESTACIONES PROPIEDAD DE OTROS AGENTES

Como resultado de conexiones de agentes a la red de transmisión de ETESA, de acuerdo con lo

establecido en la reglamentación, ETESA debe adquirir las naves de las subestaciones en las cuales entran y salen las líneas de 230 KV.

Estas serían las siguientes:

- Subestación 24 de diciembre 230 KV: adquisición de la nave No. 2 de 230 KV, de 3 interruptores, en la cual entran y salen las líneas 230-2A y 230-2B.
- Subestación El Coco 230 KV: adquisición de las naves No. 3 y 4 de 230 KV, de 3 interruptores cada una, en las cuales entran y salen las líneas 230-12A, 230-13A, 230-12B y 230-13B.
- Subestación Pacora 230 KV: adquisición de la nave No. 2 de 230 KV, de 3 interruptores, en la cual entran y salen las líneas 230-1A y 230-1B.

7. Línea Costa Norte - Torre 4 230 KV

Según lo establecido en el artículo 188, numeral d, 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.”, dicho esto ETESA debe adquirir la Línea Costa Norte-Torre 4 230 KV ya que al entrar la generadora Gatún pasa a ser parte del sistema principal de transmisión dicha línea.

Costo: B/. 54,749,000

Tabla 15. 3 Plan de Ampliaciones de Conexión

SISTEMA DE CONEXIÓN	FECHA	COSTO
REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES Y MOTORIZADAS S/E LLANO SÁNCHEZ 115 KV	31-dic-23	595.00
REEMPLAZO PTs S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV	31-dic-23	88.00
REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	31-dic-23	65.00
REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV	31-dic-23	112.00
S/E EL COCO 230 KV 2 NAVES	31-dic-23	6,680.11
S/E PACORA 230 KV 1 NAVE	31-dic-23	500.00
NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV	30-jun-24	19,686.47
S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE	31-dic-27	5,129.06
LINEA CRISTOBAL - TORRE 4 230 KV		54,749.09

16

CAPÍTULO XVI

CONCLUSIONES



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 16

CONCLUSIONES

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, el Proyecto Mata de Nance - Frontera 230 KV, la disponibilidad de la compensación reactiva instalada en la actualidad y la nueva compensación requerida.

Año 2023:

Para este año, quedan por resolver las restricciones de transmisión que producen no contar con el 3er circuito entre Panamá y Cáceres.

El proyecto Mata de Nance - Frontera 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.

Año 2024:

La entrada en operación del 3er circuito entre Panamá y Cáceres reduce la cantidad de generación obligada, por lo que se aumenta el flujo desde occidente y zona central, sin embargo, se mantiene las restricciones de flujo de la línea 230-9A, afectando la generación de las plantas instaladas en la S/E Dominical, Boquerón III y Progreso.

De no mantener generación en la Zona Atlántica (115 KV), los voltajes en el área estarían en el límite inferior permitido, por lo que es necesario instalar compensación en dicha zona.

Año 2025:

Para este año debido al crecimiento de la demanda se ven comprometidos los niveles de reserva reactiva por lo que se debe mantener generación obligada para mantener dichos niveles dentro del margen exigido.

La entrada del proyecto de la línea Mata de Nance - Frontera eliminaría la restricción de flujo de la línea 230-9A, permitiendo aprovechar todo el recurso energético conectado en la zona de Boquerón, Dominical y Progreso.

Para darle respaldo y confiabilidad al sistema eléctrico en la Zona Atlántica se construirá una línea que conecta la S/E Sabanitas y S/E Santa Rita en 230 KV.

Año 2026:

En el año 2025 el STATCOM en Llano Sánchez operaría al máximo de su capacidad, tomando en cuenta esta situación se debe instalar compensación reactiva (2 bancos de capacitores de 30 MVAR) para mantener el STATCOM a los niveles adecuados los mismos se prevén instalar en el 2026.

La entrada en operación de la Cuarta línea (4LT), aumentaría la reserva reactiva, disminuiría las pérdidas y permitiría cumplir con el despacho económico. La misma aumentaría la capacidad de transporte por lo que le daría más holgura al sistema permitiendo la entrada de nuevas fuentes de generación.

Para una operación confiable del sistema se prevé además de la Cuarta Línea y los Capacitores de Llano Sánchez, la entrada de un Statcom de 240MVAR en la Subestación Panamá 3 230kV, el cual permitiría mayor reserva reactiva dinámica ante la entrada de los propuestos en el Plan Indicativo de Generación.

