

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

2025–2039

TOMO III PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

Gerencia de Planeamiento

JULIO 2025

PANAMÁ



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CONTENIDO

CAPÍTULO 1	5
RESUMEN EJECUTIVO	5
CAPÍTULO 2	16
INTRODUCCIÓN.....	17
CAPÍTULO 3	21
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL.....	21
CAPÍTULO 4	33
CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN.....	33
CAPÍTULO 5	55
COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL.....	55
CAPÍTULO 6	63
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO.....	63
CAPÍTULO 7	89
PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO.....	89
CAPÍTULO 8	109
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	109
CAPÍTULO 9	143
PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO	143
CAPÍTULO 10	155
INTERCONEXIONES REGIONALES.....	155
CAPÍTULO 11	161
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	161
CAPÍTULO 12	175
PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO	175
CAPÍTULO 13	193
PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	193
CAPÍTULO 14	204
PLAN DE PLANTA GENERAL.....	205
EQUIPOS DE INFORMÁTICA.....	205
Capítulo 15.....	227

PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN	227
CAPÍTULO 16	233
CONCLUSIONES	233
CAPÍTULO 17	239
RECOMENDACIONES	239

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. 1 Plan de Expansión de Transmisión 2025, Periodo de Estudio.....	14
Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión	23
Tabla 3.2. Transformadores de ETESA por Subestación	24
Tabla 4. 1 Referencias Internacional de ROCOF	47
Tabla 4. 2 Requerimientos de inercia en el SIN de Panamá	48
Tabla 4. 3 Plan del SIN con AGC	51
Tabla 5. 1 Proyectos de Transmisión	58
Tabla 5. 2 Proyectos de Distribución	59
Tabla 7. 1 Resumen del Plan de Expansión de Transmisión de Corto Plazo	105
Tabla 8. 1 Evaluación de las Alternativas de Expansión de Largo Plazo.....	126
Tabla 8. 2 Plantas Excluidas	127
Tabla 8. 3 Comparación de costo operativo del Sistema	128
Tabla 8. 4 Cronograma de Ejecución, Construcción de Línea de Transmisión	130
Tabla 8. 5 Requerimientos Operativos del SIN	139
Tabla 9. 1 Plan de Expansión de Largo Plazo	152
Tabla 10. 1 Capacidad de Intercambio	158
Tabla 11. 1 Sitios de reposición de los Enlaces de Microondas	162
Tabla 11. 2 Desglose del gasto de reposición	162
Tabla 11. 3 Ubicación geográfica de las torres	163
Tabla 11. 4 Ubicación geográfica de los equipos de comunicación	165
Tabla 11. 5 Sitios para la reposición de bancos de baterías	166
Tabla 11. 6 Ubicación del sitio maestro	168
Tabla 11. 7 Equipos de Prueba y Medición	169
Tabla 13. 1 Plan de Reposición de Largo Plazo	202
Tabla 14. 1 Plan de Inversiones DTI	215
Tabla 14. 3 Inversión en Pozos	217
Tabla 14. 4 Inversión en vehículos 2026	217
Tabla 14. 5 Inversión en vehículos 2027	217
Tabla 14. 6 Inversión en vehículos 2028	217
Tabla 14. 7 Inversión en vehículos 2029	217
Tabla 14. 8 Inversión de Galeras	218
Tabla 14. 9 Inversión en sistemas de seguridad	219
Tabla 14. 10 Inversión en centrales de aires acondicionados.....	219
Tabla 14. 11 Adecuaciones de sitios de comunicación	220
Tabla 14. 12 Inversión en contenedores	220
Tabla 14. 13 Inversión en Cercas en Subestación.....	221
Tabla 14. 14 Inversión en adecuaciones en Llano Sánchez.....	221
Tabla 14. 15 Inversión en luces Fotovoltaicas perimetrales para subestaciones. .	222
Tabla 14. 16 Inversión de caseta de San Bartolo	222
Tabla 14. 17 Inversión de Conexión de agua negras CND	222

Tabla 14. 18 Adecuaciones en zona 1, zona 2 y zona 3	223
Tabla 14. 19 Inversión de Mobiliario de oficina	223
Tabla 14. 20 Plan de Planta General	224
Tabla 15. 1 Plan de Ampliaciones de Conexión	230
Tabla 17. 1 Plan de Expansión de Transmisión 2025	239

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Objetivos del Plan de Expansión	5
Figura 1. 2 Información Utilizada en el Plan de Expansión	6
Figura 1. 3 Proyectos Propuestos.....	9
Figura 3. 1 Capacidad Existente del Sistema	21
Figura 3. 2 Compensación Reactiva del SPT	22
Figura 3. 3 Mapa Geográfico del Sistema Principal de Transmisión	25
Figura 3. 4 Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión	26
Figura 3. 5 Esquemas de Control de Emergencia	27
Figura 3. 6 Esquemas de Control de Emergencia	28
Figura 3. 7 Marco Legal del Sector Eléctrico	29
Figura 3. 8 Marco Legal del Sector Eléctrico	30
Figura 3. 9 Criterios de Seguridad	30
Figura 4. 1 Criterios de Planificación	35
Figura 4. 2 Proceso de Planificación de la Expansión	35
Figura 4. 3 Nomenclatura de los Escenarios	37
Figura 4. 4 Metodología de Planificación en Corto Plazo.....	38
Figura 4. 5 Orden de Mérito de Generación	39
Figura 4. 6 Curva Característica de líneas 230kV	41
Figura 4. 7 Flujos en líneas del SPT, Revisión del SIL	41
Figura 4. 8 Flujograma para la Planificación de Expansión del Sistema	43
Figura 4. 9 Metodología para la Planificación a Largo Plazo.....	45
Figura 5. 1 Distribución de la Demanda por Provincia	56
Figura 6. 1 Distribución de la Generación por 2025 y 2028 -Estación Seca	64
Figura 6. 2 Distribución de la Generación por 2025 y 2028 -Estación Lluviosa.....	65
Figura 6. 3 Condiciones de Voltaje y Flujos del SPT 230kV Sin Proyectos	71
Figura 6. 4 Condiciones de Voltaje y Flujos del SPT 115kV Sin Proyectos	71
Figura 6. 5 Flujos del SPT (230kV) Superan el SIL	72
Figura 6. 6 Flujos Mata de Mance – Progreso, Sin Proyecto	73
Figura 6. 7 Flujos S/E San Bartolo (T1), Sin Proyecto	73
Figura 6. 8 Flujos Panamá -Panamá III (N-1), Sin Proyecto.....	73
Figura 6. 9 Condiciones de Voltaje y Flujos del SPT 230kV Con Proyectos	79
Figura 6. 10 Condiciones de Voltaje y Flujos del SPT 115kV Con Proyectos.....	79
Figura 7. 1 Esquema del Proyecto S/E Chepo	90
Figura 7. 2 Esquema del Proyecto T3 S/E Boquerón III	97
Figura 8. 1 Distribución de la Generación Estación Seca, Largo Plazo	111
Figura 8. 2 Distribución de la Generación Estación Lluviosa, Largo Plazo	111
Figura 8. 3 Flujos en el SPT Sin Proyectos, Largo Plazo	117
Figura 8. 4 Voltajes y Flujos del SPT (230kV), Sin Proyecto	117
Figura 8. 5 Voltajes y Flujos del SPT (115kV), Sin Proyecto	117
Figura 8. 6 Voltajes y Flujos del SPT (230kV) con 2 Cond/Fase en 2036	122

Figura 8. 7 Voltajes y Flujos del SPT (230kV) con Capacitancias Serie en 2036	123
Figura 8. 8 Voltajes y Flujos del SPT (230kV) con Capacitancia Serie en 2036	123
Figura 8. 9 Voltajes y Flujos del SPT (230kV) con Capacitancia Serie en 2038	124
Figura 8. 10 Voltajes y Flujos del SPT (230kV) con Nueva Línea en 2038.....	124
Figura 10. 1 Modelo de interconexión con Colombia en HVDC	155
Figura 10. 2 Flujo de potencia entrante por el vínculo Changuinola	157
Figura 10. 3 Flujos (Falla ESP-CHG) en la zona de Changuinola	157
Figura 10. 4 Flujos (falla CHG-CHA) en la zona de Changuinola	157

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 5. 1 Pronostico de Demanda Escenario Moderado	55
Gráfico 5. 2 Plan de Generación Escenario de Referencia	57
Gráfico 6. 1 Despacho de Generación por Fuente, Corto Plazo.....	66
Gráfico 6. 2 Penetración Solar y Eólica, Corto Plazo.....	67
Gráfico 6. 3 Flujos Ideales desde Occidente	69
Gráfico 6. 4 Líneas de Transmisión que superan el SIL.....	70
Gráfico 6. 5 Reserva Reactiva, Sin Proyectos	72
Gráfico 6. 6 Capacidad Máxima de Transferencia, Sin Proyectos.....	72
Gráfico 6. 7 Intercambios de Costa Rica hacia Panamá con Falla en Gatún	74
Gráfico 6. 8 Frecuencia de la red con falla en Gatún.....	74
Gráfico 6. 9 Inercia de la Red, Corto Plazo.....	75
Gráfico 6. 10 Reserva Primaria, Corto Plazo	76
Gráfico 6. 11 Comparación de Reserva Reactiva, Con y Sin Proyecto	79
Gráfico 6. 12 Comparación Máxima de Transferencia, Con y Sin Proyecto	79
Gráfico 6. 13 Flujos desde Occidente, Con Proyectos.....	80
Gráfico 6. 14 Generación Obligada, Con u Sin Proyecto	80
Gráfico 8. 1 Generación por Tecnología, Largo Plazo	112
Gráfico 8. 2 Flujos desde Occidente, Largo Plazo	113
Gráfico 8. 3 Penetración de la Generación Eólica y Solar.....	115
Gráfico 8. 4 Reserva Reactiva de Largo Plazo, Sin Proyecto	116
Gráfico 8. 5 Comparación de la Reserva Reactiva por Alternativa Año 2036	120
Gráfico 8. 6 Comparación Máxima Transferencia por Alternativa Año 2036.....	120
Gráfico 8. 7 Comparación de la Reserva Reactiva por Alternativa Año 2038	121
Gráfico 8. 8 Comparación Máxima Transferencia por Alternativa Año 2038.....	121
Gráfico 8. 9 Evaluación económica de la Entrada de la Nueva Línea	128
Gráfico 8. 10 Inercia del Sistema, Largo Plazo	135
Gráfico 8. 11 Reserva Primaria del Sistema, Largo Plazo	136
Gráfico 8. 12 Comportamiento de la Frecuencia y aporte del SAEBS	137
Gráfico 8. 13 Intercambios Costa Rica-Panamá	137
Gráfico 8. 14 Frecuencia del Sistema Con Condensador Síncrono	138

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



CAPÍTULO I

RESUMEN EJECUTIVO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 1

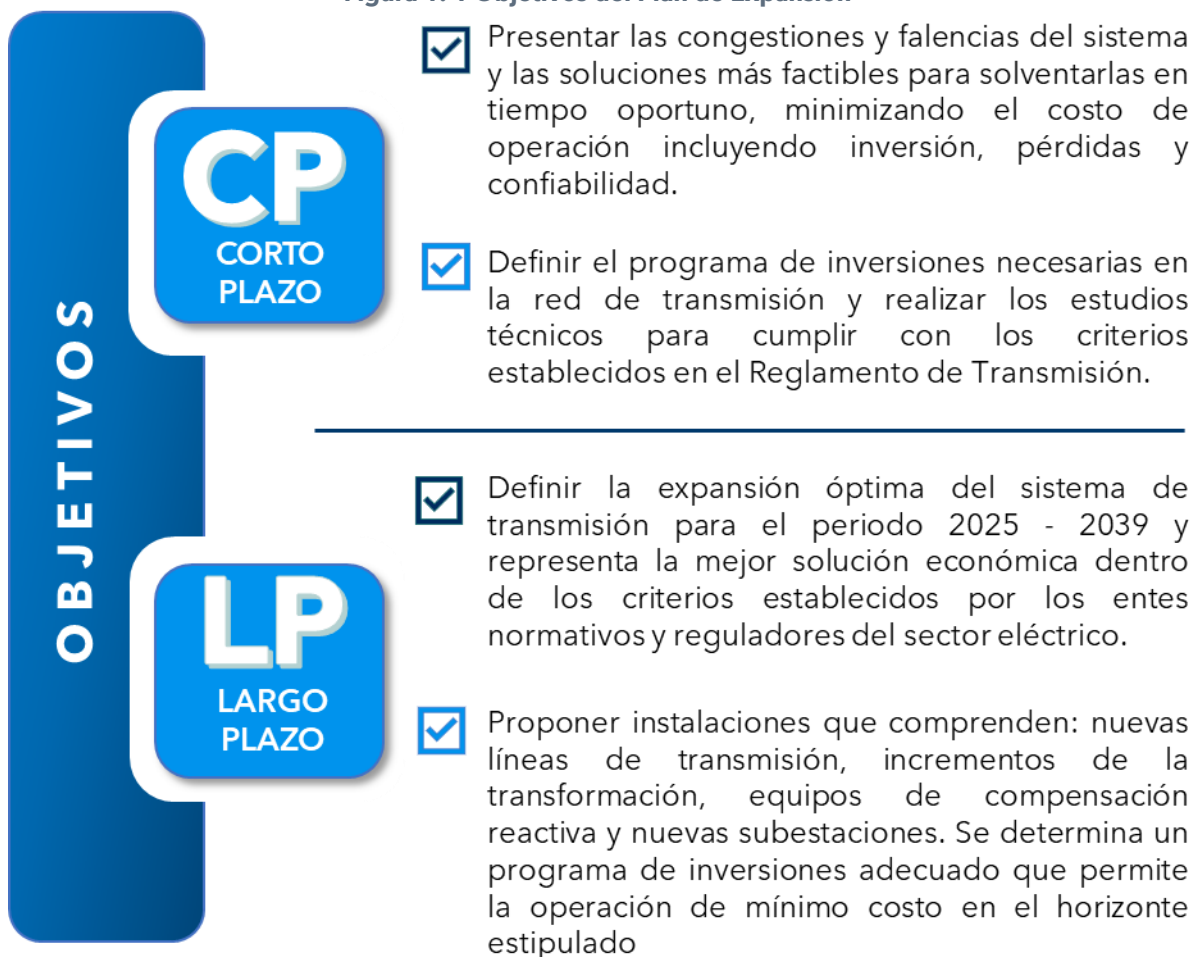
RESUMEN EJECUTIVO

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

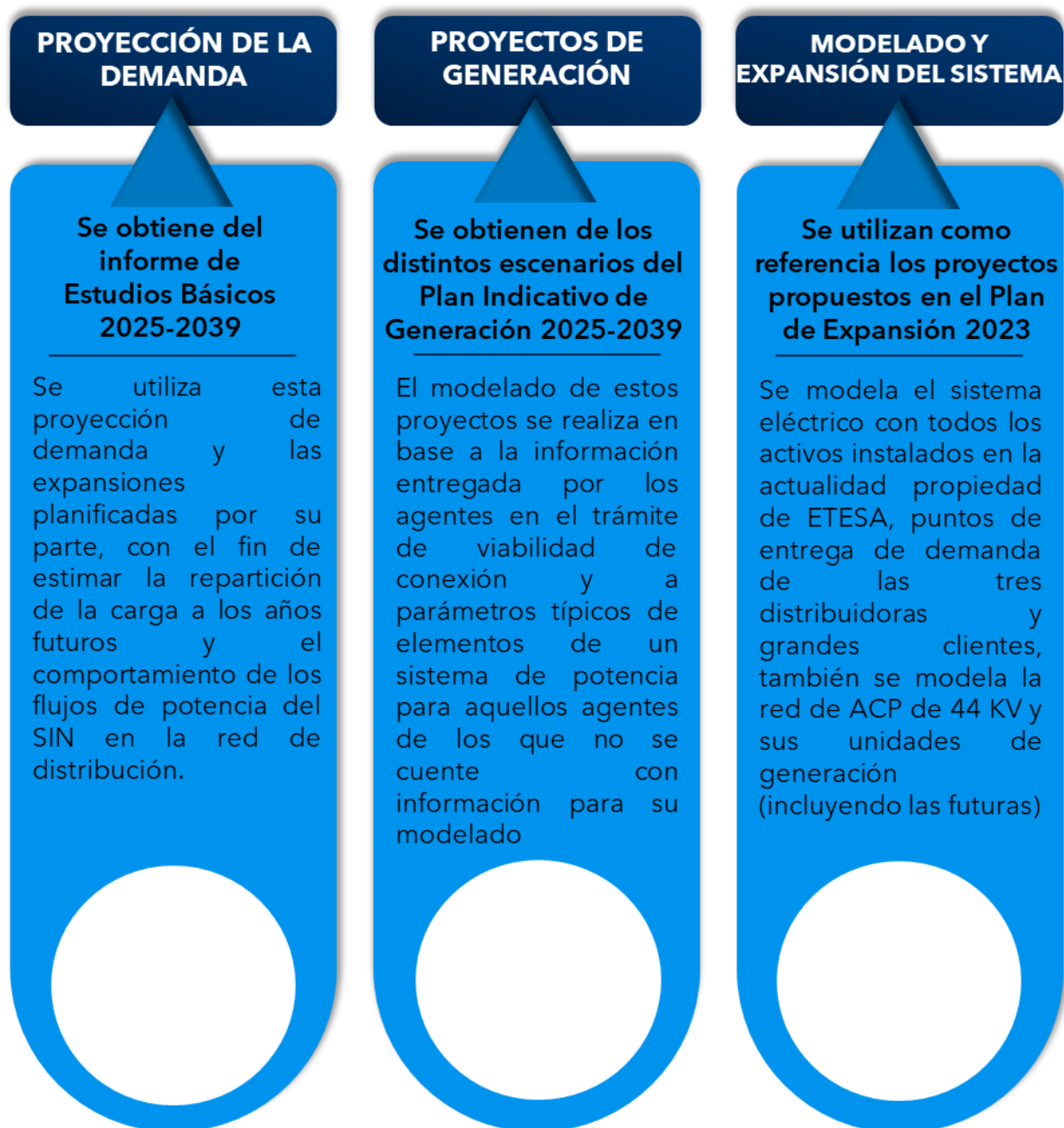
(ASEP), se le da la responsabilidad a ETESA de realizar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional para un horizonte de 15 años. En respuesta a lo anterior, en este documento se presenta el resultado del Plan de Expansión de Transmisión

Figura 1. 1 Objetivos del Plan de Expansión



INFORMACIÓN UTILIZADA

Figura 1. 2 Información Utilizada en el Plan de Expansión



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 $\pm 5\%$ tanto para 230 KV como para 115 KV y $\pm 7\%$ 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 planificación de la expansión del sistema de transmisión se realiza en dos horizontes: Corto y Largo Plazo, que corresponden a periodos de 4 y 10 años, respectivamente.

DIAGNÓSTICO DEL CORTO PLAZO

El análisis técnico correspondiente al horizonte de corto plazo (2025-2028) constituye una etapa clave en la planificación del sistema de transmisión, ya que permite anticipar vulnerabilidades operativas inmediatas y definir las inversiones prioritarias requeridas para asegurar una operación continua, segura, confiable y económicamente

eficiente del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Este análisis se desarrolla mediante la evaluación de múltiples escenarios operativos, que combinan distintas configuraciones de generación, niveles de demanda (máxima, media y mínima), condiciones climáticas (época seca y lluviosa), y una serie de contingencias representativas bajo el criterio N-1. Dichos escenarios permiten simular el comportamiento del sistema ante condiciones reales y exigentes, identificando así los puntos críticos que requieren intervención.

Principales hallazgos técnicos

1. Redespachos obligados de generación:

Durante los años 2025 y 2026, el sistema presenta restricciones operativas que hacen necesaria la aplicación de redespachos obligados, es decir, modificaciones forzadas al despacho económico óptimo, para poder evitar:

Sobrecargas térmicas en líneas clave del sistema, particularmente en tramos de 230 kV que enfrentan altos niveles de flujo de potencia.

Violaciones de los límites de tensión establecidos por normativa, tanto en operación normal como en condiciones de contingencia simple.

Estos redespachos representan una solución operativa temporal pero costosa, y reflejan una insuficiencia estructural en la capacidad de transporte del sistema.

2. Contingencias críticas:

El análisis de contingencias permitió identificar eventos de falla que provocan condiciones severas de sobrecarga y caída de tensión, particularmente en la red de 230kV y 115 kV ubicada en la región oriental del país.

Algunas de estas contingencias ya cuentan con obras de refuerzo aprobadas en planes previos, cuya implementación está prevista dentro del mismo horizonte de corto plazo.

No obstante, persisten otras fallas cuya mitigación requiere la aprobación e incorporación de nuevas inversiones, especialmente en nodos de alta concentración de carga o donde confluyen múltiples elementos del sistema que no alcanzan a completarse durante este periodo.

3. Estabilidad de voltaje:

Los estudios realizados mediante análisis QV (reactiva-voltaje) muestran que, en condiciones de operación con red completa, ciertos nodos estratégicos Panamá y Llano Sanchez mantienen suficientes márgenes de potencia reactiva, lo cual representa una condición

aceptable desde el punto de vista de estabilidad de voltaje.

Sin embargo, se evidencia que estos márgenes dependen fuertemente de la disponibilidad de generación obligada cercana a los centros de carga, lo cual introduce una condición de sensibilidad ante cambios en el despacho.

Este comportamiento resalta la necesidad de fortalecer la capacidad de compensación reactiva en el sistema, ya sea mediante bancos de capacitores o dispositivos de respuesta dinámica como STATCOM, especialmente en zonas donde se prevé mayor crecimiento de carga.

Este diagnóstico permite concluir que, durante el período 2025-2028, el SIN se mantendrá operativamente vulnerable ante contingencias, a menos que se ejecuten de forma oportuna los proyectos de expansión ya aprobados y se prioricen nuevas inversiones estructurales en áreas críticas. La atención a estas necesidades permitirá liberar el despacho económico, reducir los costos operativos, y preservar la estabilidad del sistema frente a un entorno de creciente complejidad técnica.

Figura 1. 3 Proyectos Propuestos

NUEVA LÍNEA MATA DE NANCE – FRONTERA 230kV	ENTRADA PREVISTA: junio de 2026. DESCRIPCION: Reemplazara 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.
BANCO DE CAPACITORES EN S/E PANAMA Y S/E PANAMA II	ENTRADA PREVISTA: diciembre de 2026. DESCRIPCION: instalación de cuatro (4) bancos de capacitores de 20 MVAR, los cuales serán conectados en el patio de 115 kV, totalizando 80 MVAR en cada subestación. JUSTIFICACIÓN: El refuerzo es necesario ante el aumento de generación renovable en occidente y las provincias centrales, así como la inyección de generación a gas desde la S/E Sabanitas, se hace crucial el refuerzo de este corredor para evitar la generación forzada por sobrecarga ante la salida de uno de los dos circuitos.
AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA PANAMA - PANAMA III 230kV	ENTRADA PREVISTA: diciembre de 2025. DESCRIPCION: Reemplazo del conductor existente por uno 714 Dove ACCC, en configuración de dos (2) conductores por fase, con capacidad de 1000 MVA en condiciones normales (180°C) y 1050 MVA en emergencia (200 °C). JUSTIFICACIÓN: Desde el año 2024 se presentan probabilidades de sobrecargas en las líneas de doble circuito de 230 KV entre Panamá – Panamá III ante un alto flujo de generación renovable de occidente en conjunto con el despacho en la zona atlántica en 230kV.

AUMENTO DE CAPACIDAD DE LA LÍNEA LT1 VELADERO - PANAMÁ

ENTRADA PREVISTA: diciembre de 2026.

DESCRIPCION: En todas las etapas se cambiará el conductor de la línea de transmisión, aproximadamente 290km en total a por lo menos 500 MVA por circuito en condiciones de operación normal.

JUSTIFICACIÓN: se incrementará la capacidad de transmisión del 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.

DIAGNÓSTICO DEL LARGO PLAZO

El análisis del horizonte de largo plazo (2029-2039) permite identificar con anticipación las necesidades estructurales del sistema de transmisión, considerando la evolución proyectada de la demanda eléctrica, el crecimiento territorial de los centros de consumo, y la progresiva integración de nuevas plantas de generación, muchas de ellas basadas en fuentes renovables no gestionables.

Este ejercicio se desarrolla mediante estudios eléctricos detallados –flujo de potencia, curvas QV, análisis de cortocircuito y simulaciones dinámicas–, complementado con evaluaciones de sensibilidad técnica y análisis de viabilidad económico-financiera de diversas alternativas de expansión.

Principales hallazgos técnicos

1. Aumento sostenido de transferencias hacia el centro del país:

A medida que se incorpora nueva generación en zonas periféricas –principalmente en el occidente del país–, se proyecta un incremento significativo en los flujos de potencia hacia la región central, particularmente hacia la zona metropolitana. Este patrón operativo sostenido genera efectos adversos en la red troncal, como:

Líneas operando por encima de su límite de carga natural, lo que se traduce en un consumo excesivo de potencia reactiva.

Perfiles de voltaje cada vez más comprometidos, con riesgos de colapso ante pequeñas perturbaciones.

Incremento de pérdidas técnicas en la red, que impactan negativamente los costos totales de operación.

2. Sensibilidad ante contingencias críticas:

El sistema se vuelve altamente vulnerable frente a fallas simples en

corredores troncales o transformadores clave. Las simulaciones muestran que, sin inversiones adicionales, podrían ocurrir colapsos de voltaje y activaciones no deseadas de protecciones ante escenarios razonablemente probables.

Este comportamiento de alta sensibilidad limita la capacidad del sistema para operar bajo condiciones exigentes o con reservas reducidas, especialmente en momentos de alta demanda o baja disponibilidad de generación síncrona.

3. Necesidad de infraestructura troncal adicional:

El análisis técnico concluye que, para mantener la seguridad y eficiencia del sistema, será imprescindible desarrollar una nueva línea de transmisión de alta capacidad, que opere a un nivel de tensión superior al existente, y que conecte las zonas de generación con los principales centros de consumo.

Los beneficios esperados de esta nueva infraestructura incluyen:

Mayor capacidad de transferencia sin sobrecargar las líneas existentes.

Mejora sustancial en los perfiles de tensión a lo largo del sistema.

Reducción significativa de pérdidas eléctricas, aumentando la eficiencia del despacho.

Mayor robustez ante contingencias operativas y condiciones climáticas adversas.

4. Requerimientos complementarios de inversión:

Además de la construcción de una nueva línea de transmisión, se identifican otros requerimientos clave para el horizonte de largo plazo:

Instalación de subestaciones nuevas y ampliación de nodos existentes para acompañar el crecimiento de la demanda regional.

Incorporación de compensación reactiva dinámica (e.g., STATCOM) y convencional para estabilizar los perfiles de tensión bajo diferentes condiciones operativas.

Modernización de equipos de protección, automatización, telecomunicaciones y transformación, necesarios para garantizar la confiabilidad del sistema ante mayores exigencias.

Conclusión

La expansión del sistema de transmisión en el período 2029-2039 debe orientarse hacia el fortalecimiento estructural de la red, anticipando los desafíos que impone una matriz energética más descentralizada, volátil y dependiente de fuentes intermitentes.

La planificación técnica identifica la necesidad ineludible de desarrollar una nueva línea de transmisión de gran capacidad, junto con refuerzos asociados, para evitar cuellos de botella, asegurar la integridad del sistema y permitir una operación confiable, resiliente y eficiente a largo plazo.

La implementación oportuna de estas obras será fundamental para sostener el equilibrio operativo del SIN, facilitar el crecimiento económico del país y acompañar su transición hacia una matriz energética más limpia y moderna.

REQUERIMIENTOS OPERATIVOS DEL SIN

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Panamá enfrenta desafíos operativos significativos en el periodo 2025-2039, impulsados principalmente por el crecimiento de la demanda y la creciente integración de fuentes de generación renovables no convencionales (solar y eólica), las cuales carecen de inercia rotacional y capacidad de respuesta inmediata ante perturbaciones. Esta situación exige una planificación estratégica rigurosa y la implementación de proyectos que aseguren la confiabilidad y estabilidad del sistema.

Requisitos de inercia

Actualmente, la normativa operativa del SIN no establece requisitos mínimos explícitos de inercia. La

inercia del sistema, que es la capacidad de los elementos rotantes (principalmente generadores síncronos) para resistir cambios súbitos en la frecuencia, es crucial para contener la velocidad de variación de la frecuencia (RoCoF) después de una perturbación.

La ausencia de un criterio técnico de inercia compromete la estabilidad temporal del sistema, pudiendo llevar a una degradación acelerada de la frecuencia y riesgo de desconexiones. Se ha identificado una tendencia decreciente en los niveles de inercia debido al aumento de la generación renovable no síncrona, siendo los escenarios de demanda máxima y media Am en 2028 y 2029 los que presentan los valores más bajos y críticos para la seguridad operativa.

Se propone un valor de referencia base de 3,820 MVA·s para la inercia mínima, asociado a una tasa máxima permisible de RoCoF de 1 Hz/s. Para mitigar estos riesgos, se requiere fortalecer la respuesta dinámica del sistema mediante:

- Servicios complementarios de control de frecuencia.
- Inercia sintética obligatoria en parques eólicos y solares.
- Respuesta primaria y secundaria de frecuencia a través de controladores avanzados en inversores.

- Aplicación de restricciones al despacho de generación renovable en escenarios vulnerables para asegurar la operación de unidades síncronas.
- Instalación de condensadores síncronos en ubicaciones estratégicas.
- Evaluación de tecnologías emergentes como sistemas de almacenamiento con emulación de inercia o máquinas síncronas virtuales (VSM).

Requisitos de Reserva Primaria y Secundaria

La normativa nacional exige mantener un 5% de la demanda como reserva rodante, que engloba la reserva primaria y secundaria. Sin embargo, se subraya la importancia de diferenciar ambas reservas para una respuesta coordinada y eficiente ante contingencias.

Reserva Primaria: Es fundamental para la estabilización inmediata de la frecuencia (0-30 segundos) ante desviaciones, activando automáticamente las unidades generadoras para contener la caída inicial de frecuencia. La regulación del Mercado Regional exige un 5% de reserva primaria en las áreas de control. La disponibilidad de reserva primaria ha mostrado una reducción gradual con el aumento de fuentes renovables, llegando a caer por

debajo de los umbrales mínimos definidos (88 MW o 4% de la demanda) en escenarios de 2027 y 2028. La reserva primaria de una unidad no es igual a la reserva rodante, ya que depende de factores como el estatismo, la banda muerta y la velocidad de respuesta del gobernador.

Reserva Secundaria: Toma el control después de la primaria para restablecer la frecuencia y liberar la reserva primaria, asegurando una recuperación sostenida y eficiente del sistema.

Los análisis de estabilidad transitoria revelan una alta dependencia externa del SIN para mantener su integridad ante la pérdida de grandes bloques de generación, lo que se agrava con la creciente participación de fuentes renovables no convencionales. Es crucial fortalecer la respuesta dinámica del sistema para evitar colapsos por frecuencia y voltaje.

En conclusión, El SIN requiere un enfoque integral que combine inversiones en infraestructura física con exigencias técnicas claras para los generadores y la implementación de mecanismos operativos para preservar la frecuencia y el voltaje del sistema ante contingencias.

RECOMENDACIONES

A continuación, se tiene un listado de los proyectos propuestos para el Plan de Expansión del SIN.

Tabla 1. 1 Plan de Expansión de Transmisión 2025, Periodo de Estudio

PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PERIODO DE CORTO PLAZO		
SUBESTACIONES	FECHA	COSTO
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	30/sep/27	B/.21,437,770.00
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	31/dic/27	B/.17,161,040.00
NUEVA S/E LA HUACA 230/115/34.5 KV	31/may/28	B/.46,872,290.00
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	31/may/28	B/.45,694,380.00
COMPENSACION REACTIVA	FECHA	COSTO
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	30/nov/25	B/.5,739,890.00
BANCO CAPACITORES 80 MVAR PANAMÁ 115 KV	31/dic/26	B/.9,618,360.00
BANCO CAPACITORES 80 MVAR PANAMA II 115KV 4x20 MVAR	31/dic/26	B/.9,330,380.00
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	30/abr/27	B/.8,193,000.00
STATCOM S/E PANAMA III +/- 240 MVAR	31/dic/28	B/.62,809,140.00
TRANSFORMADORES	FECHA	COSTO
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	31/oct/25	B/.8,765,140.00
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	30/abr/28	B/.9,310,480.00
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	30/abr/28	B/.379,580.00
LINEAS	FECHA	COSTO
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	31/dic/25	B/.2,777,590.00
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	30/jun/26	B/.45,682,880.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	30/mar/26	B/.57,772,480.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM_ CAMBIO DE CONDUCTOR HTLS	30/abr/28	B/.95,057,000.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL-LLS-EHI-CHO-PAN 230 KV 192 KM	31/dic/26	B/.151,241,440.00
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	31/oct/26	B/.28,091,960.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT SABANITAS PANAMA II 230 KV 50 KM	31/ago/27	B/.25,392,140.00
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	30/sep/27	B/.69,665,320.00
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	31/may/28	B/.37,426,940.00
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO		
SUBESTACIONES	FECHA	COSTO
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	31/may/29	B/.29,006,588.00
NUEVA S/E CHEPO 115/34.5 KV	30/abr/29	B/.22,048,800.00
NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV	31/jul/29	B/.35,697,329.73
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	31/may/29	B/.40,738,000.00
COMPENSACION REACTIVA	FECHA	COSTO
BANCO DE CAPACITORES S/E PANAMA 3 230 KV 6x30 MVAR	31/dic/29	B/.30,184,170.00
TRANSFORMADORES	FECHA	COSTO
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	31/ene/29	B/.16,997,600.00
LINEAS	FECHA	COSTO
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	30/nov/34	B/.596,610,000.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT GUASQ-FORT-CH. GRANDE 230 KV	31/dic/29	B/.38,379,000.00
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	30/may/36	B/.190,289,000.00



CAPÍTULO II

INTRODUCCIÓN



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 2

INTRODUCCIÓN

El desarrollo sostenido y seguro del sistema eléctrico nacional requiere de una planificación estratégica rigurosa y técnicamente sustentada, especialmente en un entorno en el que convergen múltiples desafíos: el crecimiento sostenido de la demanda, la evolución de la matriz de generación hacia tecnologías renovables, la concentración geográfica de los centros de carga, la variabilidad climática y las crecientes exigencias en materia de calidad y continuidad del servicio.

En este contexto, el Tomo III del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión 2025-2039 constituye el documento técnico que soporta y justifica, desde el punto de vista eléctrico-operativo, la necesidad de implementar un conjunto de proyectos de transmisión que garanticen la confiabilidad, eficiencia y sostenibilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante los próximos 15 años. Este análisis integra consideraciones operativas, estructurales, normativas y económicas, con el fin de brindar una visión integral de los requerimientos del sistema en sus distintas etapas de desarrollo.

El objetivo principal de este documento es identificar, mediante una metodología basada en estudios técnicos especializados, las debilidades estructurales actuales y

futuras del sistema de transmisión, así como proponer soluciones viables – en forma de proyectos de inversión– que permitan atender las necesidades del sistema eléctrico de manera oportuna y alineada con los principios del planeamiento técnico establecido en la normativa vigente.

El alcance del análisis abarca dos horizontes diferenciados:

Corto plazo (2025-2028): Se realiza una evaluación operativa detallada, orientada a detectar restricciones inmediatas, sobrecargas, violaciones de tensión, requerimientos de compensación reactiva y estabilidad dinámica, con el fin de garantizar la operación segura sin depender de medidas operativas extraordinarias (como redespachos obligados o desconexiones preventivas). Este diagnóstico permite establecer la urgencia de ciertos proyectos ya aprobados o en proceso, así como nuevas obras prioritarias.

Largo plazo (2029-2039): Se proyectan escenarios de mayor complejidad operativa, considerando el crecimiento de la demanda, la expansión de la generación (particularmente renovable) y los cambios en los patrones de transferencia de potencia. Se identifican necesidades estructurales como nuevas líneas troncales, ampliación de

subestaciones, incorporación de compensación dinámica y modernización de activos, incluyendo evaluaciones técnico-económicas y análisis de robustez ante contingencias severas.

Para sustentar los hallazgos y recomendaciones, el documento presenta una serie de estudios eléctricos realizados bajo criterios reconocidos de análisis:

Flujo de carga en condiciones normales y contingentes, con el fin de verificar la capacidad de los elementos del sistema y su comportamiento bajo escenarios exigentes.

Curvas QV en nodos representativos, que permiten evaluar márgenes de estabilidad de voltaje y requerimientos de soporte reactivo.

Simulaciones dinámicas que analizan la respuesta del sistema ante eventos críticos, incluyendo la pérdida de generación o líneas estratégicas.

Análisis de sensibilidad ante variaciones de demanda, disponibilidad de generación y condiciones climáticas, lo cual permite validar la robustez de los proyectos propuestos.

Evaluación técnico-económica de alternativas, basada en criterios de

mínimo costo y cumplimiento de estándares de seguridad operativa.

El documento también considera el marco regulatorio vigente, las exigencias del Reglamento de Transmisión, los estándares del Mercado Eléctrico Regional (MER), y la planificación interinstitucional en coordinación con agentes del sector eléctrico nacional. Asimismo, integra elementos técnicos claves como los requerimientos de inercia mínima del sistema, niveles adecuados de reserva operativa, criterios de confiabilidad N-1 y márgenes de compensación reactiva, todos los cuales constituyen condiciones necesarias para mantener la estabilidad del SIN en un entorno de creciente complejidad.

Este tomo es, por tanto, un instrumento técnico fundamental para la toma de decisiones estratégicas en materia de inversión en infraestructura de transmisión, aportando una base objetiva y cuantificable para la definición de proyectos, la programación de obras, la priorización de recursos y la articulación entre generación, transmisión y demanda. Su implementación efectiva permitirá al país contar con un sistema eléctrico más resiliente, preparado para afrontar los desafíos futuros del sector energético y facilitar una transición energética segura, sostenible y eficiente.



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.

Figura 3. 1 Capacidad Existente del Sistema



El Sistema Principal de Transmisión (SPT) cuenta con un total de 11 subestaciones que no son propiedad de ETESA, que se encuentran conectadas a los niveles de tensión de 230 kV y 115 kV. A nivel de 230 kV, se interconectan seis (6) subestaciones: Esperanza, Antón, Fortuna, 24 de diciembre, Bayano y Pacora. Por su parte, a nivel de 115 kV, se conectan cinco (5) subestaciones: Chilibre, Cemento Panamá, Las Minas 1, Las Minas 2 y Cativá.

Estas subestaciones, aunque no pertenecen a la red patrimonial de ETESA, cumplen un rol relevante en la operación del sistema, ya que permiten la integración de generación, distribución y carga crítica en diferentes regiones del país.

A continuación, se detalla la capacidad instalada de compensación reactiva disponible en el Sistema de Transmisión, la cual comprende dispositivos tanto fijos como controlables, distribuidos estratégicamente a lo largo del sistema para garantizar el adecuado control de voltaje y contribuir a la estabilidad operativa del SIN. Entre los equipos instalados se incluyen bancos de capacitores y reactores

shunt, así como STATCOM (Compensadores Estáticos Síncronos), los cuales permiten una respuesta dinámica ante variaciones de carga o eventos de contingencia

Figura 3. 2 Compensación Reactiva del SPT



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.

Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA									
LINEA	PROYECTO DE LINEA	AÑO	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO MOD	LONGITUD (Km.)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)	
								Normal	Cont.
LINEAS DE 230KV	Linea Bayano - Panama	1976	230-1A	BAYANO - PACORA (1)	1999	50.88	636 ACSR	202.00	349.00
			230-1B	PACORA - PANAMA II (1)	1999	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)	2016	59.68	636 ACSR	202.00	349.00
			230-2B	24 DICIEMBRE - PANAMA II (1)	2016	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	2015	60.81	750 ACAR	249.00	374.00
			230-3C	EL HIGO - LL. SANCHEZ	2015	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	2015	60.81	750 ACAR	249.00	374.00
			230-4C	EL HIGO - LL. SANCHEZ	2015	81.93	750 ACAR	249.00	374.00
		1979	230-5A	LL. SANCHEZ - VELADERO		110.65	750 ACAR	249.00	374.00
			230-6A	LL. SANCHEZ - BELLA VISTA (6)	2016	107.97	750 ACAR	249.00	374.00
			230-6B	BELLA VISTA - VELADERO (6)	2016	8.66	750 ACAR	249.00	374.00
			230-5B	VELADERO - MATA NANCE (10)	2019	85.60	ACCC 714 Dove	611.00	648.00
			230-6C	VELADERO - MATA NANCE (10)	2019	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 - Guasquila	1984	230-8	MATA NANCE - FORTUNA		37.72	750 ACAR	249.00	374.00
			230-14A	LL. SANCHEZ - S. BARTOLO	2015	68.20	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-14B	S. BARTOLO - VELADERO	2015	42.89	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-15A	LL. SANCHEZ - S. BARTOLO	2015	68.20	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-15B	S. BARTOLO - VELADERO	2015	42.89	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-16	VELADERO - GUASQUITAS (9)	2019	84.81	1200 ACAR	505.00	505.00
		2004	230-17	VELADERO - GUASQUITAS (9)	2019	84.81	1200 ACAR	505.00	505.00
			230-12A	PANAMA II - PANAMA III (4)(5)(13)	2014/2017/2024	14.75	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-12B	PANAMA III - TAP BURUNGA - EL COCO (4)(5)(14)	2014/2017	135.58	1199 ACAR	279.00	505.00
			230-12C	EL COCO - LL. SANCHEZ (4)(14)	2014/2024	44.65	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-13A	PANAMA II - PANAMA III (4)(13)	2014/2024	14.75	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-13B	PANAMA III - EL COCO (13)	2014/2017/2024	135.58	1201 ACAR	279.00	505.00
CIRCUITO SENCILLO	Linea Interconexion Changuinola	2009	230-13C	EL COCO - LL. SANCHEZ (4)(14)	2014/2024	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
			230-29	GUASQUITAS - CAÑAZAS (2)		45.57	750 ACAR v 1200 ACAR	279.00	505.00
			230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA (2)		78.38	750 ACAR	307.00	374.00
			230-47A	PANAMA - PANAMA III	2024	2.48	1200 ACAR	505.00	505.00
	Tercera Linea	2017	230-48A	PANAMA - PANAMA III	2024	2.48	1200 ACAR	505.00	505.00
			230-47B	PANAMA III - CHORRERA	2024	35.32	1200 ACAR	505.00	505.00
			230-48B	PANAMA III - CHORRERA	2024	35.32	1200 ACAR	505.00	505.00
			230-49A	CHORRERA - ANTON IV	2021	95.20	1200 ACAR	505.00	505.00
			230-49B	ANTON IV - LLANO SANCHEZ	2021	60.99	1200 ACAR	505.00	505.00
			230-50	CHORRERA - LLANO SANCHEZ		156.19	1200 ACAR	505.00	505.00
	Sabanitas - Panama II	2018	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
			230-54A	SABANITAS - PANAMA II	2024	50.11	1200 ACAR	505.00	505.00
			230-55A	SABANITAS - PANAMA II	2024	50.11	1200 ACAR	505.00	505.00
			230-54B	CRISTOBAL - SABANITAS	2024	14.833	ACCC 1026	770	822
			230-55B	TELFERS - SABANITAS	2024	14.853	ACCC 1026	770	822
	Sabanitas - Panama III	2024	230-55C	CRISTOBAL - TELFERS	2024	1.12	ACCC 1026	770	822
			230-58	SABANITAS - PANAMA III		46.098	2C 1200 ACAR	1000	1000
			230-59	SABANITAS - PANAMA III		46.098	2C 1200 ACAR	1000	1000
			230-62	TELFERS - SABANITAS		17.33	ACCC 1026	770	822
			230-63*	TELFERS - SABANITAS		17.33	ACCC 1026	770	822
			230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III		24.17	750 ACAR	249	374
CIRCUITO SENCILLO	Linea Mata de Nance - Frontera	1986	230-9B	BOQUERON III - PROGRESO		29.95	750 ACAR	249	374
			230-10	PROGRESO - FRONTERA		9.81	750 ACAR	193	374
			230-18	GUASQUITAS - FORTUNA		16.41	1200 ACAR	279	505
	Interconexion Changuinola - Costa Rica	2011	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA		13.51	750 ACAR	307.00	374.00
	Total 230KV					2979.73			
LINEAS DE 115KV	Linea Caceres - Las Minas 1	1970	115-1A	CACERES - STA. RITA	2004	47.81	636 ACSR	150.0	177.0
			115-2A	CACERES - STA. RITA	2004	47.81	636 ACSR	150.0	177.0
			115-1B	STA. RITA - CATIVA 2 (7)(8)	2004/2009	6.69	636 ACSR	211.0	211.0
			115-1C	CATIVA 2 - LAS MINAS 1 (7)(8)	2004/2009	0.96	636 ACSR	211.0	211.0
			115-2B	STA. RITA - LAS MINAS 1 (8)	2004	6.90	605 ACSS	211.0	211.0
			115-3A	PANAMA - CHILIBRE (3)	2016	22.85	605 ACSS	168.0	211.0
	Linea Panama - Las Minas 2	1972	115-3B	CHILIBRE - LAS MINAS 2 (3)	2016	32.08	605 ACSS	168.0	211.0
			115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA (3)	2016	31.18	605 ACSS	168.0	211.0
			115-4B	CEMENTO PANAMA - LAS MINAS 2 (3)	2016	25.41	605 ACSS	168.0	211.0
			115-15	MATA NANCE - CALDERA		25.32	636 ACSR	102.0	177.0
	Linea Mata de Nance - Caldera	1979	115-16	MATA NANCE - CALDERA		25.32	636 ACSR	102.0	177.0
	Linea 1 - Panama - Caceres	1976	115-12	PANAMA - CACERES		0.81	636 ACSR	120.0	177.0
	Interconexion La Estrella - Los Valles	1979	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA		6.18	636 ACSR	93.0	175.0
			115-18	CALDERA - LOS VALLES		1.70	636 ACSR	93.0	175.0
	Linea Estacion de Bombeo	1982	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO		0.50	636 ACSR	93.0	175.0
	Interconexion Charco Azul	1988	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL		30.00	636 ACSR	93.0	175.0
	Linea Subterranea - Panama - Caceres	2008	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.		0.81	750 XLPE	142.0	178.0
	Linea Subterranea - Panama - Caceres	2024	115-62	PANAMA - CACERES SUBT.		0.81	1500 XLPE	156.3	210.0
	TOTAL 115KV					313.14			

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
	PANAMA	4	350	350		75		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	2018
3	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
	CHORRERA	3	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2013
4	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
	LLANO SANCHEZ	3	100	100				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2012
5	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
	MATA DE NANCE	3	70	60	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2003
6	PROGRESO	1	100	100	100			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2022
	PROGRESO	2	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	1975
7	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
	CHANGUINOLA	2	50	50	50			OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	2024
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			2,981.6	2,781.5	1,279.1	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. 3 Mapa Geográfico del Sistema Principal de Transmisión

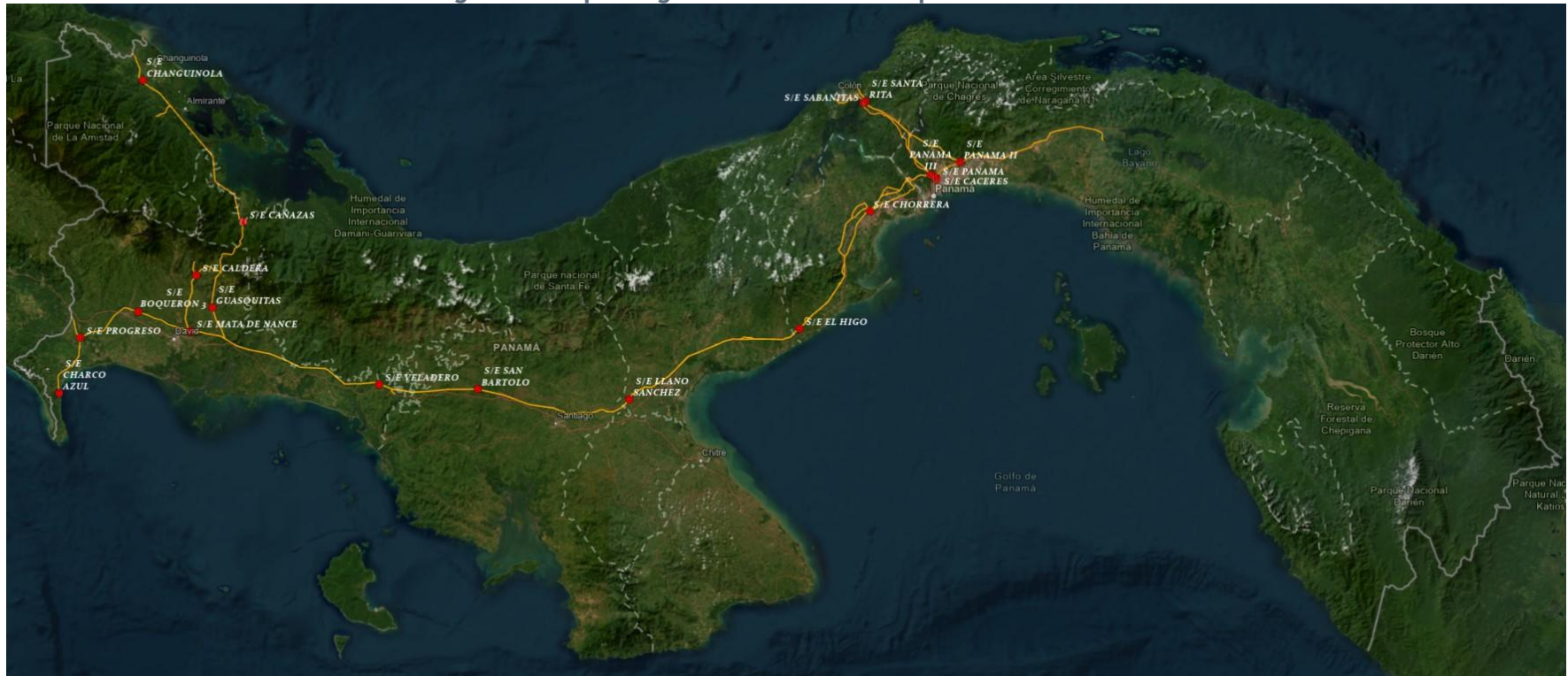
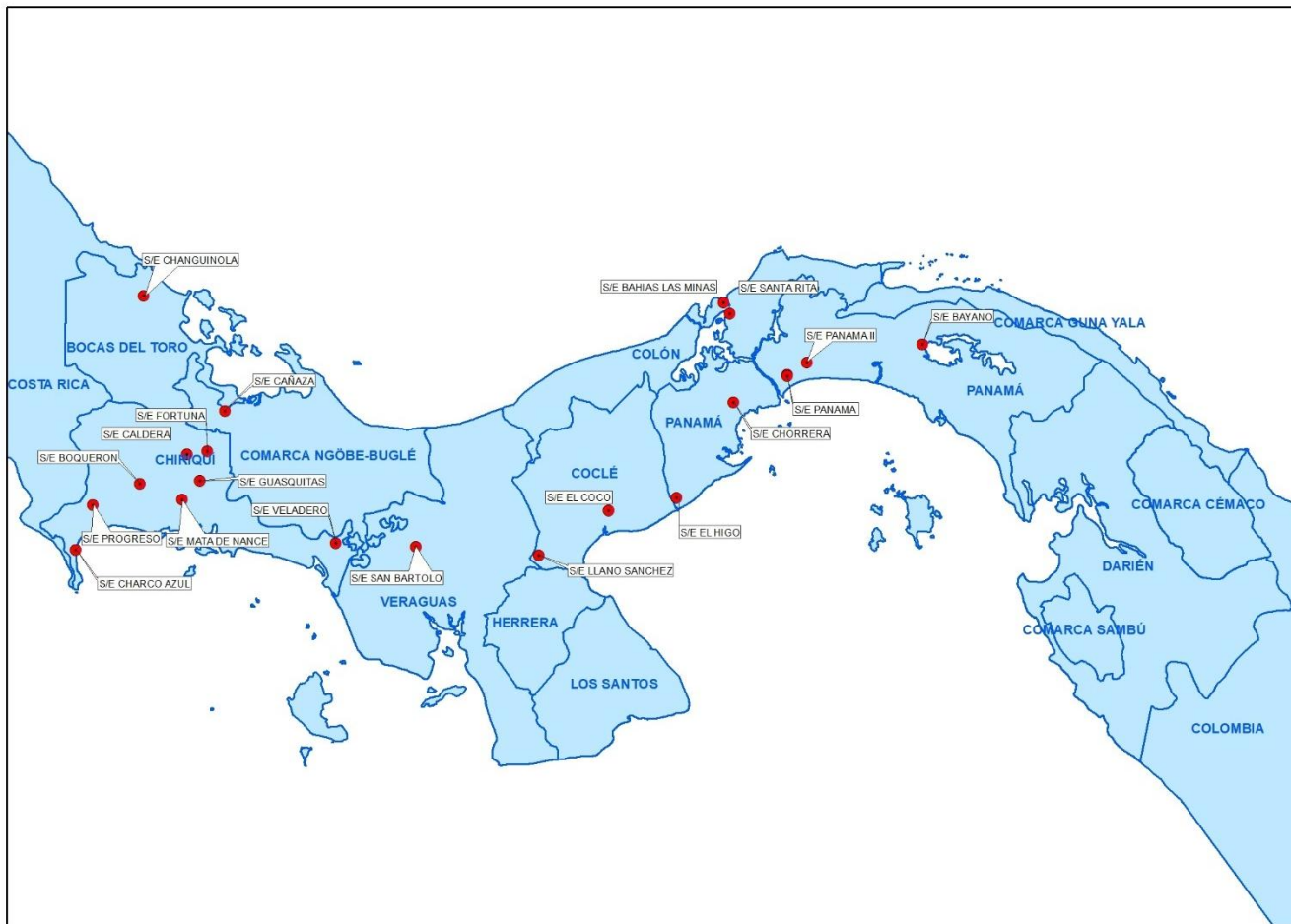


Figura 3. 4 Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión



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

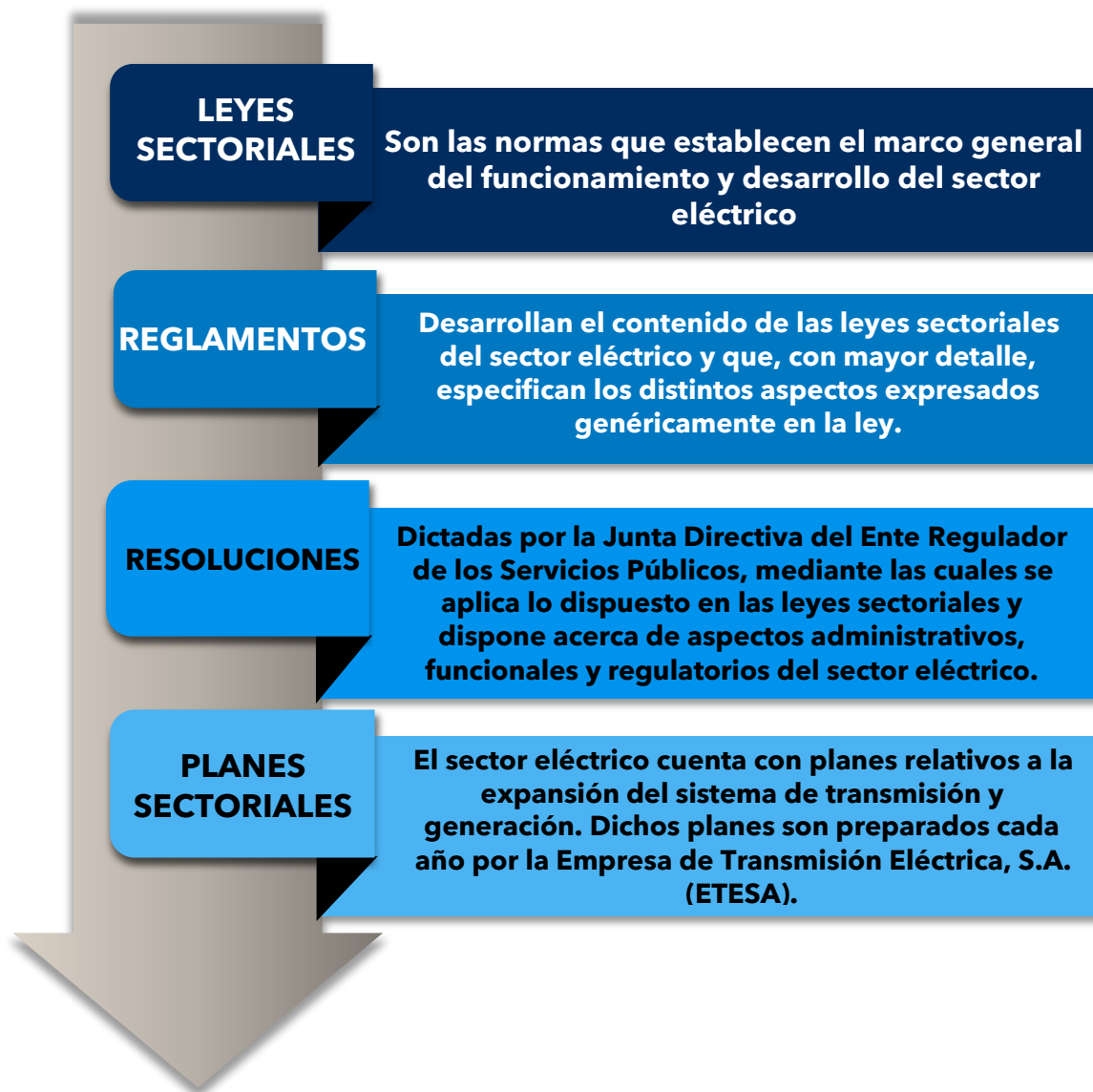
Figura 3. 5 Esquemas de Control de Emergencia



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.

Figura 3. 6 Esquemas de Control de Emergencia



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

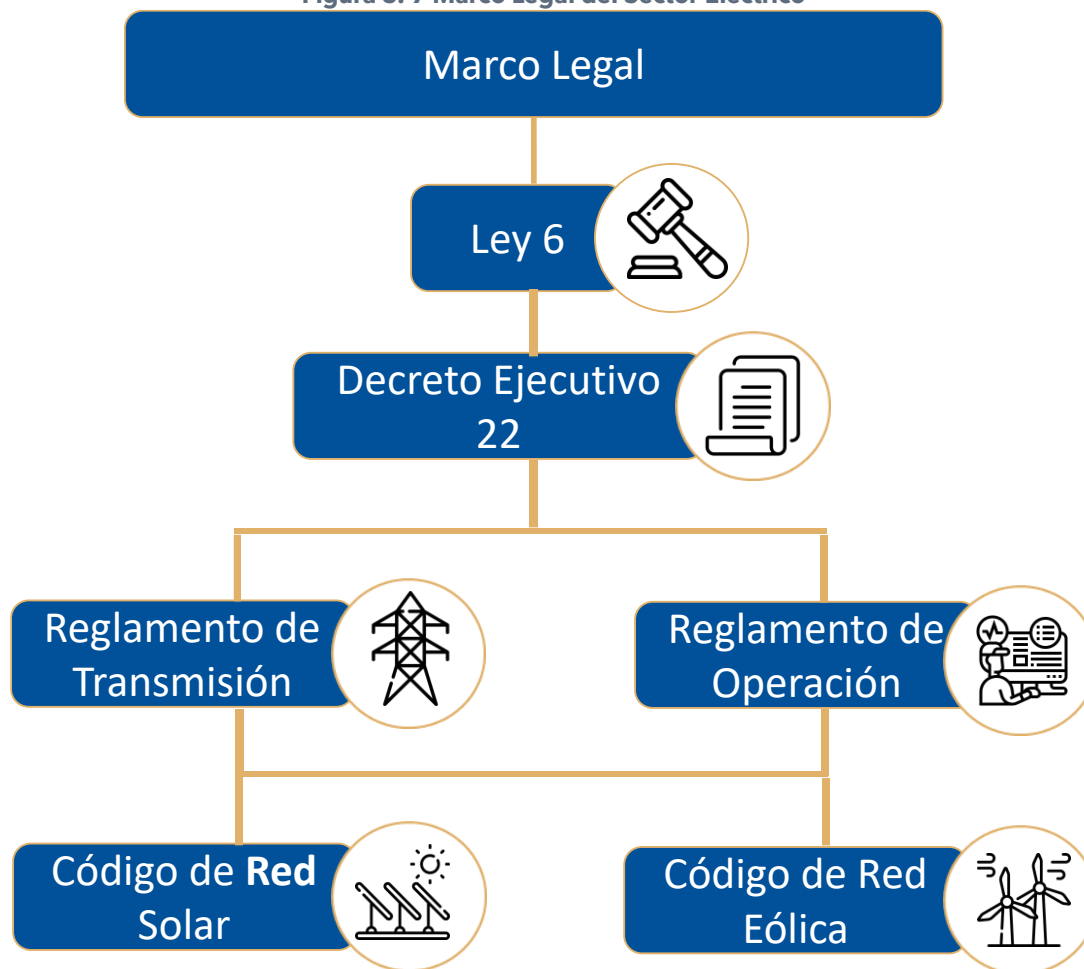
actividades y el sistema de liquidación y cobranza. Todo ello en el marco de las leyes, y demás reglas de derecho aplicables.

En el TITULO 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 TITULO VI: NORMAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

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

Figura 3. 7 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

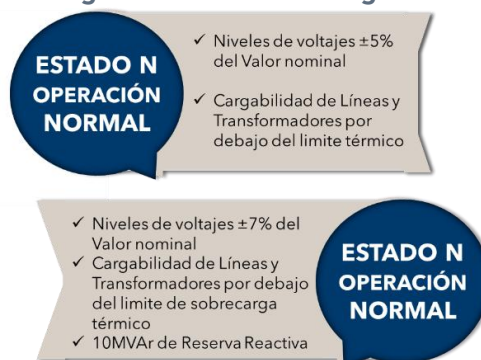
manera satisfactoria, cumpliendo para ello con los siguientes criterios:

Figura 3. 8 Marco Legal del Sector Eléctrico



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.

Figura 3. 9 Criterios de Seguridad





CAPÍTULO IV

CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 4

CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN

La planificación de la expansión del sistema de transmisión eléctrica tiene como objetivo definir dónde, cuándo y qué infraestructura debe ser incorporada a la red eléctrica nacional, con el fin de satisfacer de forma eficiente y oportuna la demanda creciente de energía eléctrica. Esta planificación debe garantizar el cumplimiento de los requerimientos técnicos de operación segura, confiabilidad, y calidad del servicio, dentro de un horizonte de análisis determinado, minimizando los costos totales del sistema, tanto en términos de inversión como de operación y riesgo asociado a fallas.

El abordaje de este proceso depende de los criterios técnicos, económicos, regulatorios y estratégicos que el planificador considere relevantes para alcanzar un plan de expansión óptimo. En este sentido, el problema de planificación puede clasificarse según diferentes dimensiones metodológicas:

Por horizonte temporal:

-Estático, cuando se analiza un solo período futuro (por ejemplo, un año de planificación).

-Dinámico, cuando se evalúan múltiples períodos, permitiendo programar inversiones de forma secuencial y progresiva.

Por naturaleza de la información:

-Determinístico, si se consideran variables futuras fijas o con alta certeza (por ejemplo, una única proyección de demanda).

-Probabilístico, cuando se incorpora la incertidumbre mediante el análisis de escenarios o técnicas estocásticas (como la variabilidad en los precios, crecimiento de demanda o entrada de generación renovable).

Por enfoque de planificación:

-Centralizado, cuando la expansión es conducida por una entidad planificadora única (como el operador del sistema o una autoridad reguladora).

-Descentralizado, cuando los agentes del mercado (generadores, transmisores, distribuidores) toman decisiones individuales bajo un marco regulatorio, lo que requiere mecanismos de coordinación para asegurar la eficiencia del sistema.

Por metodología de solución:

-Heurística, utilizando algoritmos evolutivos, técnicas de búsqueda o reglas de decisión para encontrar soluciones aceptables en problemas complejos.

-Optimización matemática, mediante modelos formales (como programación lineal o entera mixta) que permiten identificar soluciones

óptimas bajo múltiples restricciones operativas y económicas.

Esta estructura conceptual permite abordar el proceso de planificación de manera rigurosa y adaptada a las necesidades específicas del sistema eléctrico, facilitando la toma de decisiones estratégicas sobre nuevas líneas, subestaciones, equipos de compensación y refuerzos necesarios para garantizar un desarrollo confiable, eficiente y sostenible del sistema de transmisión.

En Panamá se ha adoptado un enfoque dinámico, centralizado y predominantemente determinístico, lo cual permite evaluar la evolución del sistema de transmisión a lo largo de un horizonte multianual (15 años), definiendo una secuencia óptima y escalonada de inversiones que responda a las necesidades proyectadas de crecimiento de la demanda, integración de generación y fortalecimiento de la seguridad operativa.

El carácter centralizado de la planificación implica que las decisiones sobre expansión de la red son coordinadas por una única entidad planificadora (ETESA) que actúa bajo principios de eficiencia sistémica y neutralidad, considerando la totalidad del SIN de manera integrada, en lugar de depender de iniciativas individuales de los agentes del mercado.

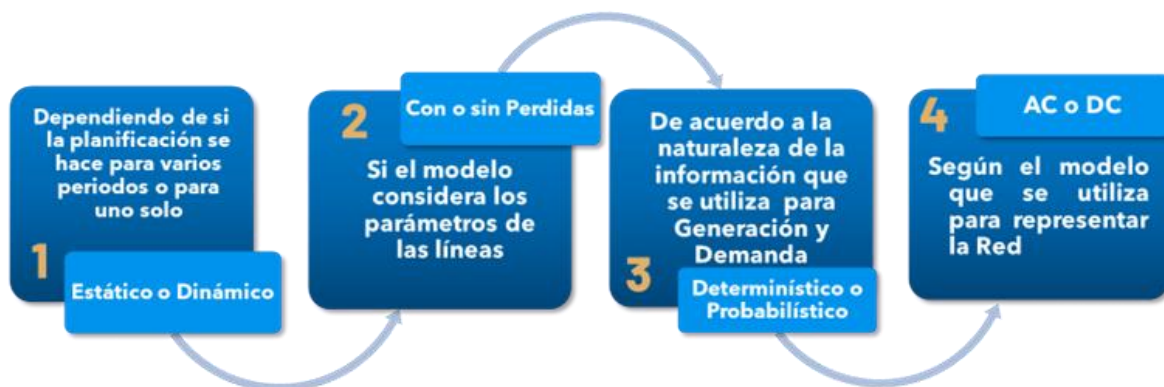
Asimismo, el modelo utilizado ha sido tradicionalmente determinístico, basado en escenarios únicos de

proyección de demanda, cronogramas de entrada de generación y comportamiento del sistema, lo que ha facilitado la estructuración y evaluación de alternativas bajo condiciones esperadas o base. Sin embargo, en los últimos años se ha fortalecido la incorporación de análisis de sensibilidad y escenarios múltiples, que permiten capturar la incertidumbre inherente en variables clave del sistema, tales como:

- El retraso o cancelación de proyectos de generación en desarrollo.
- La variabilidad en el crecimiento económico y su impacto en la demanda eléctrica.
- La mayor penetración de fuentes renovables no gestionables (solar y eólica).
- La evolución tecnológica de soluciones como el almacenamiento o la respuesta de la demanda.

Estos análisis complementarios permiten identificar proyectos críticos bajo distintas condiciones de operación, fortalecer la robustez del plan de expansión y reducir el riesgo de decisiones de inversión subóptimas ante un entorno cambiante. De esta manera, se avanza progresivamente hacia una planificación más flexible, resiliente y adaptativa, que considera no solo la eficiencia del sistema en el escenario base, sino también su desempeño ante condiciones adversas o inciertas.

Figura 4. 1 Criterios de Planificación



PROCESO DE PLANIFICACIÓN DE LA EXPANSIÓN

Figura 4. 2 Proceso de Planificación de la Expansión



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 constituye la información inicial esencial para desarrollar un análisis efectivo y obtener un plan óptimo de expansión del sistema de transmisión. Esta composición, denominada "escenario", es resultado de estudios macroeconómicos que proveen los

insumos necesarios para evaluar la evolución del sistema eléctrico.

Además de la demanda, los planes indicativos de generación juegan un papel determinante en la definición de los escenarios, los cuales serán objeto de análisis eléctricos, energéticos y de confiabilidad. El objetivo es identificar, para cada caso, el plan óptimo de expansión de

transmisión que garantice un desempeño eficiente y seguro del sistema.

La definición de escenarios busca estimar el crecimiento esperado del sistema, de manera que al finalizar el análisis se pueda seleccionar un Plan de Expansión robusto, capaz de adaptarse a posibles fluctuaciones en las condiciones económicas y de operación.

En contextos de alto crecimiento de la demanda, se incrementan las necesidades de generación, lo que a su vez implica una mayor inversión en infraestructura de transmisión para asegurar la capacidad y confiabilidad del sistema.

La elaboración de escenarios con criterios adecuados es fundamental, ya que establece los parámetros de la solución que se debe alcanzar, facilitando la identificación de la alternativa más conveniente desde el punto de vista económico para la implementación de nuevos proyectos.

Cuanto mejor fundamentados estén los escenarios, mayor será la calidad y precisión del Plan de Expansión de Transmisión, evitando la inclusión de proyectos innecesarios que puedan generar sobrecostos de inversión. Para el estudio del Plan de Expansión de Generación 2025, ETESA ha

definido un escenario principal a considerar:

Escenario Tendencial (Demanda Media).

Para el análisis de corto plazo, se tomará en cuenta la expansión de generación establecida en el Escenario Tendencial del Plan Indicativo de Generación y el escenario de demanda moderada definido en los Estudios Básicos 2025.

En el horizonte de largo plazo (2029-2039), se estudiarán diferentes escenarios que permitan contemplar mayor variabilidad y posibles condiciones futuras.

Para la evaluación del corto plazo (2025-2028), se consideran escenarios que combinan dos estaciones climáticas (seca y lluviosa) con cinco niveles de demanda: máxima, media AM, media PM, media nocturna y mínima. Esto da origen a un total de diez escenarios base por año, los cuales se codifican según el siguiente esquema:



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.

Figura 4. 4 Metodología de Planificación en Corto Plazo



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 eólico, 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.

Figura 4. 5 Orden de Mérito de Generación



DESARROLLO DE LOS ANÁLISIS

En esta etapa del análisis se realizan estudios fundamentales como flujo de potencia, estabilidad de voltaje, análisis de cortocircuito y estabilidad dinámica del sistema eléctrico. Estos estudios permiten evaluar el comportamiento del sistema bajo condiciones normales y en escenarios de contingencia simple, asegurando que los equipos operen dentro de sus límites técnicos y que los perfiles de tensión en los nodos se mantengan dentro de los rangos aceptables.

Un aspecto crítico dentro de estos análisis es la determinación Surge Impedance Loading, (SIL), que indica el punto operativo en el que una línea de transmisión ni consume ni suministra potencia reactiva. Este parámetro es esencial para entender el comportamiento de la potencia reactiva en la línea y su impacto en la estabilidad y seguridad del sistema.

Para garantizar una evaluación exhaustiva, es indispensable monitorear detenidamente los siguientes parámetros y resultados:

- **Cargas térmicas en líneas y equipos:** Se verifica que las corrientes circulantes no superen los límites térmicos máximos, evitando daños por sobrecalentamiento.

- **Perfil de tensiones en barras o nodos:** Es fundamental asegurar que los voltajes se mantengan dentro de los límites normativos, tanto en condiciones normales como durante contingencias, para preservar la calidad y estabilidad del suministro eléctrico.
- **Flujos de potencia activa y reactiva en líneas:** Se evalúa el balance y comportamiento de ambos tipos de potencia, prestando especial atención a los puntos en los que la línea comienza a consumir potencia reactiva, lo cual puede indicar operación por encima del SIL.
- **Consumo de potencia reactiva en circuitos individuales:** Cuando una línea supera su SIL, puede generar consumos elevados de potencia reactiva (por ejemplo, superiores a 100 MVAR), lo que impacta la capacidad efectiva de carga y dificulta la operación estable del sistema.
- **Margen de estabilidad del voltaje:** Se analizan las condiciones bajo las cuales el sistema puede mantener perfiles adecuados de voltaje sin colapsos, considerando diferentes escenarios y perturbaciones.

- **Respuesta dinámica del sistema:** Evaluación del comportamiento transitorio y la recuperación post-contingencia, para garantizar que el sistema mantenga estabilidad en el corto y largo plazo.

El seguimiento detallado de estos parámetros es crucial para la toma de decisiones en la planificación y operación del sistema de transmisión, ya que permite anticipar condiciones que podrían afectar la seguridad, confiabilidad y eficiencia del suministro eléctrico

Figura 4. 6 Curva Característica de líneas 230kV

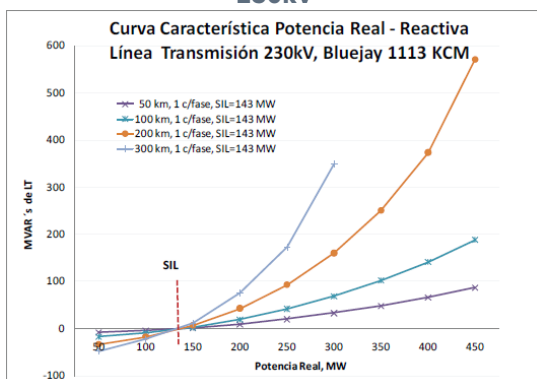
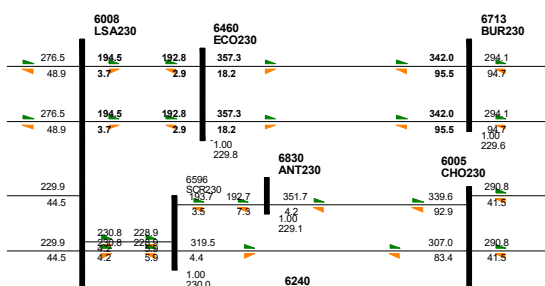


Figura 4. 7 Flujos en líneas del SPT, Revisión del SIL



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 completados los análisis de los distintos escenarios y condiciones de operación, se identifican las restricciones operativas y deficiencias en el sistema que limitan su desempeño óptimo. Estas restricciones pueden manifestarse como sobrecargas en equipos, incumplimientos en los perfiles de voltaje o condiciones de inestabilidad que afectan la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

Con base en estos resultados, se definen los proyectos de expansión que permiten eliminar dichas restricciones, corregir desviaciones en los niveles de tensión y mejorar la estabilidad del voltaje en el sistema. La implementación de estas obras es fundamental para asegurar que el sistema pueda operar conforme al despacho económico óptimo, es decir, con una asignación eficiente de la generación que minimiza los costos totales del sistema.

ANÁLISIS CONSIDERANDO LAS AMPLIACIONES

Una vez identificadas las restricciones del sistema, se incorporan al análisis las posibles soluciones y proyectos

que permitan eliminar dichas limitaciones. Esto incluye la evaluación de obras de ampliación, reforzamiento o incorporación de equipos que mejoren la capacidad y estabilidad del sistema.

Como paso siguiente, se realiza una nueva ronda de estudios técnicos para validar el impacto de las ampliaciones propuestas. Estos análisis permiten verificar que las soluciones incorporadas efectivamente mitiguen las restricciones detectadas y que el sistema opere dentro de los parámetros técnicos establecidos, tanto en condiciones normales como bajo contingencias.

Con base en los resultados obtenidos de esta evaluación actualizada, se seleccionan y consolidan los proyectos que serán incluidos formalmente en el Plan de Expansión, asegurando que su implementación contribuye a la seguridad, confiabilidad y eficiencia operativa del sistema de transmisión.

DEFINICIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

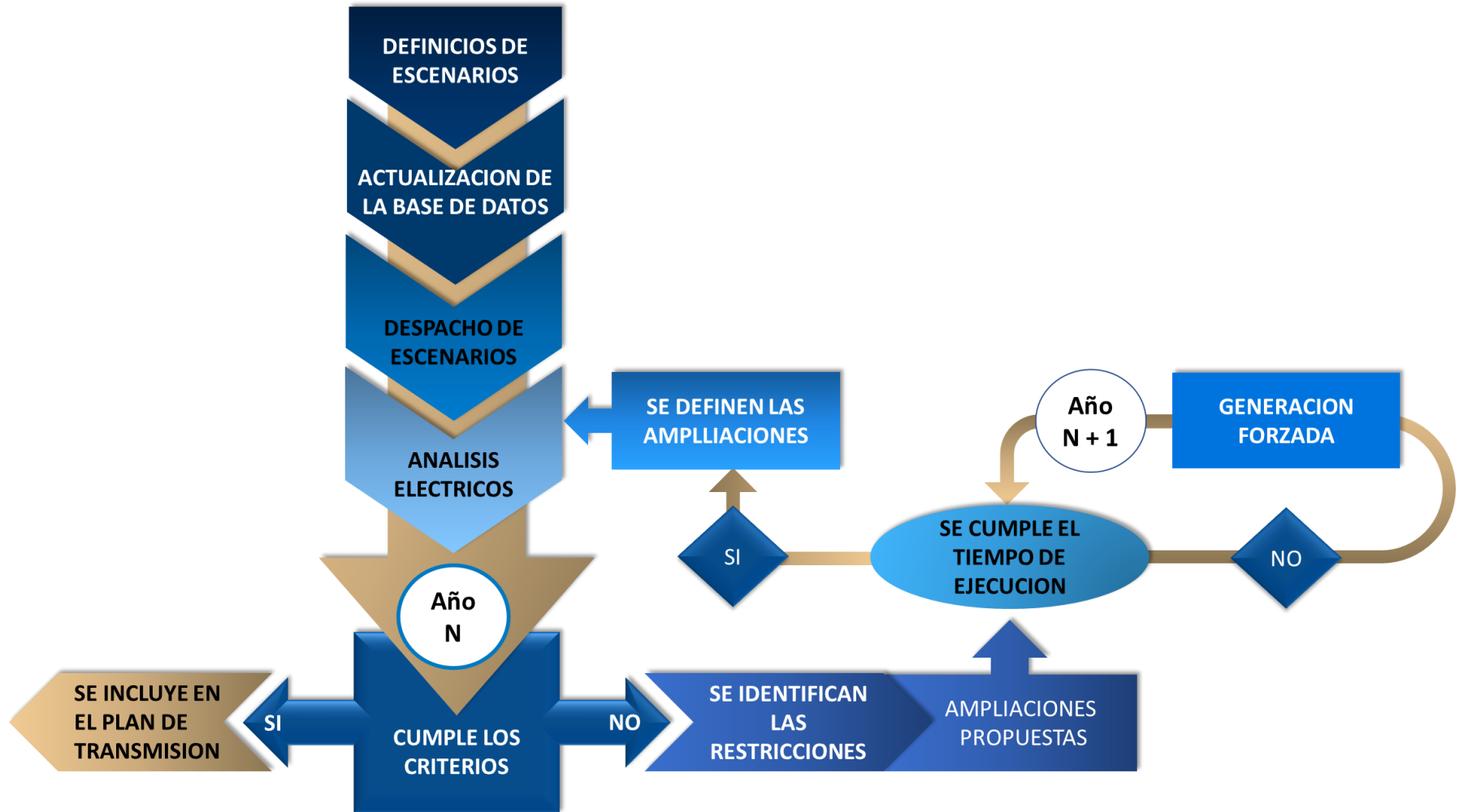
Una vez cumplidos los procesos descritos anteriormente, es fundamental evaluar si los tiempos de ejecución de cada proyecto coinciden con el momento en que la ampliación resulta necesaria para el sistema. Esta sincronización garantiza que las obras estén disponibles

oportunamente para atender las demandas y restricciones identificadas.

El Plan de Expansión se estructura en dos horizontes temporales: corto y largo plazo. La mayoría de los proyectos de corto plazo ya se encuentran en ejecución o en etapas avanzadas de diseño, habiendo sido aprobados en planes anteriores; por ello, estos no requieren un nuevo análisis económico ni financiero.

En contraste, para los proyectos contemplados en el largo plazo sí se realiza un exhaustivo análisis económico y financiero, con el fin de evaluar su viabilidad y priorización dentro del plan general de expansión, asegurando una asignación eficiente de recursos conforme a las proyecciones y necesidades futuras del sistema.

Figura 4. 8 Flujograma para la Planificación de Expansión del Sistema



METODOLOGÍA DEL PLAN DE TRANSMISIÓN - LARGO PLAZO

La metodología para la evaluación del Sistema Principal de Transmisión (SPT) en el largo plazo se construye a partir de las condiciones técnicas resultantes al cierre del periodo de corto plazo, considerando que, para ese momento, ya se habrán implementado o estarán en ejecución los proyectos previamente aprobados. Esto permite disponer de una base consolidada desde la cual proyectar la evolución futura del sistema.

A diferencia del corto plazo –donde los proyectos ya están definidos, en ejecución o en fase de diseño, y no se evalúan alternativas técnicas adicionales–, en el largo plazo sí es posible analizar múltiples alternativas de expansión. Esta flexibilidad permite estudiar diferentes configuraciones de red, nuevas obras y refuerzos, así como soluciones que respondan a escenarios diversos de crecimiento de la demanda y desarrollo de la generación, en especial la renovable no convencional.

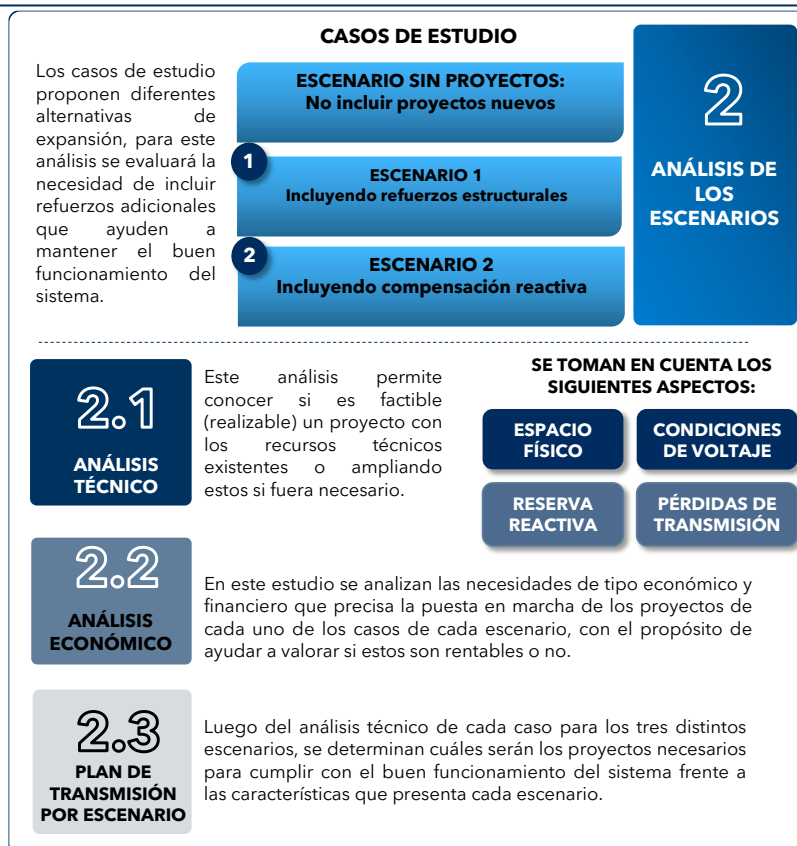
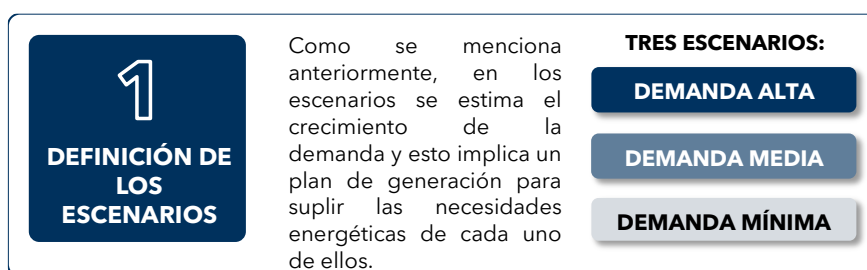
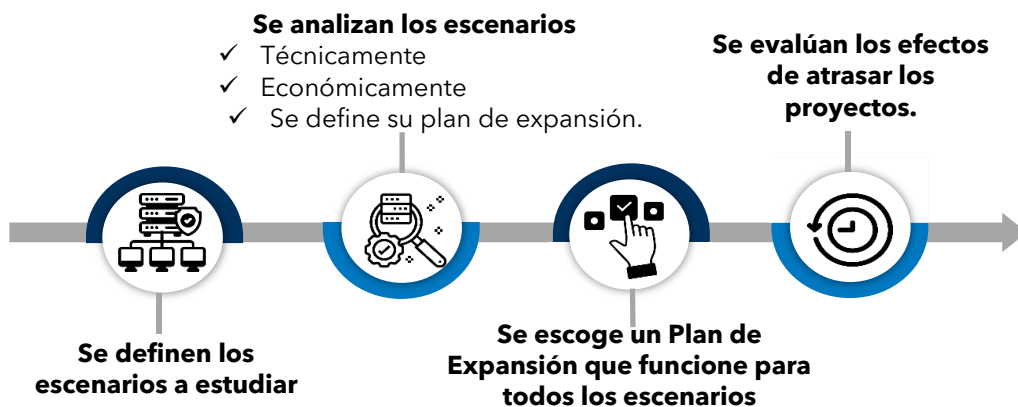
Para cada uno de estos escenarios, se desarrollan estudios técnicos

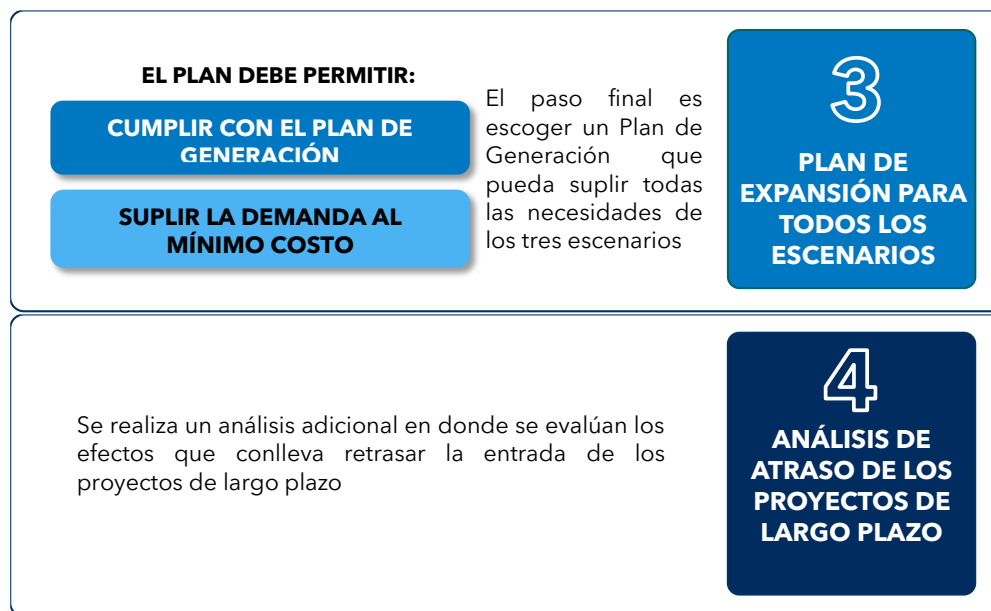
detallados que incluyen flujo de potencia, estabilidad de voltaje, análisis de cortocircuito y estabilidad dinámica, con el objetivo de identificar futuras restricciones y necesidades operativas. Uno de los aspectos críticos en este análisis es la evaluación de la reserva de potencia reactiva requerida, dado que la mayor participación de generación renovable puede comprometer la estabilidad del sistema.

Con base en los resultados obtenidos, se formulan, comparan y priorizan las alternativas de expansión que garanticen capacidad de transporte suficiente, estabilidad operativa y cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad. Estas soluciones se incorporan finalmente al Plan de Expansión de Transmisión para el largo plazo, con una programación que responde a las proyecciones de crecimiento y a la evolución esperada del sistema eléctrico nacional.

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

Figura 4. 9 Metodología para la Planificación a Largo Plazo





REQUERIMIENTOS DE OPERATIVOS DEL SIN

Para garantizar una operación segura del Sistema Interconectado Nacional (SIN), es indispensable mantener niveles adecuados de reserva de potencia operativa, los cuales permiten mitigar variaciones inesperadas en la demanda o reducciones súbitas en la generación. Estas reducciones pueden originarse tanto por huecos de potencia asociados a la variabilidad de las fuentes renovables no convencionales, como por fallas técnicas en unidades generadoras convencionales. La disponibilidad oportuna de esta reserva es crucial para sostener el equilibrio entre generación y consumo en tiempo real, evitando comprometer la estabilidad del sistema.

En ese sentido, es fundamental contar con niveles adecuados de reserva de potencia, tanto en términos de inercia del sistema como de reserva primaria y secundaria de frecuencia. La inercia, proporcionada principalmente por unidades sincrónicas en operación, permite resistir cambios súbitos en la frecuencia ante desequilibrios instantáneos entre generación y demanda.

La reserva primaria de frecuencia juega un papel crítico al activar una respuesta automática e inmediata de las unidades generadoras para estabilizar la frecuencia en los primeros segundos tras una perturbación. Posteriormente, la reserva secundaria (regulación automática de generación, AGC) toma el control para restablecer la frecuencia y liberar la reserva primaria, asegurando una recuperación sostenida y eficiente del sistema.

Requerimiento de Inercia

Actualmente, la normativa operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN) no establece requerimientos mínimos de inercia, ni contempla criterios técnicos orientados a garantizar una reserva cinética suficiente para responder de forma inmediata ante contingencias severas.

La inercia del sistema representa la capacidad de las masas rotantes sincronizadas –principalmente generadores síncronos– de resistir cambios súbitos en la frecuencia del sistema. Esta propiedad física es fundamental para contener la velocidad de variación de la frecuencia (RoCoF) inmediatamente después de una perturbación, mientras entran en acción los mecanismos de control primario y secundario.

La ausencia de un criterio técnico sobre inercia puede comprometer la estabilidad temporal del sistema, especialmente en escenarios de alta transferencia de potencia o con generación agrupada en zonas alejadas de los centros de carga. Sin una reserva inercial adecuada, el sistema se expone a una degradación acelerada de la frecuencia, lo que aumenta el riesgo de activación de protecciones por subfrecuencia y, en casos extremos, desconexiones no coordinadas o pérdida de carga.

Reserva Rodante

En la reglamentación nacional se indica que se debe mantener el 5% de la demanda como reserva rodante (primaria + secundaria). En cuanto al Reglamento del Mercado Regional, se exige que las áreas de control mantengan un 5% como reserva primaria, distribuido principalmente entre unidades generadoras convencionales habilitadas para brindar respuesta inmediata ante desviaciones en el balance carga-generación.

Criterio

Inercia

El ROCOF admisible constituye un parámetro de diseño de los sistemas eléctricos. Típicamente, los códigos de conexión exigen a las plantas de generación mantenerse conectadas a la red para eventos cuyo ROCOF no supere el valor de diseño. La siguiente tabla resume los valores admisibles de ROCOF en diversos sistemas. Cabe destacar que la base teórica para incorporar un ROCOF máximo está aún en discusión, dado que a la fecha hay pocas experiencias de problemas ocasionados por altos valores de ROCOF.

Tabla 4. 1 Referencias Internacional de ROCOF

Sistema	País	ROCOF (Hz/s)
EnGrid	Irlanda	± 1 Hz/s @500ms
National Grid	Reino Unido	± 1 Hz/s @500ms
CEN	Chile	± 2 Hz/s @500ms
NEM	Australia	± 1 Hz/s @500ms ± 2 Hz/s @1000ms
ENTSO-E	Europa	± 2 Hz/s @500ms ± 1.5 Hz/s @1000ms ± 1.25 Hz/s @2000ms

Como hipótesis para el cálculo de la inercia mínima requerida en Panamá, se adoptan las siguientes premisas:

Caso "SER integrado":

- Contingencia de diseño: pérdida de 200 MW a nivel regional + pérdida de importación con México por 240 MW = 440 MW.
- Factor de contribución de Panamá a la inercia global del SER: 0.2.

Caso "Panamá aislada":

- Contingencia de diseño: pérdida total de demanda en SE Chorrera (90 MW) + pérdida de exportación a Costa Rica por 100 MW = 190 MW. Se adopta esta contingencia en función de que ocurrió en el pasado.
- El factor de participación de Panamá en este caso es unitario, dado que el SIN resulta aislado.

Dado que la normativa operativa vigente del Sistema Interconectado Nacional (SIN) no establece actualmente un requerimiento explícito de inercia mínima, se propone utilizar como punto de partida un valor de referencia base de 3,820 MVA.s, asociado a una tasa máxima permisible de variación de frecuencia (RoCoF, Rate of Change of Frequency) de 1 Hz/s.

Este valor de inercia base no constituye un requerimiento normativo, sino un parámetro técnico de referencia, utilizado con fines de evaluación de escenarios operativos y análisis de seguridad dinámica. Se hace la salvedad de que este umbral representa únicamente una condición mínima deseable para garantizar que, ante una perturbación significativa (como la pérdida de una unidad generadora de gran tamaño) la caída inicial de frecuencia se mantenga dentro de límites manejables que no comprometan la estabilidad del sistema.

Tabla 4. 2 Requerimientos de inercia en el SIN de Panamá.

	Variable	Valor	Unidad
Esc. Ser Integrado	Max Cont SER	200	MW
	Imp Inicial Mex	240	MW
	AP	440	MW
	dF/ft Admisible	1	Hz/s
	dF/ft Admisible	0.01667	pu/s
	H SER	13200	MVA.s
	Factor Panama	0.2	
	H Panama	2640	MVA.s
Esc. Panama Aislado	Dem Chorrera	91	MW
	Exp Inicial	100	MW
	AP	191	MW
	dF/ft Admisible	1.5	Hz/s
	dF/ft Admisible	0.025	pu/s
	H SER	13200	MVA.s
	H Panama	3820	MVA.s

La inercia del sistema se estimará con base en los despachos de generación. Para ello, se calcularon los niveles de inercia global del Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante la suma de las constantes de inercia individuales de las unidades generadoras que se encuentran en servicio en cada escenario operativo analizado.

$$H_{tot} = \sum H_i * K_i$$

Htot: inercia total de Panamá.

Hi: inercia de la máquina “i”

Ki: 0 si la máquina está fuera de servicio, 1 si está en servicio

Reserva Rodante

se establece que la reserva rodante, la cual comprende tanto la reserva primaria como la secundaria, debe representar al menos el 5% de la demanda del sistema. Sin embargo, al tratar ambas reservas como un único bloque sin diferenciación clara, se limitan las capacidades operativas para enfrentar contingencias con criterios de respuesta coordinada y eficiente.

Importancia de contar con reservas diferenciadas

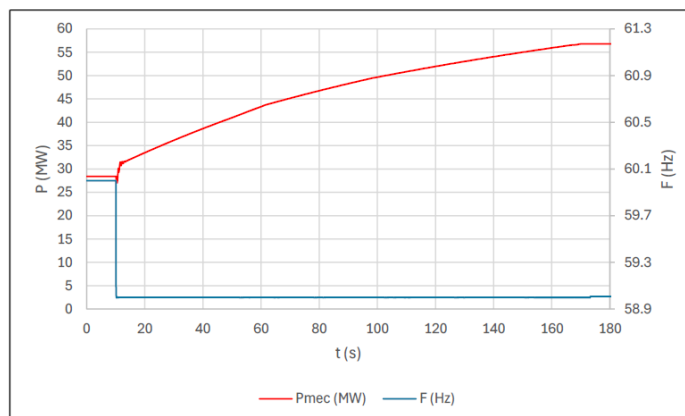
1. Reserva primaria (respuesta inmediata):

Está compuesta por la capacidad de generación que puede responder automáticamente, en cuestión de segundos (0-30 s), ante una desviación en la frecuencia del sistema. Su función principal es contener la caída inicial de frecuencia luego de una pérdida súbita de generación o aumento abrupto en la demanda.

En rigor, dado que la frecuencia es una variable que se comporta de manera uniforme a lo largo de una interconexión, el requerimiento de reserva debería establecerse a nivel regional, y luego asignarse a las áreas

de control según factores definidos que ponderen, por ejemplo, la participación de cada área en la interconexión. Si se considera un desbalance de diseño para el SER de 440 MW (disparo de unidad de gran potencia + pérdida de la interconexión con México), y un factor de participación de Panamá del 20%, se obtiene que Panamá debiera aportar 88 MW de reserva (lo que equivale, en 2028, al 4% de la demanda máxima).

Un aspecto importante para estimar la reserva primaria disponible en un escenario operativo es definir adecuadamente el término “reserva primaria”. Las definiciones más actualizadas consideran el aporte que realiza una unidad en un determinado tiempo (por ejemplo, 10 segundos) frente a un desvío de frecuencia normalizado (por ejemplo, escalón de 0.6 Hz). La prueba puede hacerse en campo o mediante simulaciones a un modelo validado contra ensayos. De esta manera, la reserva primaria de una unidad no es igual a la reserva rodante (calculada como la diferencia entre Pmax y Pgen), sino que depende de factores como el estatismo, la banda muerta y la velocidad de respuesta del gobernador. El siguiente gráfico muestra un ejemplo de una unidad que guarda 30 MW de reserva rodante, pero su reserva primaria es sólo de 6 MW (aporte de potencia 10 segundos luego del escalón).



Como primera aproximación para la estimación de la reserva primaria en los escenarios de corto plazo, puede usarse la siguiente regla:

Reserva primaria por unidad	Caso en que aplica	Comentario
$R1 = \min(P_{max} - P_{gen}, 5\% * P_{gen})$	Unidades hidráulicas en estación seca	Baja hidraulicidad en estación seca
$R1 = \min(P_{max} - P_{gen}, 10\% * P_{max})$	Unidades hidráulicas en estación lluviosa Unidades térmicas en ambas estaciones	

R1: reserva primaria de una unidad, Pmax: potencia máxima de la unidad, Pgen: potencia generada por la unidad, Pgen: potencia generada por la unidad

2. Reserva secundaria (respuesta automatizada pero más lenta):

La reserva secundaria es el componente del sistema de respuesta de frecuencia que actúa posteriormente a la reserva primaria, en un rango de tiempo aproximado entre 30 segundos y 15 minutos. Su función principal es restablecer la frecuencia nominal, liberar la reserva primaria utilizada inicialmente, y mantener el equilibrio generación-demanda de forma sostenida tras una perturbación.

Esta reserva está constituida por unidades generadoras en línea controladas automáticamente mediante el Control Automático de

Generación (AGC). En condiciones normales de operación, se dimensiona como el mayor valor entre el 2% de la demanda horaria o el 25% del incremento previsto de la demanda para la siguiente hora; no obstante, en la práctica, suele prevalecer el criterio del 2% de la demanda.

La función del AGC es asegurar que el error de control de área (ACE) se mantenga cercano a cero, ajustando dinámicamente la generación despachable disponible para cumplir con los requisitos de esta reserva.

Tabla 4. 3 Plan del SIN con AGC

Unidad	Pmax (MW)	Pmin (MW)	Rampa Subida y Bajada (MW/min)
FORG1	102.51	5	7
FORG2	105.17	5	7
FORG3	102.62	5	7
CH1G1	105.49	60	3
CH1G2	105.62	60	3
BAIG1	44.49	31	2
BAYG2	84.06	44	7.2
BAYG3	82.08	44	7.2
BAIG1	44.49	31	2
BAIG2	44.56	31	2
ESTG1	60.46	32	4
ESTG2	62.32	32	4
LESG1	24.91	12	4
LESG2	24.79	12	4
PRUG1	31.24	12	3
PRUG2	31.29	12	3
BMIG1	29.5	14	2
BMIG2	29.16	14	2
ALTG1	24.41	7.6	0.5
ALTG2	24.35	7.6	0.5
ALTG3	24.07	7.6	0.5
PDOG1	16.8	3	1.6
PDOG2	16.87	3	1.6



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



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 considerado en este estudio corresponde al escenario base desarrollado a partir de análisis econométricos incluidos en el informe de Estudios Básicos 2025, el cual proyecta el crecimiento esperado del consumo eléctrico en función de variables macroeconómicas, demográficas y de comportamiento del sistema.

Para efectos del Plan de Expansión de Transmisión, se utiliza el pronóstico de demanda sin considerar pérdidas, a fin de representar con mayor precisión la energía que debe ser entregada por el sistema de transmisión a los diferentes centros de carga, permitiendo así una planificación más ajustada a la realidad operativa.

La distribución espacial de la carga se realiza por barra del sistema, con base en la información desagregada suministrada por cada uno de los

agentes distribuidores. Esta segregación permite ubicar geográficamente la demanda dentro del modelo eléctrico, facilitando los estudios de flujo de potencia y evaluación de capacidad del sistema.

A continuación, se presenta la distribución de la demanda por provincia y el correspondiente pronóstico de demanda sin pérdidas, como referencia para los estudios técnicos que sustentan la formulación del Plan de Expansión.

Gráfico 5. 1 Pronostico de Demanda Escenario Moderado

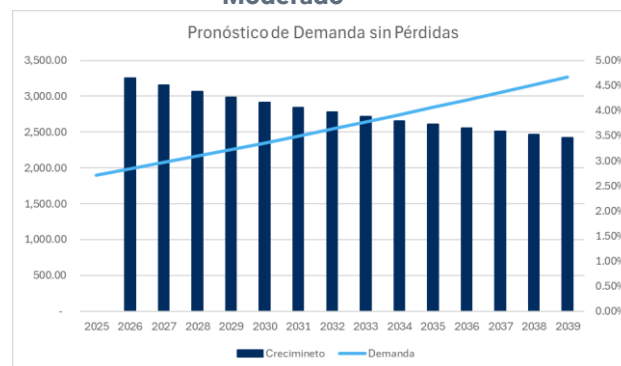
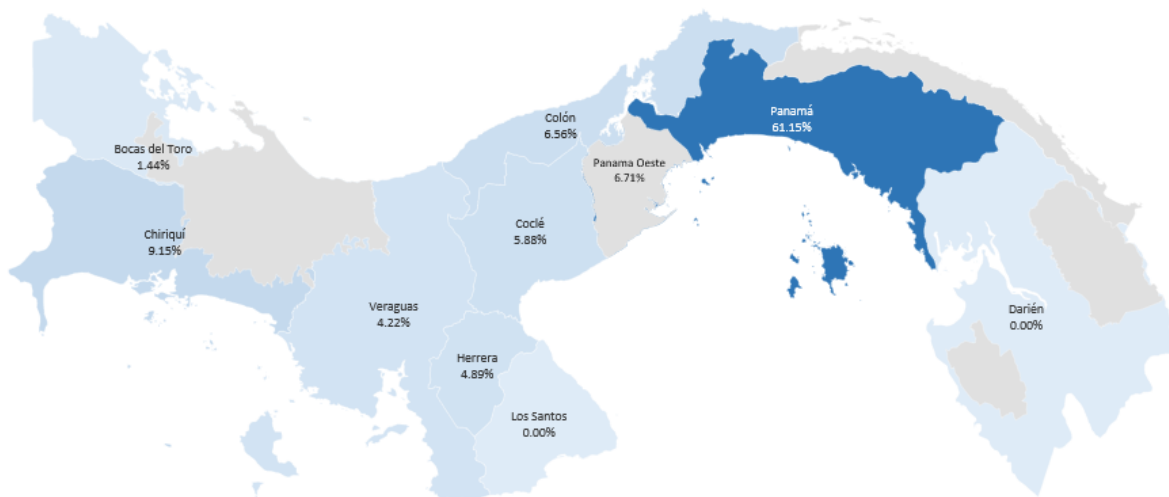


Figura 5. 1 Distribución de la Demanda por Provincia
Demanda por Provincia
Año 2025



PLANTEL DE GENERACIÓN

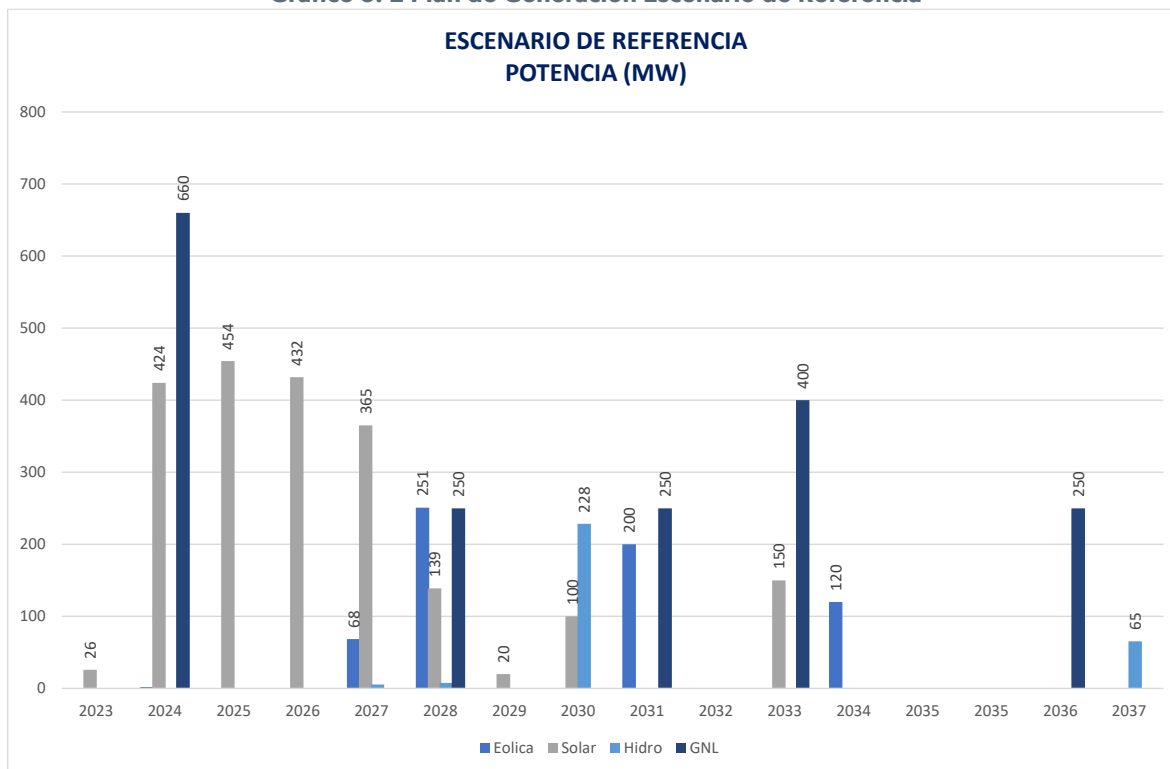
El Plan Indicativo de Generación 2025 establece la hoja de ruta para la expansión del parque de generación eléctrica en el país, definiendo los proyectos y tecnologías que se prevé entren en operación dentro del horizonte de planificación.

Para el desarrollo del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, los análisis se realizan tomando como base el escenario de referencia definido en dicho Plan de Generación. Este escenario integra la evolución proyectada de la

capacidad instalada, considerando tanto la entrada de nuevas plantas como la salida de unidades existentes, e incluye la participación esperada de tecnologías renovables, térmicas y otras fuentes.

A continuación, se presenta la composición futura de la generación que se incorporará al sistema, según lo establecido en el escenario de referencia, la cual constituye un insumo clave para los estudios de flujo de potencia, estabilidad y capacidad de evacuación del sistema de transmisión.

Gráfico 5. 2 Plan de Generación Escenario de Referencia



RED DE TRANSMISIÓN

Para el desarrollo del estudio, es fundamental considerar tanto el estado actual de la red de transmisión como el plantel de generación existente, ya que constituyen la base sobre la cual se evalúan las necesidades futuras del sistema. Esta condición de partida permite analizar con mayor precisión las capacidades reales, las restricciones actuales y las posibles vulnerabilidades operativas.

En relación con los años venideros del periodo de corto plazo, se incorpora al análisis la entrada en operación de los proyectos de

transmisión que fueron previamente recomendados y aprobados en los Planes de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) anteriores. Estos proyectos, al encontrarse en ejecución o próximos a su implementación, representan mejoras concretas que deben ser incluidas en la evaluación del sistema futuro.

A continuación, en la Tabla 5. 1, se presenta el listado de proyectos aprobados en el PESIN 2023, incluyendo sus fechas de entrada en operación actualizadas, así como los nuevos proyectos considerados en el presente análisis.

Tabla 5. 1 Proyectos de Transmisión

PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PERIODO DE CORTO PLAZO	
SUBESTACIONES	FECHA
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	30/sep/27
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	31/dic/27
NUEVA S/E LA HUACA 230/115/34.5 KV	31/may/28
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	31/may/28
COMPENSACION REACTIVA	FECHA
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	30/nov/25
BANCO CAPACITORES 80 MVAR PANAMÁ 115 KV	31/dic/26
BANCO CAPACITORES 80 MVAR PANAMA II 115KV 4x20 MVAR	31/dic/26
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	30/abr/27
STATCOM S/E PANAMA III +/- 240 MVAR	31/dic/28
TRANSFORMADORES	FECHA
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	31/oct/25
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	30/abr/28
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	30/abr/28
LINEAS	FECHA
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	31/dic/25
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	30/jun/26
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	30/mar/26
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM_ CAMBIO DE CONDUCTOR HTLS	30/abr/28
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL-LLS-EHI-CHO-PAN 230 KV 192 KM	31/dic/26
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	31/oct/26
AUMENTO DE CAPACIDAD LT SABANITAS PANAMA II 230 KV 50 KM	31/ago/27
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	30/sep/27
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	31/may/28

RED DE DISTRIBUCIÓN

En cumplimiento de lo establecido en el Artículo 64, literal d, del Reglamento de Transmisión, que dispone que la empresa de transmisión debe coordinar con las empresas distribuidoras los proyectos de alta tensión (líneas y subestaciones) y media tensión (líneas) en los puntos de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión (SPT) o el Sistema de Conexión de Transmisión (SCT), ETESA ha llevado a cabo el

proceso de consulta correspondiente con los agentes distribuidores.

Como parte de este proceso, se sostuvieron reuniones de coordinación con cada empresa distribuidora, en las cuales se discutieron y analizaron los respectivos planes de expansión, con el objetivo de alinear las necesidades de infraestructura de distribución con la planificación del sistema de transmisión nacional.

A continuación, en la

Tabla 5. 2, se presenta un resumen de los proyectos de expansión de las empresas distribuidoras considerados para el periodo de estudio, los cuales han sido puestos en conocimiento de ETESA para su debida incorporación y análisis

dentro del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.

Tabla 5. 2 Proyectos de Distribución

ENSA	PROYECTO	FECHA 2025	DESCRIPCION
1	Confiabilidad Zona Colón LAT	Jun 2026	Reconfiguración de la LAT 115-31 de SE Las Minas #1 a SE Las Minas #2 para mejorar la confiabilidad de servicio a los clientes de las Subestaciones France Field, Colón y Monte Esperanza ante condiciones que indispongan la S/E Las Minas #1
2	Nueva Subestación Gonzalillo	Dic 2028	Seccionamiento de una de las líneas de 230 kV (230-54/230-55) provenientes de la subestación Costa Norte (AES) y que finalizan en la subestación Panamá II, adicionando un nuevo Transformador de 50 MVA – 230/13.8 kV
3	Subestación Chepo	Dic 2028	Conexión en dos puntos de 34.5 kV en distintos transformadores pertenecientes a la S/E Chepo propiedad de ETESA, para instalar un transformador de potencia de 30 MVA - 34.5/13.8 kV y un Switchgear para nuevos circuitos de distribución
4	Expansión Subestación Chilibre	Dic 2029	Reconfiguración de la subestación y cambio de equipos de alta tensión
5	Expansión Subestación Monte Esperanza	Dic 2030	Construcción de una nueva subestación con voltaje AT de 115 kV. Reubicación del T3 115/43.8 kV de la SE France Field hacia la SE Monte Esperanza. Conexión de las líneas 44-1 y 44-2 en SE France Field 115 kV (estas líneas están construidas en 115 kV; no obstante, actualmente operan en 44 kV). Adición de un nuevo transformador: 50 MVA – 115/34.5/13.8 kV.
6	Nueva Subestación Cativá	Dic 2032	Líneas: 115 kV- configuración en anillo con las subestaciones Las Minas y France Field. Nuevo Transformador: 25 MVA – 115/13.8 kV.
7	Expansión Subestación Llano Bonito	Dic 2034	Adición de un nuevo Transformador: 50 MVA – 115/13.8 kV. Este proyecto no provocará movimientos de cargas entre nodos de alta tensión, y las proyecciones de demanda se mantienen conforme a lo reportado para el Informe Indicativo de Demandas.
EDECHI	PROYECTO	FECHA 2025	DESCRIPCION
1	Nueva subestación Veladero 230/34.5kV	2026	
2	Segundo Transformador San Cristobal 115/13.8kV 30MVA	2026	
3	Segunda LAT MDN - San Cristobal 115kV	2026	
4	Nueva subestación Changuinola II	2026	
EDEMET	PROYECTO	FECHA 2025	DESCRIPCION
1	Nueva subestación La Floresta 115/13.8kV.	2026	
2	Línea de 115kV del T2 de SE Chorrera (ETESA) a SE Chorrera 115kV (EDEMET)	2024	
3	Nueva Subestación Howard 115/13.8kV y Línea 115kV Burunga – Howard	2026	
4	Nueva Subestación Santiago 2(EL ANON) 230/34.5kV.	2027	
5	Ampliación de la SE El Higo (T4)	2025	
6	Nueva línea 115kV Llano Sánchez - Pocri.	2026	
7	LAT Justo Arosemena – Segunda Línea 115 kV	2026	
8	Nueva Línea AT Divisa – La Arena en 115kV	2026	
9	Conexión al T2 de SE Chorrera.	2024	
10	LAT SE Chorrera - SE El Torno 115 (Segunda Línea).	2026	
11	Ampliación SE Burunga 230/115/34.5 kV	2026	



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



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 del sector eléctrico panameño atraviesa una fase de transición compleja, marcada por desafíos técnicos significativos. Estos se derivan principalmente de la creciente integración de generación renovable variable especialmente solar y de las elevadas transferencias de energía que circulan por la red. En este contexto, la transmisión debe mantener la confiabilidad, eficiencia y seguridad operativa, al tiempo que se adapta a nuevas condiciones dinámicas impuestas por la evolución del sistema eléctrico nacional. Esta transformación requiere inversiones estratégicas, una planificación más ágil, y el uso intensivo de tecnologías digitales y herramientas analíticas avanzadas que respalden tanto la operación como la expansión de la red.

El monitoreo continuo del sistema de transmisión resulta esencial para garantizar su desempeño técnico. Entre los aspectos más críticos se encuentran la supervisión de los flujos de potencia activa y reactiva, el mantenimiento de niveles de voltaje dentro de rangos aceptables en las barras principales, y la utilización

adecuada de la capacidad térmica de líneas y transformadores. Igualmente, es fundamental vigilar la estabilidad del sistema ante contingencias como la pérdida de elementos clave, así como verificar el correcto funcionamiento de esquemas de protección, automatización y control. Las pérdidas técnicas, las condiciones ambientales que afectan los flujos eléctricos, y la disponibilidad operativa de los equipos también deben ser evaluadas de forma permanente mediante sistemas de supervisión como SCADA y unidades de medición fasorial (PMU), que permiten visualizar el comportamiento dinámico del sistema en tiempo real.

En este marco, es importante distinguir entre los requisitos técnicos generales del sistema eléctrico que abarcan la generación, la demanda, la transmisión y la distribución y aquellos que aplican exclusivamente a la transmisión. Estos los requisitos incluyen aspectos como el equilibrio constante entre generación y consumo, el mantenimiento de la frecuencia del sistema, la suficiencia de generación, la planificación integrada de la expansión y la calidad del servicio final, los requerimientos de transmisión se enfocan en garantizar

el transporte eficiente de grandes bloques de energía eléctrica a través de redes de alta y extra alta tensión. Esto implica el cumplimiento de condiciones técnicas específicas relacionadas con el control de flujos eléctricos, la estabilidad operativa, la coordinación de protecciones y la confiabilidad de los activos que conforman la red troncal.

Distinguir adecuadamente entre estos niveles de requisitos es crucial para la toma de decisiones técnicas y regulatorias, ya que permite delimitar responsabilidades, identificar cuellos de botella y orientar de manera eficaz las inversiones en infraestructura crítica. Solo mediante una gestión diferenciada pero coordinada de estos componentes será posible

asegurar el desempeño integral, seguro y resiliente del sistema eléctrico nacional frente a los retos actuales y futuros.

CONDICIONES DEL DESPACHO

La generación renovable (eólica y solar) junto con la generación hidráulica se encuentra distribuida en su gran mayoría en las regiones central y occidental del país, alejadas del principal centro de carga y la generación térmica principalmente de GNL que se ha ubicado en la zona oriental.

Figura 6. 1 Distribución de la Generación por 2025 y 2028 -Estación Seca

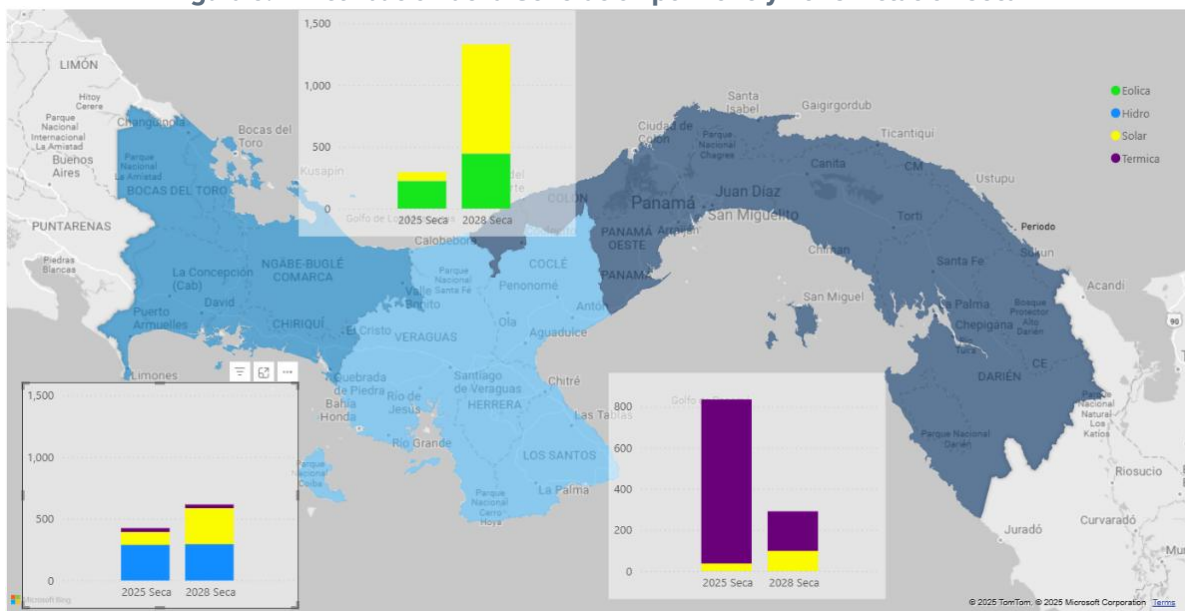
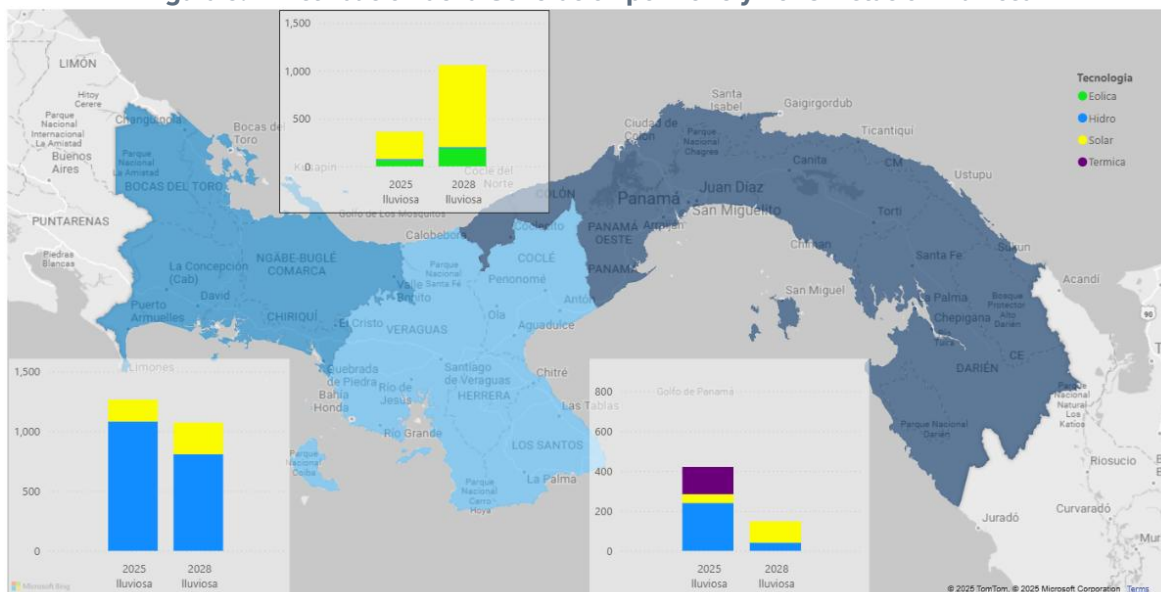


Figura 6. 2 Distribución de la Generación por 2025 y 2028 -Estación Lluviosa

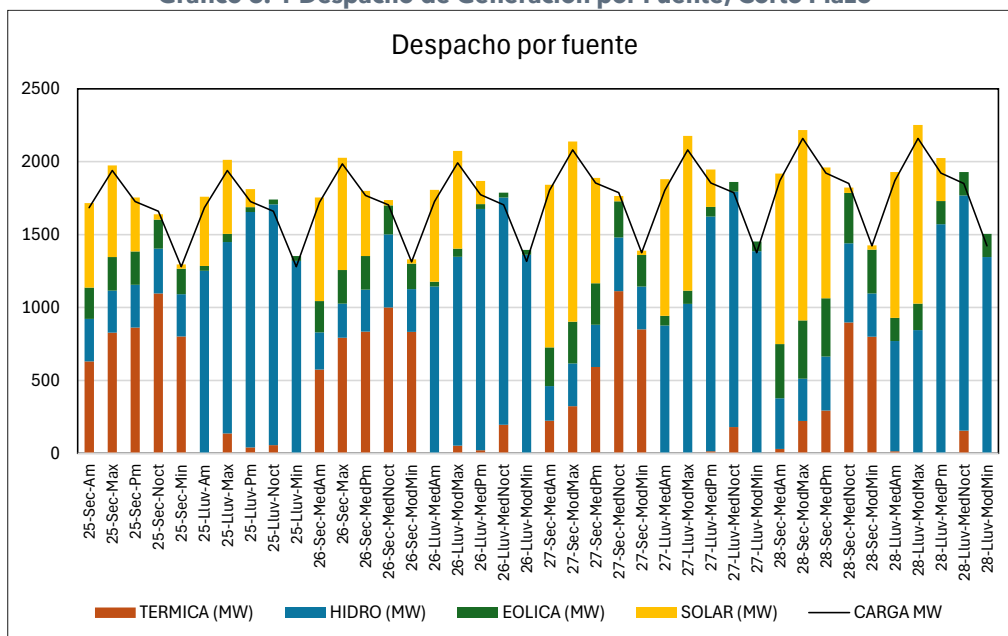


Durante el periodo de corto plazo, la generación hidroeléctrica se consolida como el pilar fundamental de la matriz energética, manteniendo una participación alta y sostenida, especialmente durante la estación lluviosa, donde se maximiza su aprovechamiento. Esta condición evidencia su papel estratégico no solo en la cobertura de la demanda base, sino también como fuente de respaldo frente a la variabilidad inherente de otras tecnologías, particularmente los renovables intermitentes.

Hacia el final del periodo de corto plazo, durante la estación seca, se observa una reducción significativa en la generación térmica, la cual es progresivamente sustituida por fuentes renovables no convencionales, con una penetración creciente de la generación solar fotovoltaica. Este comportamiento

refleja una transición estructural en la composición de la oferta, orientada hacia una matriz más diversificada

Gráfico 6. 1 Despacho de Generación por Fuente, Corto Plazo



El gráfico presentado muestra la distribución horaria (5 periodos de demanda) del despacho eléctrico por fuente de generación durante el periodo de corto plazo, evidenciando las contribuciones de las tecnologías térmica, hidroeléctrica, eólica y solar al suministro de energía, así como la evolución de la demanda (carga) del sistema.

La generación solar destaca en las franjas diurnas (DemMedAM, DemMax y DemMedPM), alcanzando picos que coinciden con los momentos de mayor carga. Su ausencia en las horas nocturnas es compensada principalmente por generación térmica, la cual incrementa su participación para mantener el equilibrio entre oferta y demanda.

La fuente eólica aporta de manera moderada e intermitente, sin un patrón horario definido, lo que refuerza la necesidad de contar con tecnologías flexibles (como la hidroeléctrica y la térmica) capaces de adaptarse dinámicamente a su variabilidad.

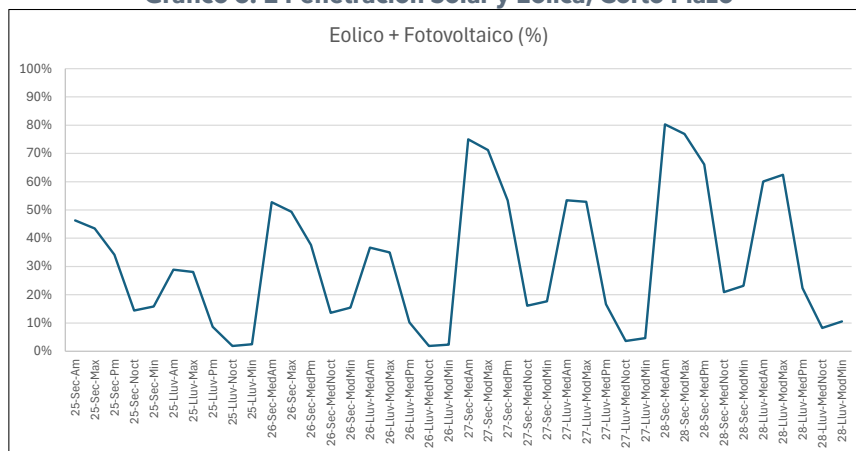
La curva de carga refleja un patrón diario típico, con máximos durante el día y mínimos en la noche. En todos los casos, la generación logra cubrir adecuadamente la demanda, evidenciando una operación segura, equilibrada y técnicamente robusta.

En resumen, el sistema eléctrico evidencia una integración progresiva y efectiva de fuentes renovables variables, sustentada por una base sólida de generación hidroeléctrica y térmica. Estas fuentes convencionales continúan desempeñando un rol esencial al

garantizar la cobertura de la demanda, especialmente frente a las

fluctuaciones naturales asociadas a la generación solar y eólica.

Gráfico 6. 2 Penetración Solar y Eólica, Corto Plazo



Tal como se observa en el gráfico anterior, la generación renovable no convencional presenta un comportamiento característicamente intermitente, con una marcada dependencia del recurso solar y un aporte complementario, aunque variable, del recurso eólico. Durante las horas de mayor radiación solar, estas tecnologías alcanzan una participación destacada, llegando a cubrir en algunos momentos más del 80% del despacho total, lo que evidencia su alto potencial para desplazar generación a base de combustibles fósiles y contribuir a una matriz más limpia y sostenible.

Sin embargo, esta variabilidad inherente pone de manifiesto la necesidad de contar con mecanismos de respaldo y esquemas de flexibilidad operativa, como almacenamiento energético, generación despachable y gestión de la demanda que aseguren la

continuidad del suministro, particularmente en las horas de baja disponibilidad renovable, como ocurre durante la noche o en condiciones meteorológicas adversas.

IMPACTO DEL DESPACHO DE GENERACIÓN EN LOS FLUJOS DEL SPT

El despacho de generación no solo define la cobertura eficiente de la demanda, sino que también influye directamente en el comportamiento de los flujos de potencia en el sistema de transmisión. Por ello, resulta fundamental identificar y referenciar los factores que inciden en la evolución de estos flujos, especialmente en un contexto de transición energética como el que se observa entre los años 2025 y 2028.

Históricamente, el comportamiento de las transferencias de energía desde la zona occidental hacia los principales centros de carga ha estado fuertemente condicionado por la estacionalidad de la generación hidroeléctrica. En particular, durante la época lluviosa, los altos niveles de generación en las plantas hidroeléctricas ubicadas en el occidente del país daban lugar a flujos máximos de potencia hacia el centro y oriente del sistema. Por el contrario, en la época seca, la disminución de caudales provocaba una reducción significativa en los flujos, trasladando el soporte del sistema a otras tecnologías o regiones, este comportamiento se aprecia si ponemos como punto de referencia el flujo entrando en la subestación Llano Sanchez.

No obstante, la comparación del despacho entre los años 2025 y 2028 revela un cambio estructural en el patrón tradicional de generación. La expansión de fuentes renovables no convencionales, particularmente solar y eólica, ha transformado la distribución geográfica de la oferta energética. Estas nuevas plantas, ubicadas principalmente en las regiones occidental y central del país, aportan una generación significativa tanto en época seca como lluviosa, contribuyendo a reducir la dependencia estacional de la hidroelectricidad.

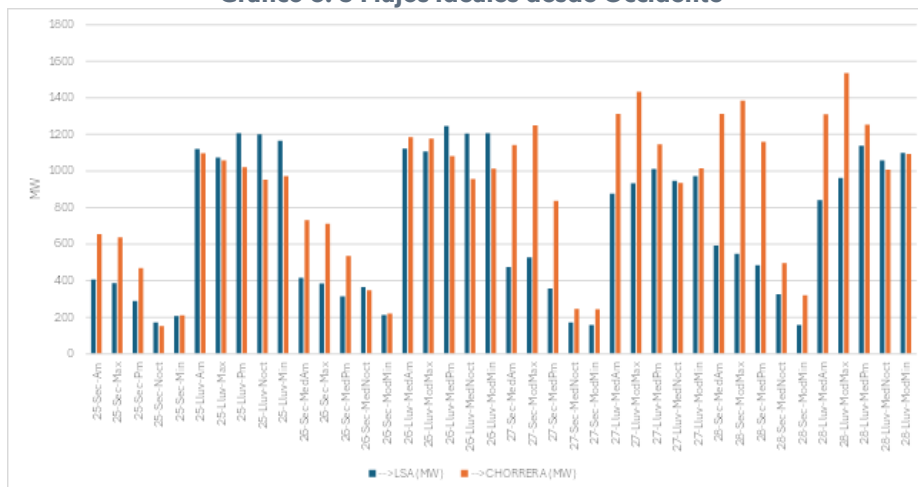
Este cambio se hace especialmente evidente al analizar los límites de flujo desde una perspectiva geográfica

distinta, utilizando como punto de referencia las tres líneas de transmisión que convergen en las cercanías de la subestación Chorrera. Desde esta ubicación estratégica, es posible apreciar con mayor claridad el impacto de la generación renovable en el perfil de flujos y la redistribución de la energía en el sistema.

Como consecuencia, se observa una, lo cual representa un cambio significativo en el comportamiento operativo del sistema de transmisión. Este nuevo patrón implica la necesidad de adaptar las estrategias de planificación, control y operación de la red, ya que la variabilidad estacional del pasado tenderá a homogeneizarse, y las transferencias desde el occidente hacia el centro de carga podrían mantenerse elevadas de forma más constante a lo largo del año.

En este sentido, el análisis del despacho no puede desvincularse del análisis del comportamiento de la red, ya que la forma en que evoluciona la matriz de generación en términos tecnológicos, geográficos y estacionales tiene impactos directos sobre la capacidad de transmisión requerida, el riesgo de congestiones, y la necesidad de reforzar ciertas rutas críticas para garantizar la seguridad del sistema.

Gráfico 6. 3 Flujos Ideales desde Occidente



En el gráfico se destaca específicamente el comportamiento de la suma de los flujos en las tres principales líneas de transmisión que conectan la zona occidental (generación) con la oriental (carga), medidos en los puntos de entrada a la subestación Llano Sánchez y geográficamente antes de la subestación Chorrera. Estos puntos se resaltan debido a que, en el contexto del flujo desde occidente, actúan como cuellos de botella o pasos obligados para la energía que se traslada desde las áreas de generación hacia los principales centros de consumo ubicados en el oriente del país.

CONDICIONES Y DESAFÍOS TÉCNICOS DEL SPT

Desde el punto de vista del sistema de transmisión, uno de los objetivos fundamentales es garantizar que los niveles de voltaje se mantengan

dentro de los márgenes operativos establecidos, al tiempo que se evita la sobrecarga de los elementos de la red en condiciones normales de operación (estado N) y ante contingencias simples (estado N-1). Este principio de seguridad operacional se convierte en un reto aún mayor bajo escenarios futuros.

En este contexto, el sistema podría alcanzar su límite de flexibilidad operativa, especialmente en condiciones de alta transferencia de potencia desde zonas generadoras hacia centros de carga distantes. La pérdida de margen de maniobra en la red puede dar lugar a fenómenos críticos como la inestabilidad de voltaje, considerada una de las manifestaciones más relevantes y complejas dentro del análisis de seguridad del sistema.

Estabilidad de Tensión y Control de Potencia Reactiva:

La inestabilidad de voltaje se presenta cuando la red es incapaz de mantener voltajes aceptables ante perturbaciones, debido a una combinación de factores como:

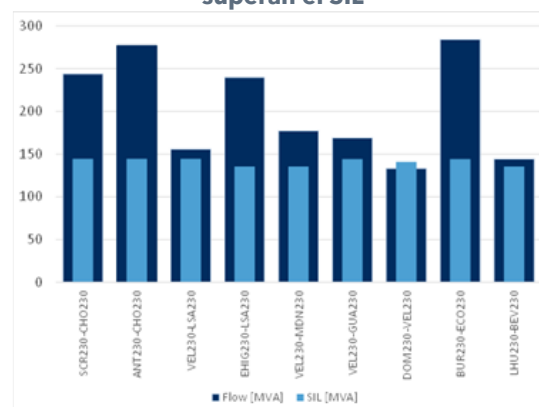
- Alta carga reactiva de líneas largas de transmisión.
- Baja respuesta de controladores de voltaje (VAR).
- Limitada capacidad de soporte local (compensadores, generación síncrona).
- Disminución de la generación hidroeléctrica con capacidad de regulación rápida.

Este fenómeno no solo amenaza con desconexiones parciales del sistema, sino que también compromete la integridad de equipos y la continuidad del servicio, por lo que su análisis y mitigación debe ser una prioridad en la planificación futura. Ante este panorama, resulta indispensable reforzar la red de transmisión con proyectos estratégicos, implementar esquemas de compensación reactiva adecuados, y asegurar una coordinación efectiva entre generación y transmisión que preserve la estabilidad del sistema en todos sus estados operativos.

Es fundamental identificar las causas que generan inestabilidad de voltaje en el sistema de transmisión, a fin de implementar medidas que garanticen una operación segura y confiable. El análisis realizado ha permitido identificar que existen líneas de transmisión con longitudes superiores a los 80 km, operando por

encima de su Límite de Carga Natural (SIL), como es el caso de los tramos entre las subestaciones Mata de Nance y Panamá, Panamá II y Panamá III.

Gráfico 6. 4 Líneas de Transmisión que superan el SIL



Bajo estas condiciones, se presenta una caída progresiva de tensión en el extremo receptor, producto de la incapacidad de la línea para sostener su propio perfil de voltaje. Este fenómeno es particularmente crítico en configuraciones con líneas extensas o con una alta concentración de carga en el extremo final, lo que puede llevar a que los niveles de tensión descendan por debajo de los límites operativos aceptables.

Figura 6. 3 Condiciones de Voltaje y Flujos del SPT 230kV Sin Proyectos

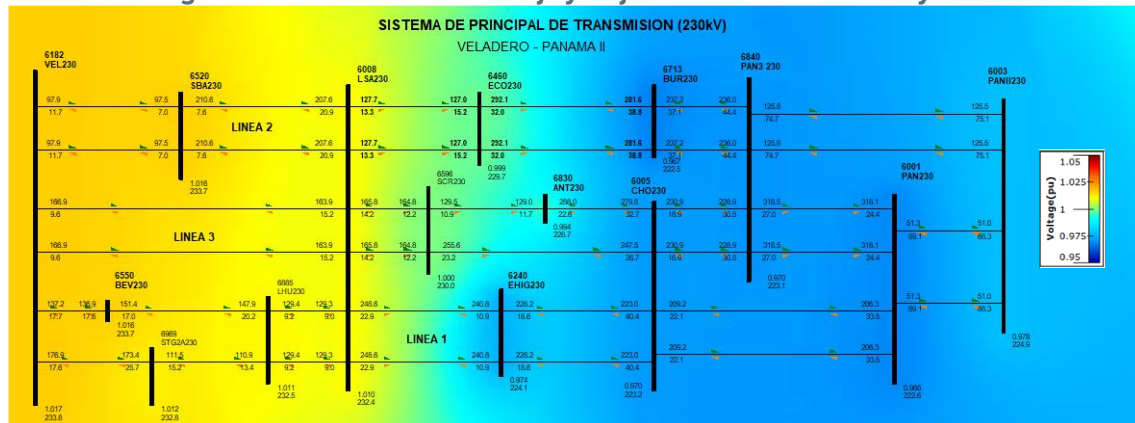
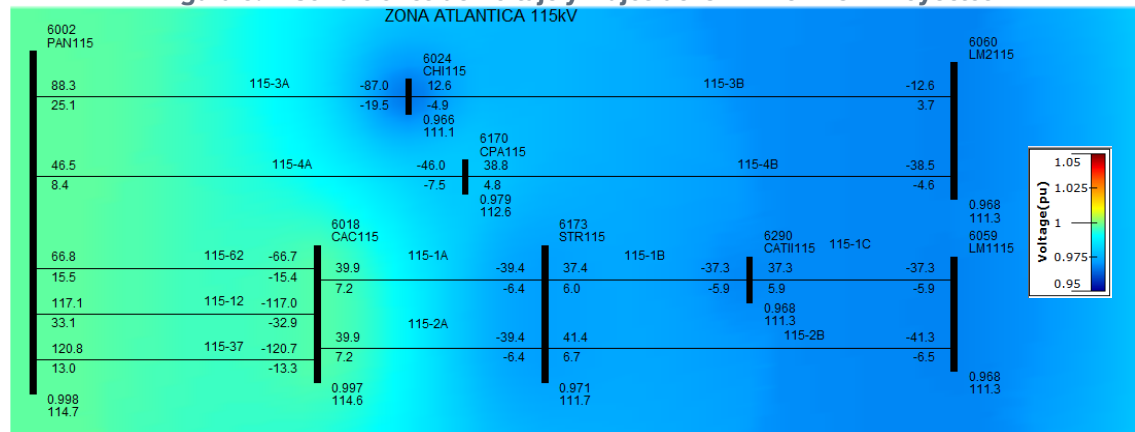


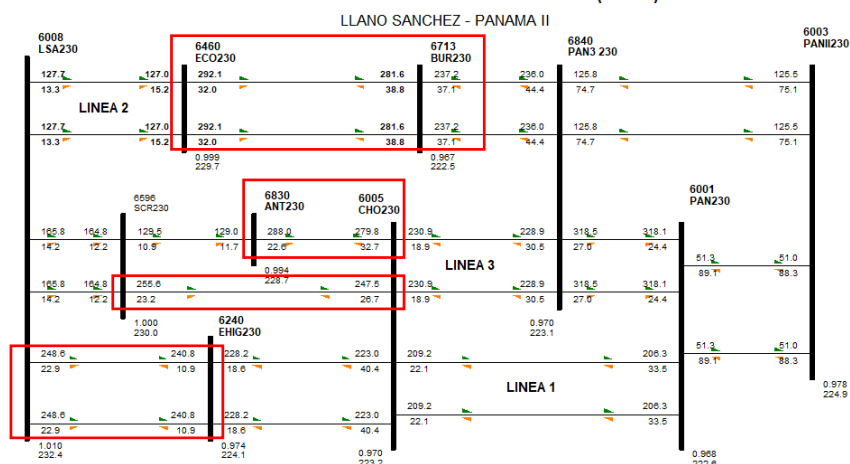
Figura 6. 4 Condiciones de Voltaje y Flujos del SPT 115kV Sin Proyectos



Adicionalmente, al operar por encima del SIL, las líneas comienzan a absorber potencia reactiva en lugar de generarla (ver figura X), lo que reduce la disponibilidad de soporte de voltaje en la zona afectada. Esto incrementa la dependencia de fuentes externas de compensación reactiva, como generadores, compensadores síncronos o dispositivos FACTS, cuya ausencia o ubicación distante puede agravar la condición de inestabilidad.

Figura 6. 5 Flujos del SPT (230kV) Superan el SIL

SISTEMA DE PRINCIPAL DE TRANSMISION (230kV)



En este contexto, perturbaciones como la desconexión de líneas, variaciones bruscas de carga o salidas de generación pueden intensificar significativamente los riesgos de inestabilidad de voltaje, afectando la seguridad y continuidad del servicio eléctrico.

Gráfico 6. 6 Capacidad Máxima de Transferencia, Sin Proyectos

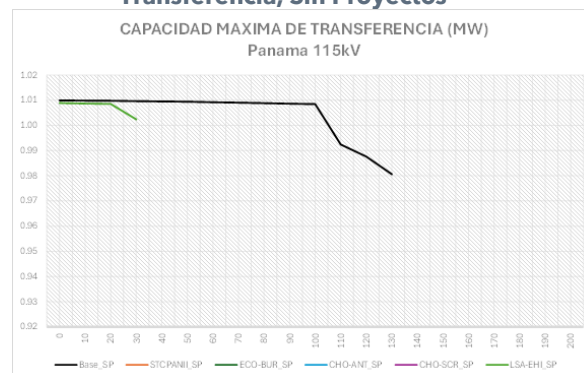
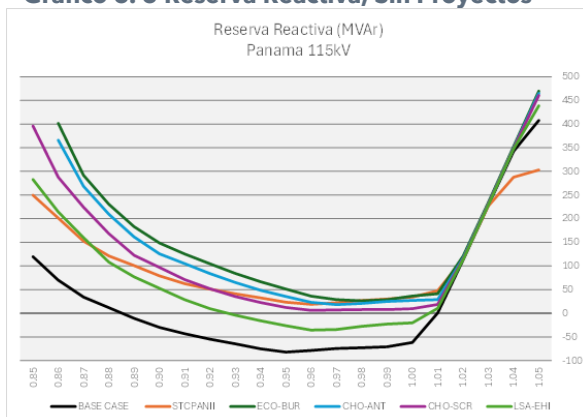


Gráfico 6. 5 Reserva Reactiva, Sin Proyectos



Tal como se observa en el gráfico anterior, con excepción de la contingencia en el corredor El Higo - Llano Sánchez, el resto de las contingencias identificadas como críticas en la Figura X evidencian una insuficiencia de reserva reactiva en el sistema. Esta limitación impide sostener un perfil de tensión adecuado ante dichas fallas, lo que conduce a un colapso por inestabilidad de voltaje. Lo anterior pone en evidencia la vulnerabilidad del sistema frente a eventos severos y resalta la necesidad de reforzar la capacidad de soporte dinámico de tensión.

Complementariamente, el análisis con curvas PV refuerza esta conclusión, al evidenciar que salvo en el caso base y parcialmente bajo la contingencia El Higo - Llano Sánchez el sistema eléctrico carece de márgenes de estabilidad suficientes para admitir incrementos sostenidos de transferencia de potencia activa desde occidente. Las condiciones impuestas por las contingencias críticas no solo comprometen la respuesta en tensión, sino que también restringen la capacidad del sistema para atender aumentos de demanda o redistribuciones de flujo, colocándolo peligrosamente cerca de sus límites de operación segura.

SEGURIDAD OPERATIVA

Los análisis de flujo de carga en estado normal (N) evidencian la presencia de sobrecargas que comprometen la operación segura del sistema eléctrico. Entre los casos más relevantes se destaca el circuito 230-9A, Mata de Nance - Boquerón, el cual opera por encima del 100% de su capacidad durante la estación lluviosa en escenarios de demanda máxima y media matutina. Asimismo, se identificó una sobrecarga en el transformador T1 (230/115/34.5 kV) de la subestación San Bartolo, que supera el 100% de su capacidad en estación seca bajo condiciones alta generación en esta zona.

Por otro lado, los análisis en condición N-1 revelan vulnerabilidades adicionales. Ante

contingencias simples en la línea Panamá - Panamá III (circuitos 230-47A y 230-48A), se generan sobrecargas en el circuito restante cuando uno de ellos sale de servicio, especialmente en escenarios de demanda máxima tanto en estación seca como lluviosa.

Figura 6. 6 Flujos Mata de Nance - Progreso, Sin Proyecto

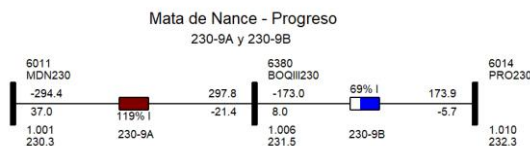


Figura 6. 7 Flujos S/E San Bartolo (T1), Sin Proyecto

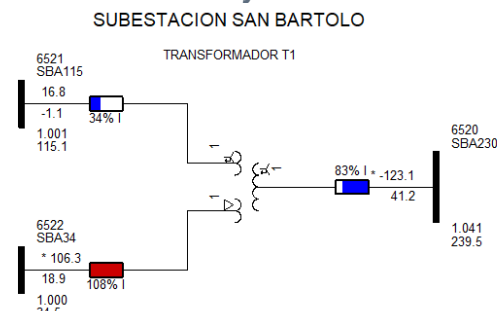
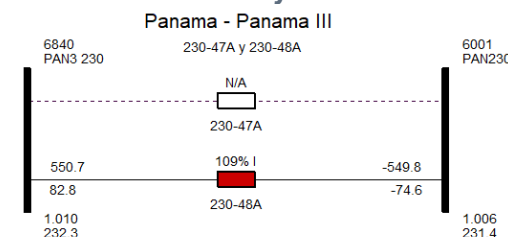


Figura 6. 8 Flujos Panamá -Panamá III (N-1), Sin Proyecto



CONDICIONES Y DESAFÍOS TÉCNICOS DEL SIN

Los análisis de estabilidad transitoria evidencian que, ante ciertas contingencias críticas, la interconexión regional con países vecinos desempeña un papel fundamental para mantener la integridad del sistema y evitar cortes de carga significativos. Tal como se observa en el siguiente gráfico, los niveles de intercambio de potencia postfalla evidencian que el sistema regional actúa como soporte ante la pérdida de grandes bloques de generación. Esta situación pone de manifiesto una elevada dependencia externa para garantizar la robustez operativa del Sistema Interconectado Nacional (SIN) frente a eventos severos, lo que constituye una señal de alerta sobre su limitada capacidad de respuesta autónoma ante desequilibrios abruptos entre la carga y la generación.

Gráfico 6. 7 Intercambios de Costa Rica hacia Panamá con Falla en Gatún

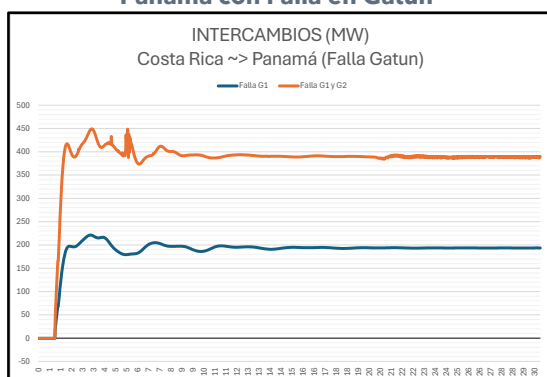
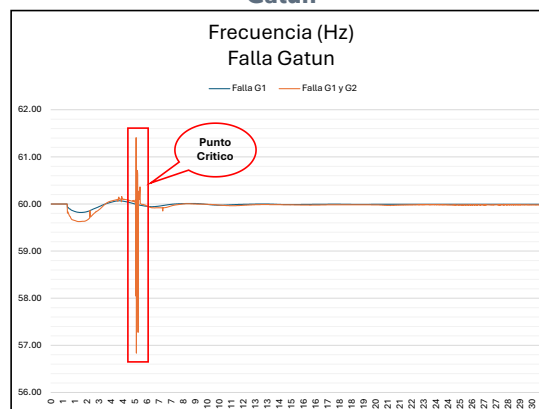
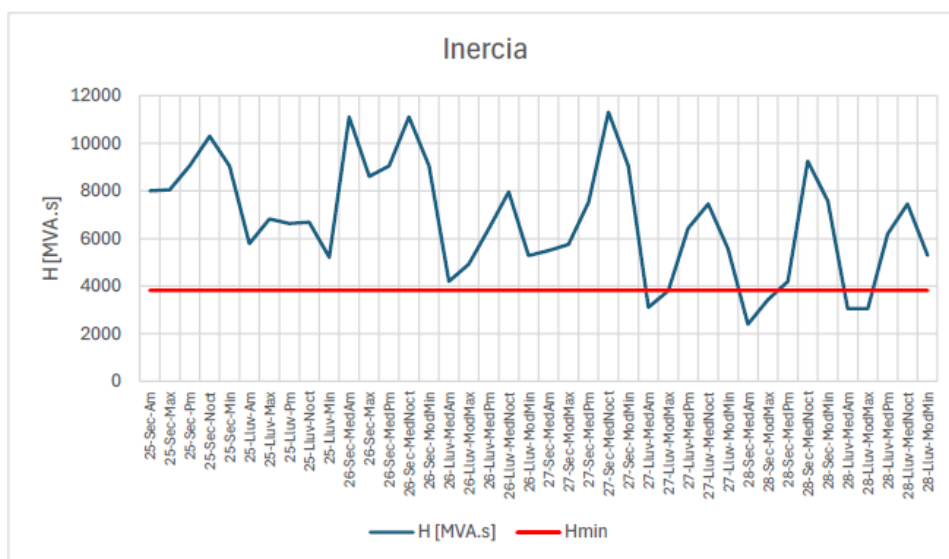


Gráfico 6. 8 Frecuencia de la red con falla en Gatún



Dicha vulnerabilidad se ve agravada por la creciente participación de fuentes de generación renovable no convencional, como la solar fotovoltaica y la eólica. Estas tecnologías, si bien aportan significativamente a la diversificación y descarbonización de la matriz energética, carecen de inercia rotacional y de capacidad de respuesta inmediata ante disturbios de gran magnitud, particularmente cuando operan sin el respaldo de sistemas de almacenamiento o controladores avanzados. En este contexto, el sistema pierde robustez frente a eventos transitorios que requieren una respuesta rápida y sostenida para contener oscilaciones de frecuencia y voltaje.

Gráfico 6. 9 Inercia de la Red, Corto Plazo



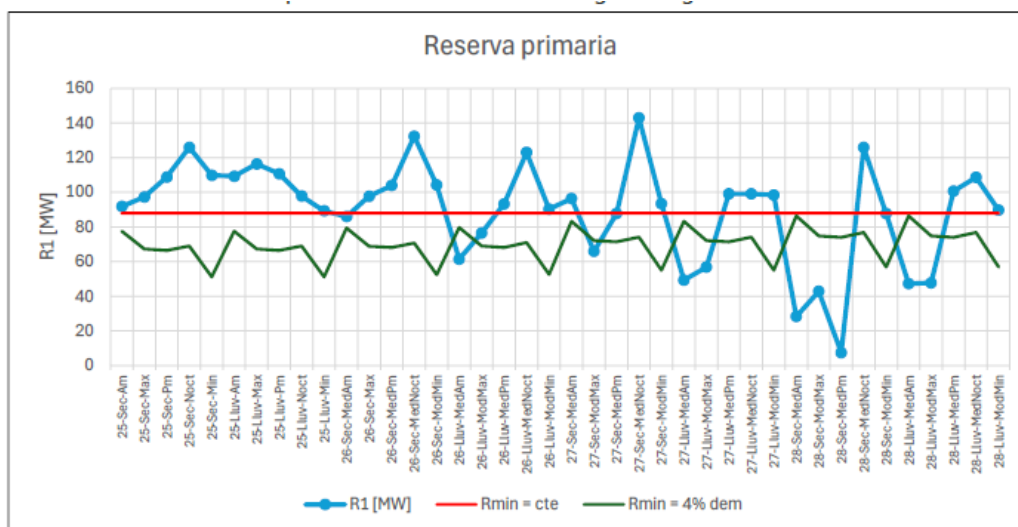
En el gráfico anterior, se evidencia una tendencia decreciente en los niveles de inercia del sistema eléctrico, como consecuencia directa del incremento en la participación de tecnologías renovables no sincrónicas dentro del despacho de generación, principalmente solar fotovoltaica.

Esta reducción en la inercia es relevante desde el punto de vista operativo, ya que limita la capacidad del sistema para resistir variaciones súbitas en la frecuencia ante contingencias graves, como la pérdida de grandes generadores. La disminución progresiva de la inercia implica una mayor tasa de cambio de frecuencia (RoCoF), lo cual reduce el tiempo disponible para que los esquemas de control actúen eficazmente.

Particularmente, los escenarios correspondientes al año 2028 bajo

condiciones de demanda máxima y demanda media en la mañana (AM) presentan los valores más bajos de inercia de todo el período analizado. Esto los convierte en escenarios críticos para la seguridad operativa, ya que combinan alta penetración renovable, baja contribución sincrónica y elevada exigencia del sistema.

Gráfico 6. 10 Reserva Primaria, Corto Plazo



Como puede observarse, a medida que aumenta la participación de fuentes renovables, se produce una reducción gradual de la reserva primaria. En los escenarios correspondientes a los años 2027 y 2028, esta disminución es más notoria durante el día, debido al alto aporte de generación solar, provocando que la reserva primaria disponible caiga por debajo de los umbrales mínimos definidos por dos criterios: un valor fijo de 88 MW y un valor proporcional equivalente al 4% de la demanda.

Por consiguiente, para viabilizar los niveles de penetración renovable establecidos en el Plan de Generación, específicamente en los escenarios de estación seca, con demanda máxima y media AM en 2027 y 2028, será necesario complementar la reserva primaria.

Aunque este último aspecto no se encuentra dentro del alcance operativo del Sistema de

Transmisión, se prevé que el Sistema Interconectado Nacional carezca, en el futuro, de niveles óptimos de reserva primaria, secundaria e inercia que garanticen una operación confiable bajo esquemas de despacho con alta penetración de fuentes renovables, en particular generación solar. Esta limitación podría restringir la integración eficiente de dichas fuentes al sistema.

En consecuencia, se evidencia la necesidad de fortalecer las capacidades internas del SIN, a través de medidas como la incorporación de recursos síncronos de respaldo, sistemas de almacenamiento de energía, esquemas de control adaptativo, una planificación más integrada con criterios de estabilidad dinámica y la evolución de la reglamentación vigente.

RECOMENDACIONES PARA MANTENER LA SEGURIDAD OPERATIVA DEL SPT

Los análisis técnicos evidencian que, bajo ciertas configuraciones de despacho y ante contingencias críticas, el sistema presenta vulnerabilidades asociadas a la inestabilidad de voltaje, la sobrecarga de activos estratégicos (Líneas y Transformadores), y una limitada capacidad de respuesta inercial frente a disturbios de gran magnitud. Estas debilidades, si no son abordadas de forma oportuna, pueden comprometer la continuidad del servicio y limitar la integración eficiente de fuentes renovables, afectando tanto la confiabilidad como la sostenibilidad de la operación.

En este contexto, se hace indispensable la implementación de soluciones específicas y técnicamente fundamentadas que fortalezcan la seguridad operativa del SIN en el corto plazo. Estas soluciones deben abarcar desde el refuerzo de la capacidad de soporte de voltaje y la modernización de la infraestructura crítica de transmisión, hasta la incorporación de tecnologías emergentes como el almacenamiento de energía, los dispositivos FACTS, y sistemas avanzados de monitoreo en tiempo real. Asimismo, deben acompañarse de un marco normativo actualizado y de esquemas de planificación y operación más flexibles, capaces de

anticipar y gestionar eficazmente los riesgos derivados de la transición energética.

A continuación, se presentan un conjunto de acciones técnicas prioritarias orientadas a asegurar una operación segura, confiable y robustez del sistema eléctrico panameño frente a los desafíos actuales y futuros.

REFUERZO DE LA CAPACIDAD DE COMPENSACIÓN REACTIVA

Ante los problemas de inestabilidad de voltaje identificados en el sistema de transmisión –principalmente asociados a la operación de líneas por encima de su Límite de Carga Sin Pérdidas (SIL) y a la limitada disponibilidad de soporte reactivo local– se recomienda la implementación de medidas correctivas orientadas a mejorar el desempeño dinámico del sistema y su capacidad de regulación de tensión. Entre las principales acciones propuestas se encuentran:

Instalación de bancos de capacitores shunt en barras eléctricas críticas, tales como Llano Sánchez, Santa Rita, Panamá, Panamá II y Panamá III. Esta medida contribuirá a incrementar la capacidad de generación de potencia reactiva local, estabilizar los perfiles de voltaje y reducir las transferencias innecesarias de potencia reactiva a larga distancia, lo cual también disminuye las pérdidas

eléctricas y mejora la eficiencia operativa.

Incorporación de dispositivos FACTS (Flexible AC Transmission Systems), en particular STATCOM (Static Synchronous Compensator), en puntos estratégicos de la red. Estos equipos permiten una regulación continua y rápida de la potencia reactiva, ofreciendo una respuesta dinámica ante perturbaciones del sistema. A diferencia de los compensadores estáticos convencionales, los STATCOM mantienen su capacidad de entrega de potencia reactiva incluso en condiciones de voltaje bajo, lo que los hace especialmente efectivos para enfrentar contingencias severas o eventos de colapso de tensión inminente.

La incorporación de la nueva línea en 230 kV que conecte la zona Atlántica permitirá redistribuir los flujos de potencia, reduciendo significativamente la carga en el corredor en 115 kV y mejorando el acoplamiento entre zonas. Además de descongestionar la infraestructura existente, esta línea reforzará el perfil de tensión local, al ofrecer una trayectoria adicional de menor impedancia para el soporte reactivo desde el resto del sistema.

Estas soluciones contribuirán no solo a mitigar los riesgos de inestabilidad de voltaje en condiciones operativas exigentes, sino también a mejorar la

robustez general del sistema frente al incremento de la demanda y la creciente participación de generación renovable intermitente, que típicamente aporta una capacidad limitada de soporte reactivo.

Se recomiendan los siguientes proyectos:

- Adición de Bancos de Capacitores 40MVar en Santa Rita 115 kV (2x20MVar)
- Adición de Bancos de Capacitores 40MVar en Panamá 115 kV y 40MVar Panamá II 115kV 4x20MVar
- Adición de Bancos de Capacitores 80MVar en Panamá 115 kV y 80MVar Panamá II 115kV 4x20MVar
- Banco de Capacitores en la S/E Llano Sanchez 230 kV 60MVar
- Línea Sabanitas-Santa Rita 230kV, S/E Santa Rita 230kV y ad. Sabanitas 230 kV
- STATCOM S/E Panamá III +/- 240MVar

La implementación de estos proyectos es crítica para mitigar la vulnerabilidad actual ante contingencias y mejorar la calidad del servicio de transmisión.

Figura 6. 9 Condiciones de Voltaje y Flujos del SPT 230kV Con Proyectos

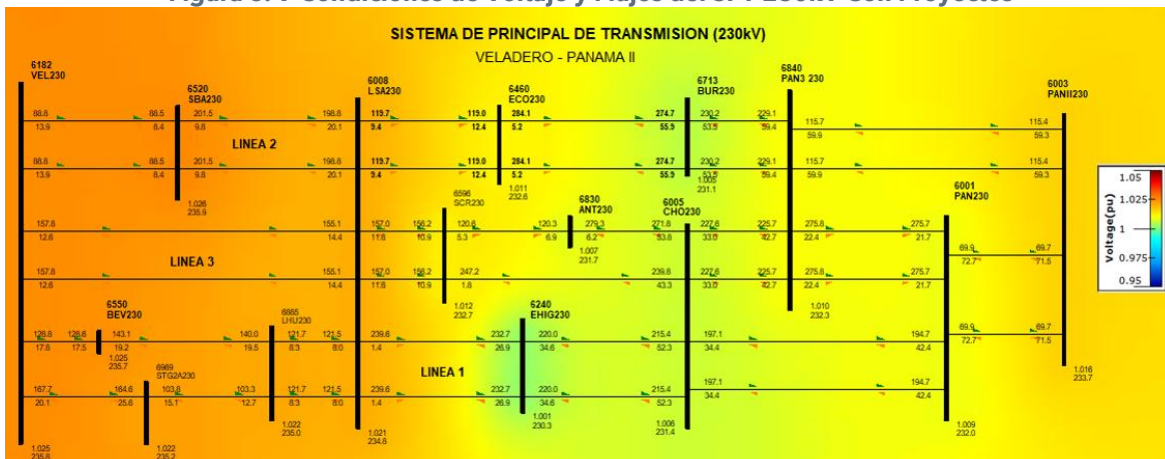


Figura 6. 10 Condiciones de Voltaje y Flujos del SPT 115kV Con Proyectos

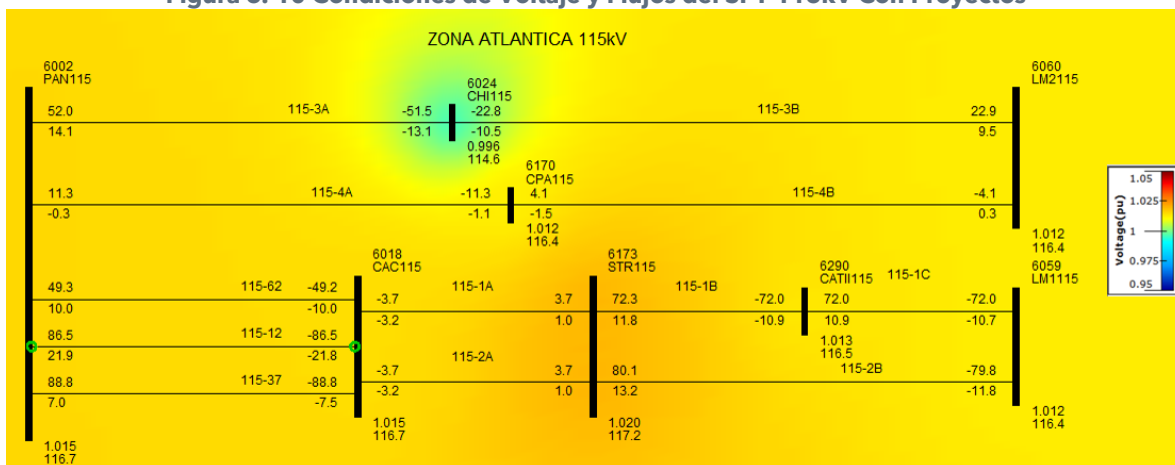


Gráfico 6. 11 Comparación de Reserva Reactiva, Con y Sin Proyecto

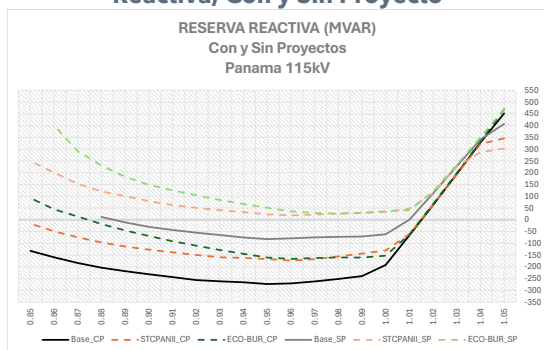
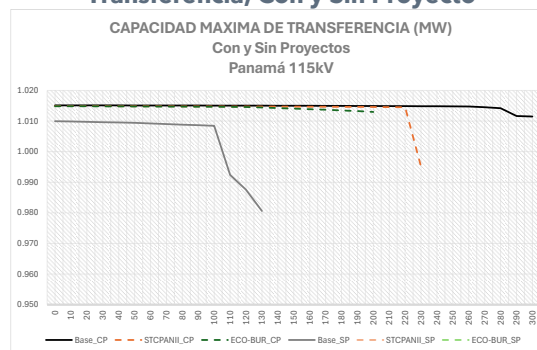


Gráfico 6. 12 Comparación Máxima de Transferencia, Con y Sin Proyecto



Con base en los resultados mostrados en los gráficos, se evidencia que la entrada en operación de los proyectos contribuye significativamente al

incremento de la reserva de potencia reactiva disponible en el sistema. Este refuerzo en la capacidad de soporte dinámico permite mejorar la estabilidad de voltaje en condiciones normales y contingentes, facilitando además una mayor capacidad de transferencia de potencia activa desde la zona occidental hacia los centros de carga, en respuesta al crecimiento sostenido de la demanda eléctrica, sin representar cambios significativos en las condiciones de voltaje.

No obstante, a pesar de los beneficios observados, la contingencia correspondiente a la línea El Coco - Burunga continúa representando el evento más limitante dentro del conjunto de fallas analizadas. Esta contingencia impone las condiciones más severas para la operación del sistema, tanto en términos de degradación del perfil de voltaje como de reducción del margen de transferencia.

Gráfico 6. 13 Flujos desde Occidente, Con Proyectos

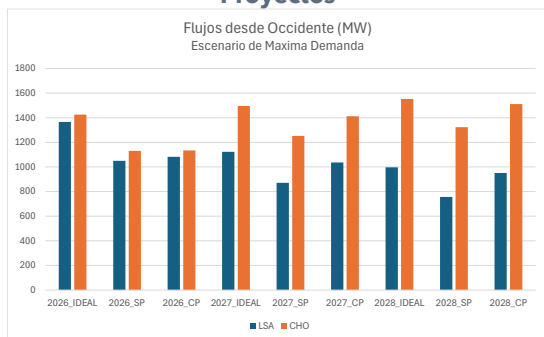
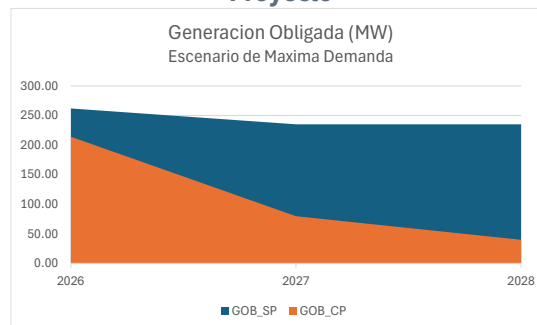


Gráfico 6. 14 Generación Obligada, Con u Sin Proyecto



La incorporación oportuna de los proyectos de transmisión previstos a corto plazo resulta fundamental para viabilizar un despacho económico eficiente y sostenible. Estos refuerzos permiten una mejor redistribución de los flujos de potencia, reduciendo cuellos de botella estructurales y facilitando la evacuación de generación desde zonas de alto recurso renovable hacia los centros de carga. Como resultado, se estima que para el año 2028 el requerimiento de generación obligada requerida por razones de seguridad del sistema se reducirá a tan solo 40 MW. Sin embargo, de no contar con estas obras de transmisión, dicho requerimiento aumentaría significativamente hasta aproximadamente 235 MW, lo que comprometería la eficiencia operativa del sistema y restringiría el aprovechamiento pleno de los recursos renovables, particularmente la generación hidroeléctrica. Esta condición obligaría a limitar la producción de centrales hidroeléctricas existentes o, en su defecto, dificultaría la integración de nuevos proyectos renovables al Sistema Interconectado Nacional, afectando directamente la

sostenibilidad de la matriz energética.

REFUERZO DE INFRAESTRUCTURA CRÍTICA DEL SPT

Se deben realizar los refuerzos necesarios que solventen las condiciones de sobrecarga que se presentan en áreas puntuales como la S/E San Bartolo, la línea Mata de Nance - Boquerón III - Progreso - Frontera, y entre la S/E Panamá y Panamá III. Es importante garantizar la confiabilidad del Sistema de transmisión mediante el reemplazo tecnológico oportuno de los activos que han alcanzado el final de su vida útil, incorporando mejoras en capacidad y desempeño operativo.

En este contexto, se justifica el reemplazo del conductor de la línea de transmisión 1 y 2, no por requerimientos de aumento de capacidad, sino debido al desgaste acumulado por envejecimiento, que afecta sus propiedades mecánicas y eléctricas, aumentando el riesgo de fallas y limitando la confiabilidad operativa.

Además, esta línea opera en paralelo con otra infraestructura más reciente, por lo que mantener condiciones eléctricas similares entre ambas es fundamental para garantizar un reparto equilibrado de los flujos de potencia. Si no se realiza el reemplazo, se podría generar un desbalance operativo que

sobrecargue la línea en mejor estado, afectando la eficiencia y seguridad del sistema.

Por tanto, se recomienda proceder con el cambio de conductor, manteniendo la capacidad actual, como una medida preventiva que refuerza la integridad del corredor, mejora la distribución de carga entre líneas paralelas y contribuye a la continuidad y confiabilidad del SIN.

Tal como se indicó en el diagnóstico del Sistema Interconectado Nacional (SIN), el sistema presenta una alta vulnerabilidad ante la pérdida repentina de grandes bloques de generación. Este tipo de eventos puede producirse bajo diversas condiciones operativas, como fallas en unidades generadoras, desconexiones intempestivas o limitaciones en la red de transmisión que impidan evacuar adecuadamente la potencia generada. En particular, cuando una línea de transmisión opera de forma sostenida cerca o por encima de su límite térmico, existe un riesgo real de que salga de servicio por sobrecarga, lo que puede provocar la desconexión automática de generación asociada por falta de trayectoria de evacuación. Este tipo de situaciones agrava el desbalance carga-generación y puede comprometer la estabilidad del sistema.

En este sentido, resulta crítico garantizar que ninguna falla en elementos del sistema de transmisión

derive en la pérdida forzada de grandes volúmenes de generación, ya que esto podría desencadenar un colapso sistémico de gran magnitud.

Particularmente, se identifica la necesidad de aumentar la capacidad de transmisión de la línea Sabanitas - Panamá II, con el fin de asegurar una adecuada evacuación de potencia desde zonas de generación estratégicas hacia los principales centros de carga del país. Este refuerzo permitirá no solo disminuir el riesgo de sobrecarga y salida de servicio de la línea, sino también reducir la probabilidad de desconexiones masivas de generación ante contingencias, contribuyendo así al fortalecimiento de la seguridad operativa y la confiabilidad del SIN.

se recomiendan los siguientes proyectos:

- Aumento de Capacidad Línea Panamá III - Panamá 230kV
- Línea Doble Cto. M. Nance - Frontera 230kV
- Aumento de Capacidad LT2 Veladero - Panamá II 230kV 305 km
- Aumento de Capacidad LT1 Veladero-Llano Sánchez-El Higo-Chorrera-Panamá 230 kV 192 KM
- Nueva Línea Panamá II - Bayano 230 kV Doble Cto. 1200 ACAR.
- Aumento de Capacidad LT Sabanitas Panamá II 230 kV 50 Km
- Adición Transformador T3 S/E Boquerón III 230/34.5 kV

- Adición Transformador T2 S/E San Bartolo 150 MVA

Dado el aumento sostenido de los flujos de potencia desde la región occidental hacia los principales centros de carga, se hace necesario evaluar la viabilidad técnico-económica de una nueva interconexión troncal con topología en malla, orientada a optimizar la distribución de los flujos, reducir la vulnerabilidad del sistema ante contingencias y fortalecer la robustez operativa.

En este contexto, resulta evidente la necesidad de incorporar nuevas líneas de transmisión en niveles de tensión de 230kV o 500kV, que refuercen corredores estructuralmente críticos como Veladero - Llano Sánchez - Panamá II - Panamá III, los cuales actualmente canalizan una porción significativa del transporte de energía hacia el centro del país.

Estas obras contribuirán a descongestionar la infraestructura existente, reducir la sobrecarga de los corredores actuales en 230kV, mejorar el soporte de voltaje y garantizar un desempeño robusto del sistema frente a condiciones operativas exigentes, tales como picos de demanda o la salida intempestiva de elementos clave. Asimismo, una red mallada en alta tensión permitirá mayor flexibilidad operativa, facilitará la integración de generación renovable en áreas periféricas.

Sin embargo, dadas las implicaciones técnicas, económicas, ambientales y regulatorias asociadas a la construcción de infraestructura de transmisión de gran escala, la ejecución de este tipo de proyectos en el corto plazo resulta inviable. Obras como la implementación de una nueva interconexión troncal en 230kV o 500kV requieren procesos complejos que incluyen estudios detallados de factibilidad, obtención de derechos de vía, coordinación interinstitucional, licenciamiento ambiental y procesos de contratación que pueden extenderse por varios años.

Por esta razón, se realizará una evaluación integral de su viabilidad técnico-económica, con miras a su inclusión dentro del portafolio de proyectos estratégicos del largo plazo. Esta evaluación permitirá dimensionar adecuadamente su alcance, establecer prioridades de inversión, y definir un cronograma realista para su desarrollo, considerando además su articulación con otros proyectos de expansión y modernización del sistema.

EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

La expansión del sistema de transmisión constituye una necesidad fundamental para garantizar el desarrollo sostenible del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Actualmente, se identifican

limitaciones físicas en diversas subestaciones existentes, las cuales han alcanzado su máxima capacidad de expansión debido a restricciones de espacio, configuraciones rígidas de diseño o condiciones técnicas que impiden la incorporación segura de nuevas bahías o equipos adicionales.

Adicionalmente, en ciertos nodos del sistema se presentan restricciones para la conexión de nuevos proyectos de generación o carga, ya sea por la inexistencia de puntos de acceso disponibles o por la imposibilidad de realizar ampliaciones dentro de las subestaciones existentes sin comprometer los criterios de confiabilidad y seguridad establecidos en la normativa técnica vigente.

En este contexto, la expansión del sistema de transmisión ya sea mediante la construcción de nuevas subestaciones, el desarrollo de corredores adicionales o la implementación de infraestructura en nuevas ubicaciones se vuelve fundamental para:

- Asegurar la integración oportuna de nuevos proyectos de generación renovable y convencional.
- Mejorar la flexibilidad operativa del sistema, reduciendo la vulnerabilidad ante fallas y eventos no planificados.
- Atender el crecimiento de la demanda eléctrica en zonas en expansión urbana e industrial.

- Cumplir con los criterios de calidad, continuidad y seguridad en el suministro establecidos por la regulación.

Por tanto, la planificación e inversión en proyectos de expansión del sistema de transmisión no solo responde a una necesidad técnica inmediata, sino que también constituye un habilitador clave para la transición energética, la diversificación de la matriz y la eficiencia del despacho económico.

En este sentido se han identificado los siguientes proyectos:

- Nueva S/E La Huaca 230/115/34.5kV
- Línea La Huaca - Los Olivos 230kV
- Nueva S/E Los Olivos 230/115/34.5kV

Estos proyectos se ubican en una región próxima a zonas con alto potencial de generación solar, lo que permitirá facilitar la integración futura de este recurso al SIN. Adicionalmente, habilitarán la conexión con el sistema de distribución, contribuyendo a mejorar la calidad y continuidad del servicio eléctrico en la región de Azuero.

FORTALECIMIENTO DEL SIN

Si bien muchas de las acciones requeridas se relacionan con el

comportamiento eléctrico observado en el sistema de transmisión, su origen y solución no deben entenderse como responsabilidad exclusiva de este segmento, sino como una necesidad estructural del SIN. El avance hacia una matriz energética con alta participación renovable, menores niveles de inercia y mayor variabilidad operativa exige una respuesta integral que involucre a todos los actores del sistema eléctrico (generadores, operadores, planificadores, reguladores y el mercado en su conjunto), con el fin de preservar la seguridad, estabilidad y confiabilidad del sistema en el mediano y largo plazo.

En este contexto, se vuelve imprescindible desarrollar una estrategia integral que combine sistemas de almacenamiento de energía, soporte inercial y un marco regulatorio actualizado. En primer lugar, la instalación de sistemas de almacenamiento de energía con baterías (SAEBs) en ubicaciones estratégicas permitirá mitigar la variabilidad renovable y mejorar la capacidad de respuesta dinámica del sistema. Estos equipos deberán operar en modo híbrido, participando activamente tanto en el soporte de frecuencia como de voltaje, mediante la inyección o absorción de potencia activa y reactiva según las necesidades operativas del SIN.

Simultáneamente, es necesario fortalecer la respuesta inercial y de

reserva del sistema, mediante incentivos a la participación de generadores síncronos que ofrezcan servicios auxiliares, y la exigencia de que los nuevos proyectos renovables incorporen controladores avanzados de frecuencia y voltaje con capacidad de emular inercia virtual (grid-forming). Esta capacidad es esencial para contener variaciones rápidas de frecuencia y sostener la estabilidad ante eventos disruptivos. Además, deben establecerse requisitos mínimos de respuesta inercial y de reserva secundaria dentro de la normativa técnica del mercado.

La incorporación de tecnologías como los Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEBs) y los Condensadores Síncronos en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) enfrenta, en el corto plazo, serias limitaciones derivadas del marco normativo vigente, la reglamentación técnica actual y las condiciones del Mercado Eléctrico Mayorista de Panamá. Si bien estos recursos ofrecen atributos técnicos clave para la estabilidad del sistema –como soporte de tensión, respuesta inercial, regulación primaria de frecuencia y reserva rápida–, su implementación resulta, en la práctica, casi inviable en el período 2025-2028.

Actualmente, el mercado eléctrico no cuenta con reglas que permitan la contratación, despacho o remuneración de estos servicios complementarios, lo que impide

reconocer formalmente el valor sistémico que aportan. En consecuencia, la integración de estos dispositivos carece tanto de viabilidad legal como de mecanismos económicos que sustenten su desarrollo. Esta situación refleja la necesidad urgente de modernizar el marco regulatorio, actualizando los Códigos de Red y Reglamentos Técnicos para incorporar nuevas exigencias asociadas a la transformación tecnológica del sistema eléctrico, incluyendo la integración de fuentes renovables no gestionables y recursos de almacenamiento.

Un marco normativo más moderno, flexible y adaptado a la evolución tecnológica debe establecer mecanismos de valoración y remuneración para servicios auxiliares críticos, tales como la respuesta rápida a eventos transitorios, el soporte de voltaje dinámico y la provisión de inercia sintética. Solo bajo estas condiciones será posible viabilizar, en el mediano y largo plazo, la incorporación efectiva de estos activos como parte fundamental de la estrategia de planificación del SIN.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



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, 2025 - 2028, fueron aprobados en Planes de Expansión anteriores (PESIN 2022) y fueron propuestos y con fecha actualizada en PESIN 2023 que se encuentra en revisión. 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.

NUEVAS SUBESTACIONES

Se espera que en el horizonte de estudio se mantenga el crecimiento sostenido de la demanda, impulsado por el aumento poblacional y el desarrollo urbano e industrial en distintas regiones del país. A ello se suma la incorporación prevista de nuevos proyectos de generación que, en conjunto, superarán los 1000 MW de potencia instalada en los próximos años. Esta situación requiere la habilitación de nuevos puntos de entrega de energía mediante la construcción de subestaciones adicionales, con el fin de evitar la sobrecarga de las infraestructuras existentes.

La incorporación de estas nuevas subestaciones permitirá fortalecer la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), mejorar la calidad del servicio en las zonas de influencia y asegurar una adecuada capacidad de maniobra operativa.

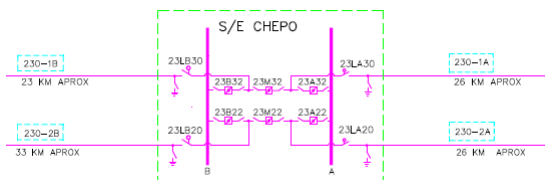
Nueva Subestación Chepo 230 KV

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.

Figura 7. 1 Esquema del Proyecto S/E Chepo



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/. 21,437,770.00
Entrada en Operación: 30/09/2027

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/. 17,161,038.00
Entrada en Operación: 31/12/2027

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) autotransformadores, T1 y T2, de 230/115/34.5 KV y 250/150/100 MVA. Se debe contemplar espacio adicional para la adición de por lo menos dos naves, conectándose en una de ellas un tercer autotransformador.

- Seccionamiento de una de las tres líneas en esta subestación.
- Patio de 115 KV, en esquema de interruptor y medio, 2 naves de dos (2) interruptores en el patio de 115 KV, para la conexión de los dos autotransformadores y se debe dejar espacio para dos (2) naves futuras (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).
- Patio de 34.5 KV, en configuración de interruptor y medio, para la conexión de los proyectos de generación solar (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

Costo: B/. 46,872,289.00

Entrada en Operación: 31/05/2028

Nueva S/E Los Olivos 230/115/34.5 KV y

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) autotransformadores, T1 y T2, de 230/115/34.5 KV de 250/150/100 MVA. Se debe contemplar espacio adicional para la adición de por lo menos dos naves, conectándose en una de ellas un tercer autotransformador.
- Patio de 115 KV, en esquema de interruptor y medio, 2 naves de dos (2) interruptores en el patio

de 115 KV, para la conexión de los dos autotransformadores y se debe dejar espacio para dos (2) naves futuras (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

- Patio de 34.5 KV, en configuración de interruptor y medio, para la conexión de los proyectos de generación solar (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

Costo: B/. 45,694,383.00

Entrada en Operación: 31/5/2028

COMPENSACIÓN REACTIVA.

Se espera que en el horizonte de estudio se presente un aumento considerable de la demanda, acompañado por una mayor participación de fuentes de generación renovable no síncrona, como la solar y la eólica, las cuales aportan de manera limitada a la estabilidad de voltaje del sistema.

Esta combinación de factores conllevaría a que se presenten desviaciones significativas de tensión en distintos nodos, en especial en áreas con alta penetración renovable o alejadas de los centros de generación tradicional.

Para mitigar estas desviaciones y garantizar el cumplimiento de los niveles de tensión establecidos, se

prevé la incorporación de compensación reactiva mediante la instalación de bancos de capacitores, reactores y/o equipos de tipo FACTS, según la necesidad específica de cada punto de la red.

Adicionalmente, es importante mencionar que ETESA debe cumplir con los criterios de calidad de servicio establecidos en el Reglamento de Transmisión, los cuales exigen que se mantenga la tensión dentro de los rangos permitidos tanto en condiciones normales como bajo el criterio de seguridad N-1, conforme a lo establecido en el Artículo 89 del mencionado reglamento.

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 S/E Panamá y S/E 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/. 5,739,886.00

Entrada en Operación: 30/11/2025

Bancos de Capacitores en S/E Panamá 115 KV 80MVA_r

Con el propósito de brindar el soporte de potencia reactiva en el Sistema para la generación existente, será necesario la instalación de bancos de capacitores en la Subestación Panamá 115 KV.

El presente proyecto contempla la instalación de un total de cuatro (4) bancos de capacitores de compensación reactiva, cada uno con una capacidad nominal de 20 MVA_r.

Subestación Panamá 115 kV: instalación de cuatro (4) bancos de capacitores de 20 MVA_r, los cuales serán conectados en el patio de 115kV. Como parte de esta intervención, se dismantelarán los bancos de capacitores existentes y se adecuará el esquema de conexión para implementar una configuración de interruptor y medio, con el objetivo de mejorar la flexibilidad operativa y la seguridad del sistema.

Este proyecto tiene como finalidad fortalecer el soporte de potencia reactiva del sistema, mejorar el perfil de tensión en el área metropolitana y optimizar el desempeño operativo de la red de transmisión en el nivel de 115 kV.

Beneficios

Con la adición de la compensación reactiva detallada con anterioridad, se mantendrá la reserva de potencia reactiva del sistema y se mantendrán los voltajes dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión, permitiendo el transporte del flujo de energía desde occidente, beneficiando la generación de las plantas hidroeléctricas y renovables no convencionales 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/. 9,618,363.00
Entrada en Operación: 31/12/2026

Bancos de Capacitores en S/E Panamá II 115kV 80MVar

Con el propósito de brindar el soporte de potencia reactiva en el Sistema para la generación existente, será necesario la instalación de bancos de capacitores en la Subestación Panamá II 115kV.

El presente proyecto contempla la instalación de un total de cuatro (4) bancos de capacitores de compensación reactiva, cada uno con una capacidad nominal de 20 MVAR.

Subestación Panamá II 115 kV: instalación de cuatro (4) bancos de capacitores de 20 MVAR en el patio de 115 kV, en reemplazo de los equipos actualmente instalados. Los nuevos bancos serán conectados respetando las normativas técnicas aplicables y considerando las condiciones de operación actuales de la subestación.

Este proyecto tiene como finalidad fortalecer el soporte de potencia reactiva del sistema, mejorar el perfil de tensión en el área metropolitana y optimizar el desempeño operativo de la red de transmisión en el nivel de 115 kV.

Beneficios

Con la adición de la compensación reactiva detallada con anterioridad,

se mantendrá la reserva de potencia reactiva del sistema y se mantendrán los voltajes dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión, permitiendo el transporte del flujo de energía desde occidente, beneficiando la generación de las plantas hidroeléctricas y renovables no convencionales 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/. 9,330,379.00
Entrada en Operación: 31/12/2026

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/. 8,193,000.00

Entrada en Operación: 30/04/2027

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 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/. 62,809,143.00

Entrada en Operación: 31/12/2028

AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN.

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.”

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

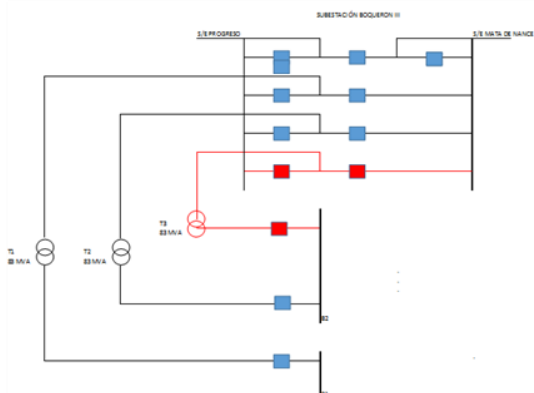
Este proyecto consiste en la adición de un tercer transformador T3 en la S/E Boquerón III con el objetivo de

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.

Figura 7. 2 Esquema del Proyecto T3 S/E Boquerón III



Costo: B/ 8,765,140.00

Entrada en Operación: 31/10/2025

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

Con el objetivo de que la Subestación San Bartolo cumpla con el Criterio de Calidad y Seguridad N-1, se considera necesaria la incorporación de un segundo transformador 230/115/34.5 kV, con capacidad nominal equivalente al transformador T1 existente (150/50/100 MVA en sus devanados).

Este nuevo transformador es esencial, dado que la S/E San Bartolo forma parte del Sistema Principal de Transmisión, y su actual configuración con un solo transformador representa un punto de vulnerabilidad. En condiciones actuales, la indisponibilidad del transformador T1, ya sea por mantenimiento o falla, implica la pérdida de suministro a la generación conectada en el área de San Bartolo.

Asimismo, se prevé la conexión de nueva capacidad de generación en esta zona. Sin la capacidad de transformación adicional, no sería posible despachar de forma segura y eficiente todo el potencial de generación disponible, limitando así el aprovechamiento de los recursos energéticos y comprometiendo la operación confiable del sistema eléctrico.

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/. 9,310,477.17

Entrada en Operación: 30/04/2028

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/.379,580.55

Entrada en Operación: 30/04/2028

REPOTENCIACIÓN Y NUEVAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente y renovable no convencional en el país en los próximos años, de acuerdo con el Plan Indicativo de Generación y la instalación de nuevos proyectos son aproximadamente 2,000 MW, que sumado a los aproximadamente 5,000 MW existentes daría un total de 7,000 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 500 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

capacidad necesaria que permita transmitir la energía generada de manera segura y confiable en diferentes tipos de escenarios.

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 probabilidad de sobrecargas en las líneas de doble circuito de 230 KV entre Panamá - Panamá III ante un alto flujo de generación renovable de occidente en conjunto con el despacho en la zona atlántica en 230kV.

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 714 Dove ACCC, en configuración de dos (2) conductores por fase, con capacidad de 1000 MVA en condiciones normales de operación (180°C) y 1050 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/. 2,777,585.00

Entrada en Operación: 31/12/2025

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/. 45,682,875.90

Entrada en Operación: 30/6/2026

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

Es necesario 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/. 57,772,476.10

Entrada en Operación: 30/3/2026

AUMENTO DE CAPACIDAD DE LA LINEA 230 VELADERO-SAN BARTOLO- LLANO SANCHEZ - EL COCO - BURUNGA - PANAMA III- PANAMA II_ CAMBIO DE CONDUCTOR HTLS

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, conforme a las normativas vigentes. Si bien recientemente se han estado ejecutando trabajos con cierto retraso debido a que se planificó para que ya estuviera en operación y por otra parte el crecimiento exponencial de renovables no convencionales en los últimos años ha llevado a reconsiderar el tipo de conductor utilizado.

En función de los análisis técnicos más recientes, se ha determinado que para alcanzar una capacidad de 711 MVA por circuito bajo condiciones normales de operación, es imprescindible la adopción de un nuevo conductor de alta temperatura. Esta solución

tecnológica permite una mayor capacidad de transporte sin comprometer las distancias eléctricas mínimas de seguridad, reduciendo además la necesidad de construcción de nuevas líneas. Para ello, será necesario realizar trabajos adicionales como modelaje estructural, estudios de amortiguamiento, suministro y reemplazo de aisladores, herrajes, amortiguadores, piezas estructurales, torres de emergencia y adecuaciones civiles como limpieza de servidumbre, mejoras de caminos y obras de mitigación. Estas labores permitirán materializar el aumento de capacidad de manera efectiva, asegurando el cumplimiento del criterio de seguridad del sistema en el mediano y largo plazo.

Costo: B/. 95,057,000.00

Entrada en Operación: 30/4/2028

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

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/. 151,241,441.10

Entrada en Operación: 31/12/2026

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 retiró 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/. 28,091,964.51

Entrada en Operación: 31/10/2026

Aumento de Capacidad de la Línea LT Panamá II - Sabanitas 230-KV

Debido al incremento de generación a Gas Natural en la zona Atlántica del país (provincia de Colón) aproximadamente 1050 MW, 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 hasta estas subestaciones.

Se propone el cambio del conductor que en la actualidad utiliza un conductor 1200 ACAR, cuya capacidad en contingencia es de 400MVA por circuito, por un conductor que mantenga similares características de peso, tensión, etc. Con la finalidad de utilizar las torres ya instaladas. Tomando en cuenta lo anterior se recomienda utilizar un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 1026 Drake cuya característica cumple con lo especificado con anterioridad. El conductor debe alcanzar las capacidades de 711MV y 750 MVA como mínimo en estado estable y en contingencia, respectivamente.

Este proyecto debe considerar que el conductor recomendado opera a temperaturas aproximadas de 180° y 200°C y el conductor instalado en la actualidad está diseñado a 90°C como máximo, por lo que se debe considerar todas las adecuaciones necesarias con respecto a la temperatura de operación, tanto en las torres como en las subestaciones a la que llega la línea, con la finalidad de garantizar el uso óptimo del conductor nuevo a instalar.

Costo: B/. 25,392,140.00
Entrada en Operación: 31/8/2027

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/. 69,665,321.99
Entrada en Operación: 30/09/2027

NUEVA 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.

- Completar las dos salidas de la S/E Los Olivos donde van conectados los autotransformadores para conectar la Línea que va de La S/E Los Olivos a La S/E La Huaca.
- 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/. 37,426,940.08
Entrada en Operación: 31/5/2028

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

PERIODO DE CORTO PLAZO		
SUBESTACIONES	FECHA	COSTO
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	30/sep/27	B/.21,437,770.00
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	31/dic/27	B/.17,161,040.00
NUEVA S/E LA HUACA 230/115/34.5 KV	31/may/28	B/.46,872,290.00
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	31/may/28	B/.45,694,380.00
COMPENSACION REACTIVA	FECHA	COSTO
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	30/nov/25	B/.5,739,890.00
BANCO CAPACITORES 80 MVAR PANAMÁ 115 KV	31/dic/26	B/.9,618,360.00
BANCO CAPACITORES 80 MVAR PANAMA II 115KV 4x20 MVAR	31/dic/26	B/.9,330,380.00
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	30/abr/27	B/.8,193,000.00
STATCOM S/E PANAMA III +/- 240 MVAR	31/dic/28	B/.62,809,140.00
TRANSFORMADORES	FECHA	COSTO
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	31/oct/25	B/.8,765,140.00
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	30/abr/28	B/.9,310,480.00
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	30/abr/28	B/.379,580.00
LINEAS	FECHA	COSTO
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	31/dic/25	B/.2,777,590.00
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	30/jun/26	B/.45,682,880.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	30/mar/26	B/.57,772,480.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM_ CAMBIO DE CONDUCTOR HTLS	30/abr/28	B/.95,057,000.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL-LLS-EHI-CHO-PAN 230 KV 192 KM	31/dic/26	B/.151,241,440.00
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	31/oct/26	B/.28,091,960.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT SABANITAS PANAMA II 230 KV 50 KM	31/ago/27	B/.25,392,140.00
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	30/sep/27	B/.69,665,320.00
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	31/may/28	B/.37,426,940.00



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

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

Partiendo del diagnóstico correspondiente al periodo de corto plazo, y considerando las condiciones proyectadas a partir del año 2029 con la incorporación de todos los proyectos de transmisión contemplados en dicho horizonte, se identifica que el Sistema Interconectado Nacional (SIN) se encuentra atravesando una etapa de transformación estructural. Esta transformación está siendo impulsada por la creciente penetración de fuentes renovables no convencionales localizadas en las regiones occidental y central del país, mientras que la mayor concentración de la demanda eléctrica persiste en el área metropolitana de Panamá. Esta tendencia se mantiene y se intensifica en el periodo de largo plazo.

En este contexto, la reducción progresiva de la respuesta inercial del sistema y el aumento en los desafíos asociados a la estabilidad de voltaje representan retos técnicos de gran magnitud que requieren una visión de planificación integral y de largo plazo. La experiencia internacional en procesos similares de transición energética demuestra que la falta de ejecución oportuna de obras de expansión estructural puede generar limitaciones severas

para la operación segura y eficiente del sistema. Por ello, resulta fundamental anticipar dichos efectos y diseñar soluciones graduales, diferenciadas y coherentes con cada fase del desarrollo del SIN.

Actualmente, se dispone de una ventana temporal estratégica que permite formular y estructurar proyectos robustos, orientados a resolver de manera definitiva las limitaciones operativas y estructurales del sistema. Bajo esta premisa, el análisis prospectivo de la red de transmisión debe asumir que todas las obras previstas para el corto plazo han sido culminadas o se encuentran en ejecución, aunque aún no se ha iniciado la implementación de los proyectos de expansión asociados al largo plazo.

Las obras ejecutadas hasta el momento han contribuido a mejorar la capacidad de transporte entre los centros de generación y los principales centros de carga. Esto se traduce en la habilitación de nuevos puntos de conexión, la ampliación y modernización de infraestructuras existentes, la mitigación de riesgos por perfiles de tensión inadecuados y la resolución de cuellos de botella mediante incrementos en la capacidad de transmisión en las zonas críticas.

Sin embargo, hacia el final del horizonte de corto plazo, se observa, aunque muy mínima, la necesidad de recurrir a generación obligada para cumplir con los criterios operativos del sistema. Este hecho pone en evidencia que las obras ejecutadas, si bien necesarias, no han sido suficientes para satisfacer completamente los requerimientos de confiabilidad y seguridad operativa del SIN. Ante esta situación, se hace impostergable avanzar hacia una planificación estructurada de la expansión de largo plazo, que permita:

- Incrementar la capacidad de transporte de manera sostenible,
- Reforzar la estabilidad dinámica del sistema, y
- Facilitar la integración de nueva generación renovable que acompañe el crecimiento sostenido de la demanda eléctrica proyectada.

PROYECCIONES Y RETOS DEL SISTEMA

De acuerdo con las proyecciones del Plan de Expansión de Generación, se estima la incorporación de aproximadamente 1,700 MW de nueva generación renovable durante el corto plazo, y 300 MW adicionales en el horizonte de largo plazo. Simultáneamente, se proyecta un crecimiento sostenido de la demanda eléctrica, lo que obliga a una evaluación técnica integral del

comportamiento del sistema de potencia y su red de transmisión, con el fin de identificar y proponer refuerzos que garanticen una operación segura, confiable y eficiente.

Estas transformaciones requieren obras que, por su complejidad y magnitud, implican mayores plazos de ejecución, pero que representaran soluciones estructurales con beneficios duraderos para el funcionamiento del SIN. Entre los principales retos se destaca el aporte limitado de inercia y potencia reactiva por parte de las fuentes renovables no convencionales, cuya participación en la matriz energética continúa en ascenso. Esta condición compromete la estabilidad del sistema, especialmente ante perturbaciones o modificaciones rápidas en el despacho.

Ante este panorama, se debe garantizar que la red de transmisión esté preparada para:

- Acomodar de forma adecuada los puntos de conexión de los nuevos proyectos generadores.
- Asegurar el suministro eficiente de potencia reactiva en todas las zonas del sistema.
- Mantener márgenes de seguridad operativos aceptables frente a contingencias severas.

Figura 8. 1 Distribución de la Generación Estación Seca, Largo Plazo

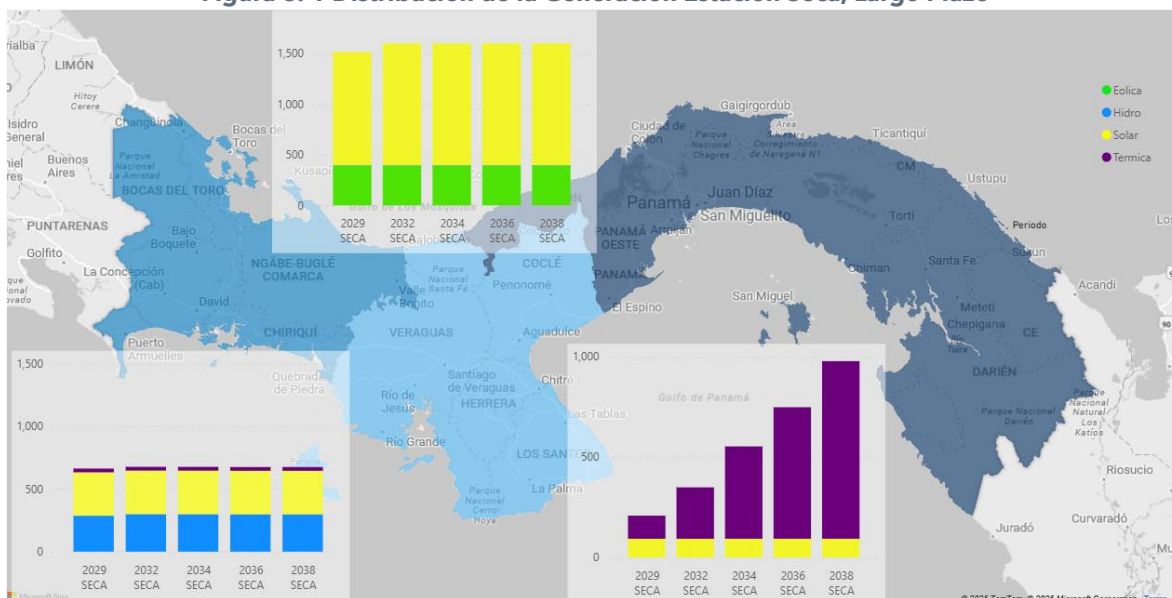
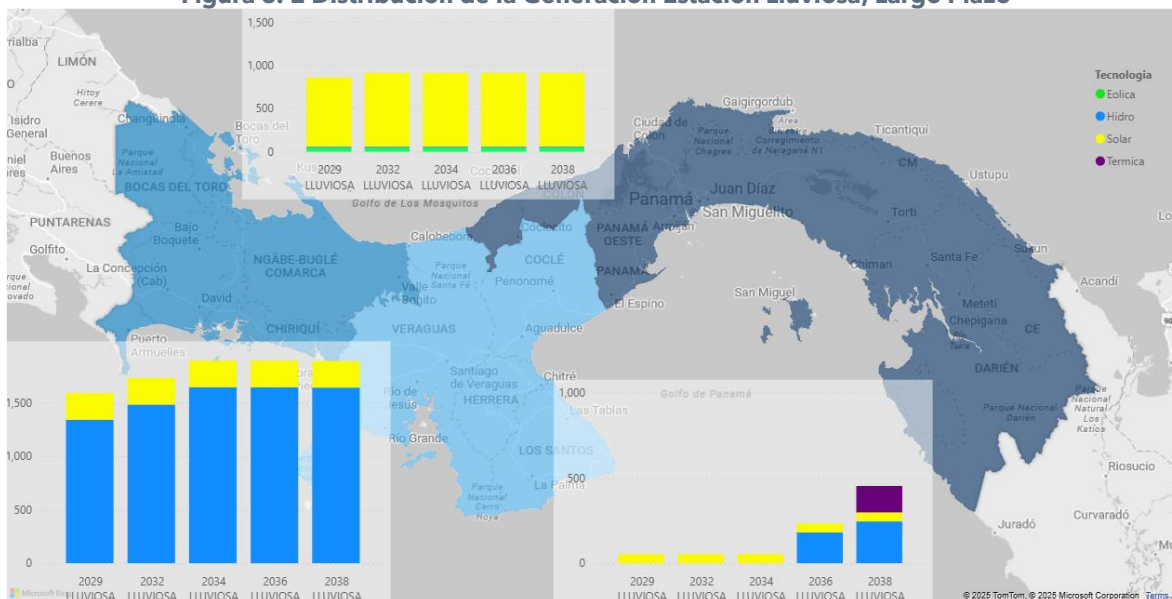


Figura 8. 2 Distribución de la Generación Estación Lluviosa, Largo Plazo



Las figuras 8.1 y 8.2 ilustran la distribución geográfica de los recursos renovables, los cuales se concentran principalmente en regiones alejadas de los grandes centros de carga. Este patrón representa un reto logístico y técnico para el sistema de transmisión, que debe garantizar tanto el

aprovechamiento pleno de estos recursos como su entrega confiable a las zonas de alta demanda.

El objetivo principal de la planificación de largo plazo no debe ser únicamente resolver cuellos de botella temporales mediante obras menores o parciales, sino formular

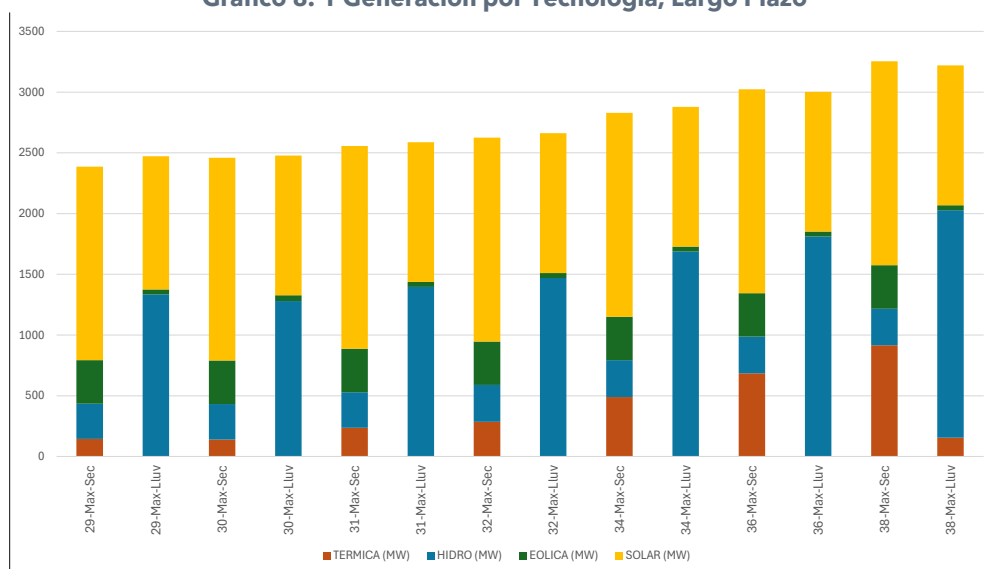
proyectos de infraestructura que representen soluciones integrales y permanentes, alineadas con la evolución esperada del sistema durante los próximos 15 años. La experiencia indica que las soluciones parciales, aunque de ejecución más rápida, terminan generando mayores costos acumulados y menor eficiencia operativa.

Si bien en el corto plazo se anticipa la entrada de una mayor capacidad instalada de generación renovable que en el largo plazo, el análisis del comportamiento del despacho muestra que el aprovechamiento efectivo de estas fuentes alcanzaría su punto máximo hacia el año 2034, como se observa en la siguiente figura. Esto se debe, en parte, a que una fracción significativa de la capacidad instalada en el corto plazo no logra ser plenamente despachada debido a restricciones en la red, baja demanda o priorización del

almacenamiento hídrico frente a la generación renovable intermitente. Este fenómeno subraya la importancia de planificar una red de transmisión que acompañe el crecimiento renovable y permita su integración real y segura al SIN.

Es importante destacar que el despacho también depende de la demanda del sistema. En escenarios con alta disponibilidad de recurso renovable, el desplazamiento operativo de generadores se realizará conforme a las normas vigentes, por lo que las limitaciones observadas podrían no deberse exclusivamente a la red de transmisión, sino a la demanda efectiva del sistema en ese momento y la oferta de generación. Adicionalmente, se contempla la opción de exportación de excedentes, la cual será analizada en otro capítulo del presente documento.

Gráfico 8. 1 Generación por Tecnología, Largo Plazo

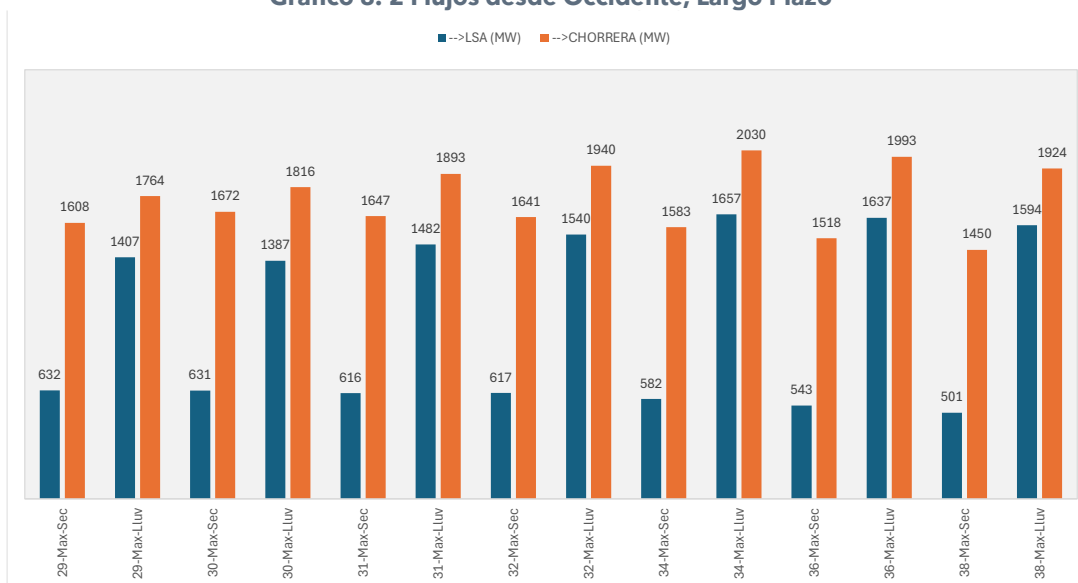


EVOLUCIÓN DEL DESPACHO POR FUENTE Y GEOGRAFÍA Y LOS FLUJOS

El análisis de la evolución del despacho por tipo de tecnología y zona geográfica evidencia una tendencia clara hacia una mayor participación de fuentes renovables

no convencionales, con un protagonismo creciente de la energía solar. En la estación seca, esta tecnología alcanza niveles elevados de despacho, lo que incrementa significativamente la presión sobre la red de transmisión, particularmente en aquellas zonas donde se concentra la generación, pero no la demanda.

Gráfico 8. 2 Flujos desde Occidente, Largo Plazo



La Subestación Llano Sánchez y los flujos registrados aguas arriba de la Subestación Chorrera han sido identificados como puntos críticos dentro del Sistema Interconectado Nacional (SIN), debido a los altos niveles de carga que soportan de forma recurrente. Estas condiciones los posicionan como nodos estratégicos para garantizar la estabilidad operativa del sistema y justifican la necesidad de priorizar una serie de intervenciones orientadas a:

- Repotenciar las líneas existentes mediante el uso de conductores con mayores capacidades térmicas y configuraciones eléctricas más eficientes.
- Reponer infraestructura obsoleta que limita la confiabilidad del servicio.
- Incorporar equipos de soporte de voltaje, como bancos de capacitores, reactores y STATCOMs que permitan gestionar adecuadamente el perfil de tensiones en condiciones variables.

Estos refuerzos se vuelven aún más urgentes al considerar la evolución del despacho de generación renovable, que ha mostrado un crecimiento sostenido a lo largo de los últimos años, principalmente en las fuentes solar y eólica. Este patrón de expansión renovable coincide con los escenarios más exigentes del sistema: los periodos de máxima demanda. Durante estas horas críticas, se presenta una combinación de alta inyección de potencia variable y elevado consumo, lo que genera condiciones operativas particularmente desafiantes.

Esta coincidencia da lugar a flujos elevados de potencia activa en los principales corredores de transmisión, un incremento en el consumo de potencia reactiva y una reducción significativa del aporte de generación síncrona, lo que disminuye la inercia del sistema. La menor capacidad de respuesta inercial compromete la estabilidad ante eventos transitorios, incrementando el riesgo de inestabilidad de voltaje y frecuencia, y en el peor de los casos, colapsos sistémicos. Esta situación obliga a acelerar la implementación de refuerzos estructurales que fortalezcan la respuesta dinámica del sistema y aseguren la integración confiable de fuentes renovables, especialmente en los momentos de mayor estrés operativo.

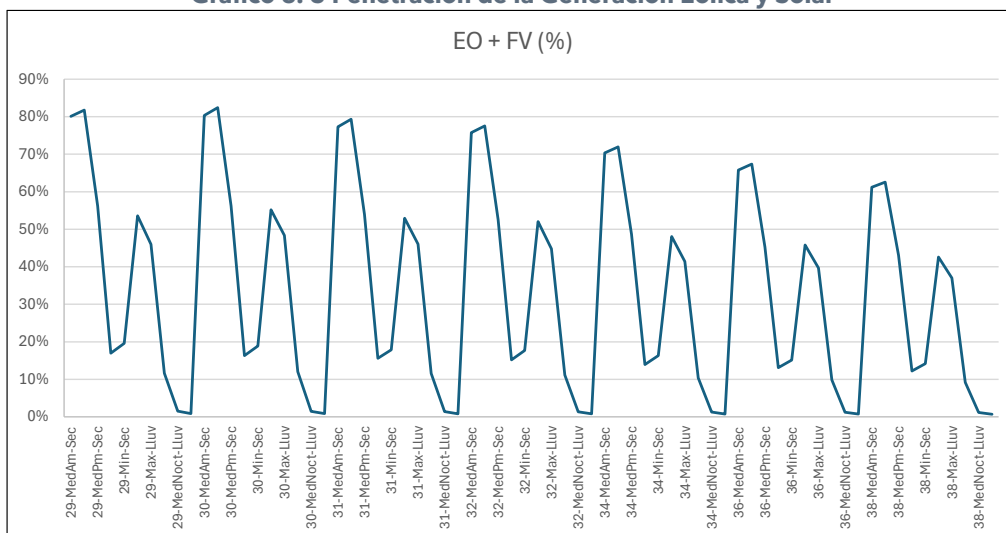
Si bien el fortalecimiento de la red de transmisión es solo una parte de la

solución, también resulta indispensable definir de manera integral los requerimientos futuros del SIN, más allá del alcance directo del transportista, con una visión sistémica que garantice la seguridad operativa en el largo plazo.

Adicionalmente, las fuentes renovables no convencionales presentan fenómenos característicos como los huecos de potencia, los cuales, sin representar fallas técnicas, sí generan rampas pronunciadas en la generación. Estas variaciones abruptas, provocadas por cambios súbitos en irradiancia solar o velocidad del viento, pueden desestabilizar el sistema si no se cuenta con suficientes reservas rodantes o mecanismos de respuesta rápida. La falta de amortiguamiento ante estas oscilaciones compromete el equilibrio instantáneo entre generación y consumo, lo que agrava la vulnerabilidad del sistema en escenarios de baja inercia.

En contextos donde más del 50 % de la generación proviene de fuentes no síncronas, la red pierde su respuesta inercial natural, volviéndose mucho más susceptible a desviaciones de frecuencia, caídas de voltaje y otros fenómenos dinámicos. En consecuencia, el reforzamiento de la red deja de ser una opción técnica recomendable y se convierte en un requisito esencial para garantizar la robustez del sistema eléctrico nacional.

Gráfico 8. 3 Penetración de la Generación Eólica y Solar



La situación se agrava si se considera que gran parte del volumen de energía transita por apenas tres corredores eléctricos. La pérdida parcial o total de la capacidad operativa en alguno de estos ejes generaría un incremento sustancial del riesgo sistémico, comprometiendo la confiabilidad y la seguridad del suministro en todo el SIN. Esta realidad subraya la necesidad de una planificación proactiva y estratégica de la red de transmisión, que no solo responda a las vulnerabilidades actuales, sino que anticipe las demandas futuras.

Por otro lado, el análisis detallado del despacho renovable refleja una alta variabilidad, influenciada por factores como la demanda instantánea, la estacionalidad y las franjas horarias. Durante los periodos de baja generación renovable, el sistema debe ser respaldado por tecnologías convencionales ubicadas en otras regiones, lo que exige una

red capaz de redirigir flujos de potencia de forma segura y oportuna.

Por tanto, la planificación de la red de transmisión debe considerar no solo la variabilidad inherente a las fuentes renovables, sino también la capacidad de respuesta ante escenarios de alta exigencia operativa. Solo mediante una infraestructura sólida, flexible y escalable será posible garantizar el abastecimiento continuo de la demanda, la estabilidad frente a contingencias, y el cumplimiento de los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en los planes de expansión del sistema eléctrico.

RESTRICCIONES Y CUELLOS DE BOTELLA

Dentro del sistema eléctrico, se debe identificar las condiciones y puntos críticos que limitan el desempeño global en términos de capacidad de transporte, confiabilidad o costos

operativos. La identificación precisa de estas condiciones es fundamental para prevenir impactos adversos tales como:

- Despachos obligados desde generadores menos eficientes o más costosos.
- Desconexión o subutilización de generación renovable ya instalada.
- Riesgos de inestabilidad asociados a la operación fuera de límites de voltaje o frecuencia.

Como se observa en los siguientes diagramas, el sistema presenta un déficit de potencia reactiva, el cual está asociado principalmente a los altos niveles de flujo que circulan por las líneas de transmisión. Esta condición provoca que las propias líneas demanden potencia reactiva

del sistema, lo que a su vez genera una disminución de los niveles de voltaje en distintos puntos de la red. La situación se ve agravada por la limitada disponibilidad de generación que pueda ofrecer soporte reactivo local, ya sea por ubicación geográfica o por características técnicas de los generadores.

En este contexto, se estima que durante los primeros años del periodo de largo plazo el sistema alcanzará su límite de flexibilidad operativa. Ante esta condición, sería necesario recurrir a esquemas de generación obligada para garantizar una operación segura, estable y conforme a los criterios de tensión establecidos.

Gráfico 8. 4 Reserva Reactiva de Largo Plazo, Sin Proyecto

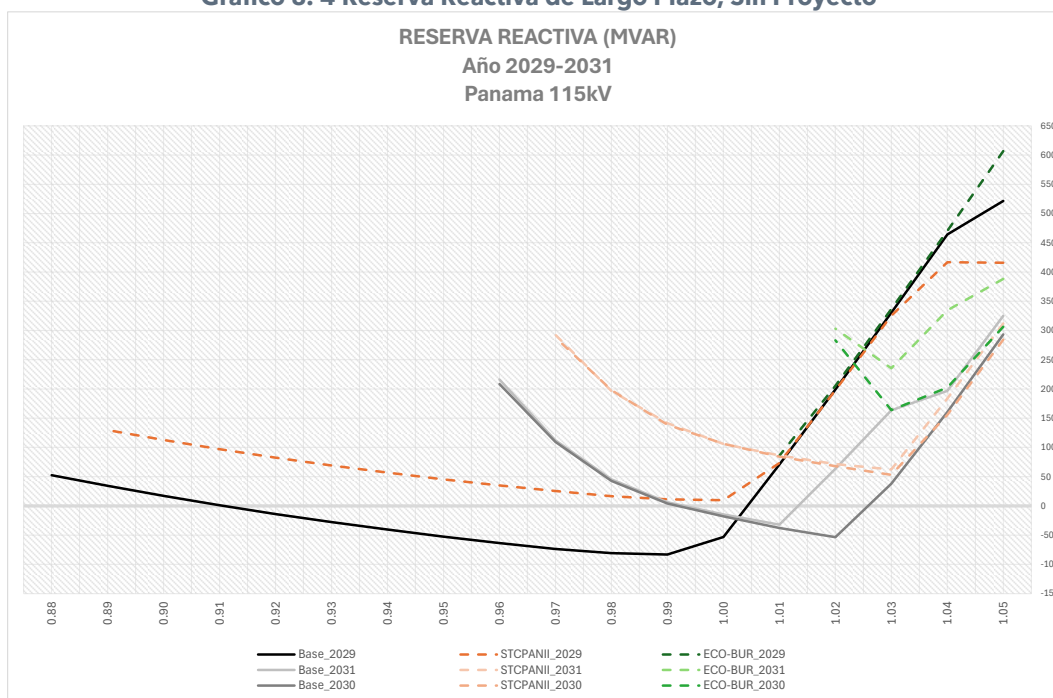


Figura 8. 3 Flujos en el SPT Sin Proyectos, Largo Plazo

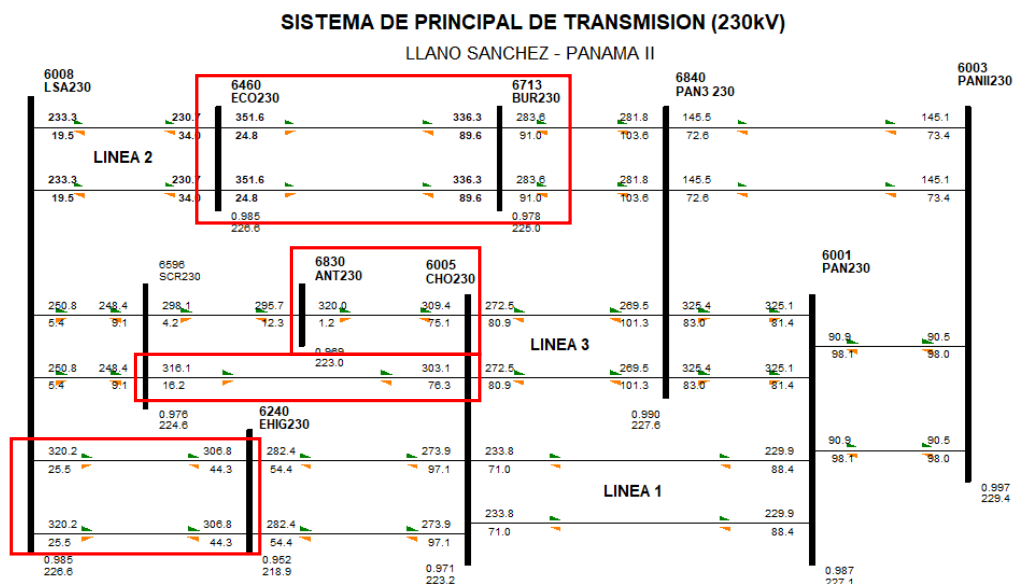


Figura 8. 4 Voltajes y Flujos del SPT (230kV), Sin Proyecto

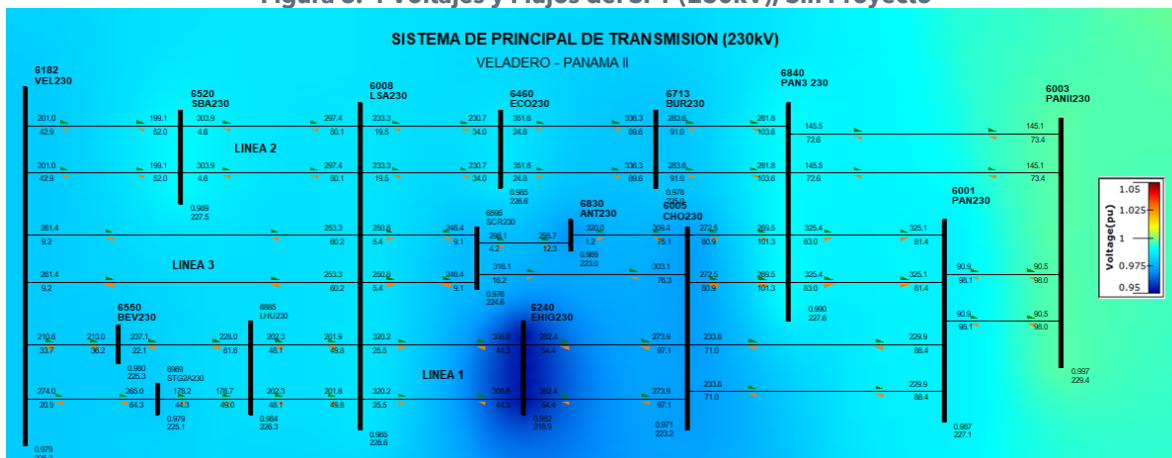
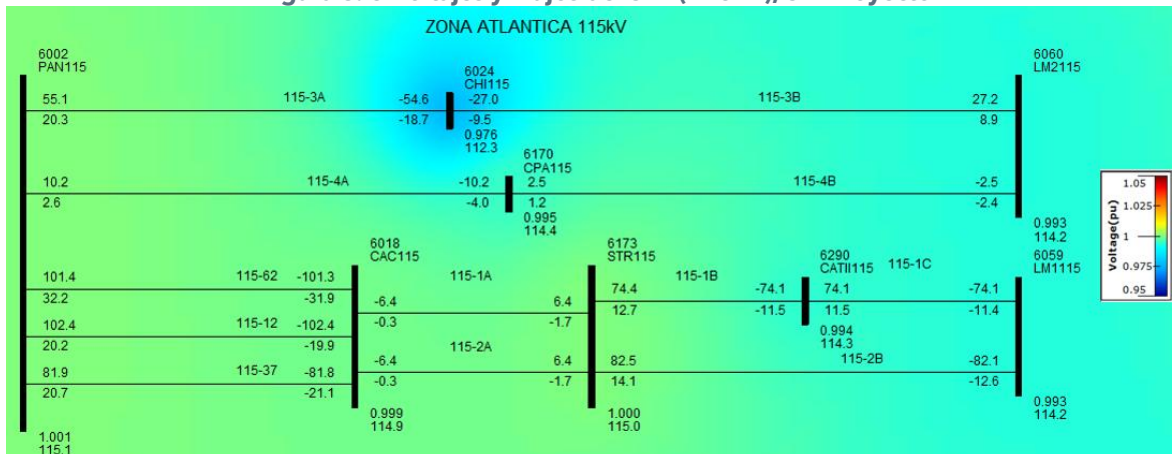


Figura 8. 5 Voltajes y Flujos del SPT (115kV), Sin Proyecto



La falta de ejecución oportuna de los refuerzos en la red de transmisión tendría consecuencias directas sobre la incorporación de nueva capacidad de generación, particularmente de fuentes renovables contempladas en el Plan de Expansión de Generación. Se ha identificado que, de mantenerse el sistema de transmisión previsto para finales del periodo de corto plazo, la capacidad de transporte se vería comprometido la inyección de aproximadamente 420 MW de generación solar y 217 MW de generación hidráulica, afectando proyectos cuya entrada en operación está prevista a partir del 2027.

De igual forma y en ausencia de la infraestructura adecuada, el sistema no solo perdería flexibilidad operativa, sino que se vería obligado a recurrir a generación obligada (principalmente térmica) para sostener la operación. Esto reduciría la eficiencia y sostenibilidad del sistema, afectando la disponibilidad de reservas operativas y elevando el riesgo de no satisfacer la demanda en condiciones críticas.

Este escenario refuerza la necesidad de avanzar con urgencia en la expansión estructural de la red, como condición habilitante para asegurar la seguridad operativa, la confiabilidad del suministro y el cumplimiento de los objetivos de transición energética del país.

EVALUACIÓN DE ALTERNATIVAS DE AMPLIACIÓN

Una vez identificadas las causas subyacentes y las condiciones operativas críticas mediante el diagnóstico técnico del sistema, es posible evaluar de forma fundamentada las alternativas de solución que permitan restablecer y sostener una operación segura, confiable y eficiente del Sistema. Este diagnóstico ha permitido caracterizar con precisión las restricciones en la capacidad de transporte de potencia activa, así como los fenómenos que comprometen la estabilidad de voltaje.

Para abordar integralmente estas limitaciones, se requiere una visión de planificación que articule soluciones, considerando tanto criterios operativos como la evolución futura de la red de transmisión. En este contexto, se han definido un conjunto de alternativas de refuerzo orientadas a ampliar la capacidad de evacuación de generación hacia los centros de carga, mejorar la regulación de voltaje bajo condiciones dinámicas, y fortalecer la robustez del sistema frente a contingencias severas, minimizando riesgos de inestabilidad o desconexión. En ese sentido se analizarán los siguientes refuerzos

- Instalación de **compensación reactiva serie** en líneas existentes.

- Reforzamiento de líneas actuales mediante **doble conductor por fase**.
- Construcción de una **nueva línea de transmisión**
- Implementación de **bancos de capacitores y STATCOM** en nodos clave.

Las distintas alternativas de refuerzo consideradas serán evaluadas y comparadas en función de su efectividad para mitigar las problemáticas proyectadas en la red de transmisión. Dado que uno de los desafíos más críticos en el horizonte de largo plazo es la estabilidad de voltaje, el análisis se centrará en la capacidad de cada alternativa para aportar soporte reactivo y mantener los perfiles de tensión dentro de los límites operativos establecidos.

En este análisis se utilizarán criterios técnicos como la mejora en los márgenes de reserva de voltaje, la capacidad de descarga de líneas fuertemente cargadas, y el efecto de las obras sobre los flujos de potencia reactiva en condiciones normales y de contingencia. Las gráficas que se presentan a continuación ilustran cómo las alternativas evaluadas contribuyen a reducir parcialmente el déficit de potencia reactiva en zona crítica del sistema. Sin embargo,

también evidencian que, con el paso de los años y el crecimiento sostenido de la demanda y la generación, estas soluciones puntuales pierden efectividad, haciendo necesario incorporar nuevas obras para evitar que los niveles de voltaje caigan por debajo de los umbrales aceptables.

Este comportamiento se debe, en gran parte, a la acumulación de flujos elevados sobre las líneas existentes que, al no ser descargadas adecuadamente mediante infraestructura adicional, continúan incrementando el consumo de reactivo. Esto no solo reduce la reserva dinámica de voltaje, sino que también incrementa el grado de inestabilidad, afectando la operatividad general del sistema ante eventos perturbadores.

Por tanto, el análisis comparativo de las alternativas debe considerar no solo su impacto inmediato, sino su sostenibilidad técnica en el tiempo. Esto permitirá priorizar inversiones que, además de resolver los problemas actuales, sean capaces de adaptarse al crecimiento futuro del SIN y de sostener condiciones operativas seguras bajo escenarios de alta exigencia técnica.

Gráfico 8. 5 Comparación de la Reserva Reactiva por Alternativa Año 2036

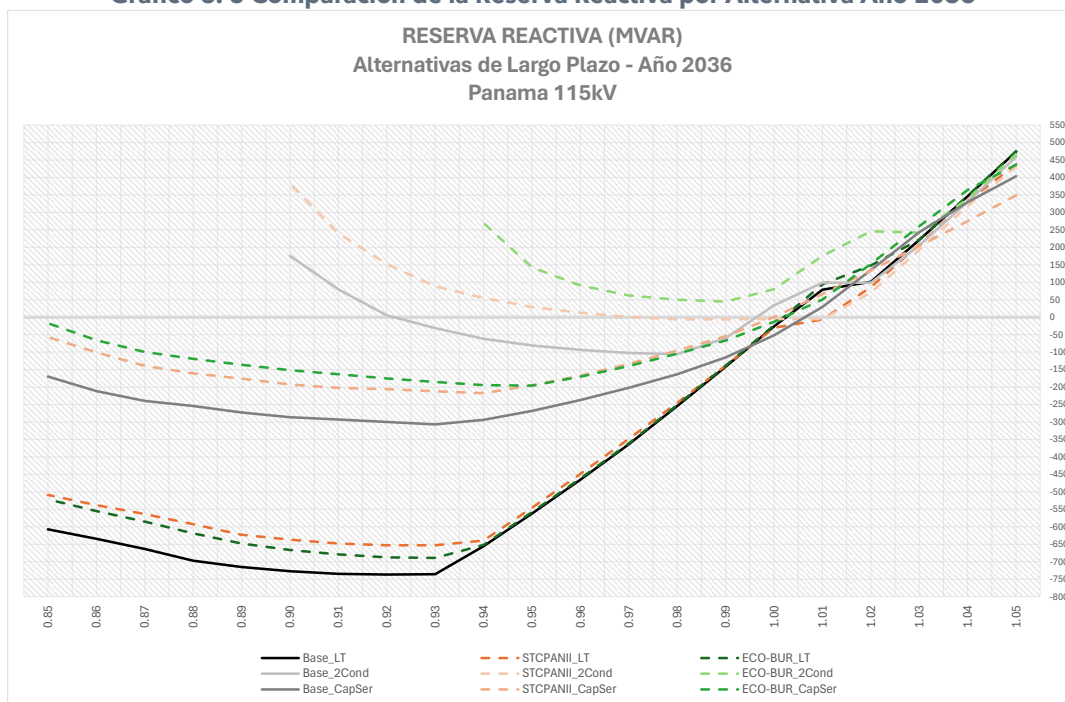


Gráfico 8. 6 Comparación Máxima Transferencia por Alternativa Año 2036

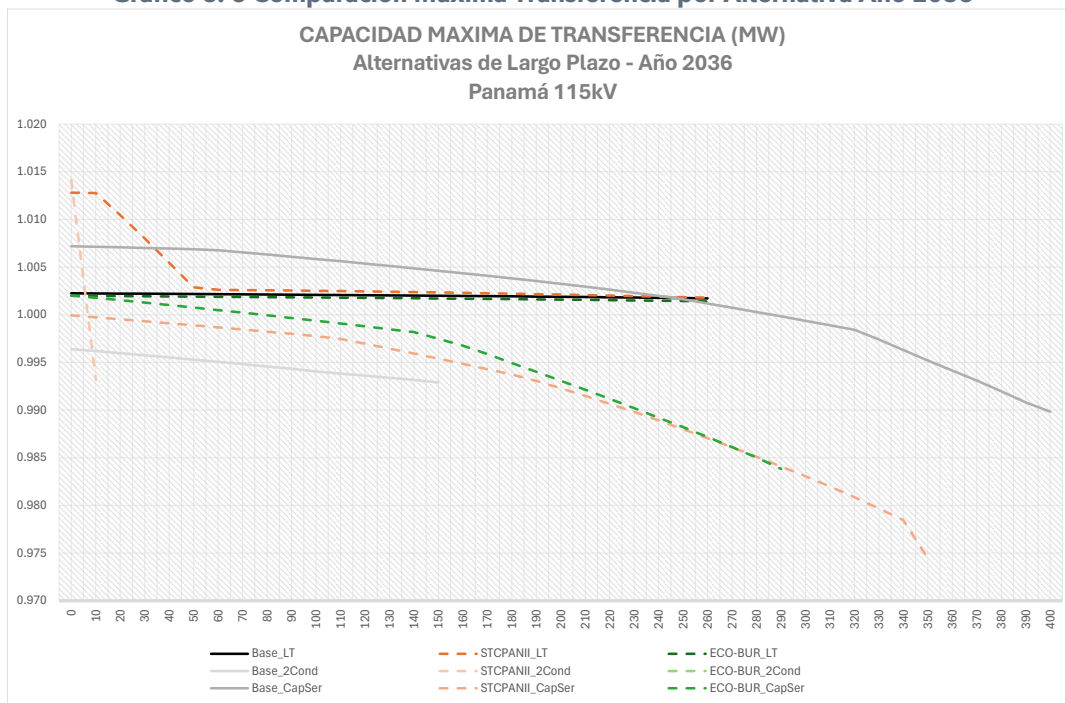


Gráfico 8. 7 Comparación de la Reserva Reactiva por Alternativa Año 2038