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema opera de manera confiable sin incumplir con el despacho económico, tanto en época seca

como en lluviosa, para todos los bloques de demanda.

Para este año se tiene prevista la entrada de nuevas Subestaciones las cuales permitirán nuevos puntos de conexión para generación renovable y nuevos puntos para la distribuidora.

Largo Plazo

Para el periodo de largo plazo se deben mantener las condiciones operativas conseguidas en la etapa final del corto plazo, sin embargo, la entrada de nuevos proyectos de generación, en su mayoría renovable, el crecimiento de la demanda son factores inevitables que hacen que el sistema de transmisión este en constante evolución.

En este contexto, es esencial evitar que las líneas de la red troncal del sistema mantengan niveles altos de cargabilidad dado que bajo estas condiciones representarían un riesgo debido al comportamiento intrínseco de estos elementos.

Para afrontar estas condiciones cambiantes, es necesario mantener un alto margen de reserva reactiva y aumentar el nivel de voltaje de operación a 500kV perspectiva que se plantea para el año 2030 en base a las condiciones de generación y demanda contempladas en este estudio.

Por otra parte, teniendo en cuenta los refuerzos realizados, el sistema sería capaz de exportar considerables

volúmenes de energía hacia Centroamérica. No obstante, nuestras capacidades estarían limitadas por la capacidad de las líneas de interconexión con Costa Rica, del lado de nuestro país vecino.

Cabe mencionar que el análisis se realizó para el periodo de máxima exigencia del Sistema Eléctrico de Panamá (época de invierno).



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

17

CAPÍTULO XVII

RECOMENDACIONES



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 17

RECOMENDACIONES

Tomando en cuenta el resultado de los análisis se recomiendan los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciarán próximamente su ejecución, adicional a los incluidos en el Anexo 1.

Tabla 17. 1 Plan de Expansión de Transmisión 2023

PLAN EXPANSION DE TRANSMISION 2023		
PERIODO DE CORTO PLAZO	FECHA	COSTO
SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	30/ene/24	6,809.00
LINEA PANAMA III - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV	18/mar/24	60,880.00
SUBESTACION PANAMA III 230 KV	18/mar/24	40,525.00
SUBESTACION SABANITAS 230 KV	18/mar/24	28,813.27
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	30/abr/24	6,971.19
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	30/jul/24	4,580.00
LÍNEA TELFERS - SABANITAS 230 KV	30/sep/24	33,016.65
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	31/dic/24	50,859.78
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	14/feb/25	7,736.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	29/abr/25	61,248.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL-LLS-EHI-CHO-PAN 230 KV 192 KM	05/jun/25	128,308.70
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	17/jul/25	2,000.00
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	23/oct/25	7,710.46
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	23/oct/25	29,006.59
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	24/oct/25	33,467.00
SISTEMA BESS EN S/E PANAMA 3 EN 230KV	30/oct/25	129,933.23
NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV	21/dic/25	34,149.00
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	31/dic/25	350.00
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	11/ene/26	15,213.00
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	20/feb/26	40,738.00
NUEVA S/E LA HUACA 230/115/34.5 KV	20/feb/26	38,246.00
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	21/feb/26	8,193.00
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	09/jun/26	74,509.29
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	09/jun/26	18,330.42
STATCOM S/E PANAMA III +/- 240 MVAR	14/jun/26	62,809.14
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	30/jun/26	596,610.00
NUEVA S/E CHEPO 115/34.5 KV	30/sep/26	22,048.80
NUEVA S/E CHARCO AZUL 115/34.5 KV	30/sep/26	13,514.81
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	07/oct/26	19,536.00
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	07/oct/26	31,350.00
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	30/oct/26	16,585.22
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	FECHA	COSTO
ADICION DE TRANSFORMADOR T3 S/E PROGRESO 2 230/115/34.5 KV	30/jun/27	8,847.85
ADICION DE TRANSFORMADOR T4 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	30/jun/27	6,036.42
ADICION DE TRANSFORMADOR T4 S/E LLANOS SANCHEZ 230/115/34.5 KV	30/jun/27	8,847.85
AUMENTO DE CAPACIDAD LT GUASQ-FORT-CH. GRANDE 230 KV	31/ene/28	38,379.00
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	31/dic/29	190,289.00
STATCOM EN S/E SABANITAS +/- 120 MVAR	01/jun/33	39,511.65
ADICION DE TRANSFORMADOR T4 S/E CHORRERA 230/115/34.5 KV	30/jun/34	8,847.85



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco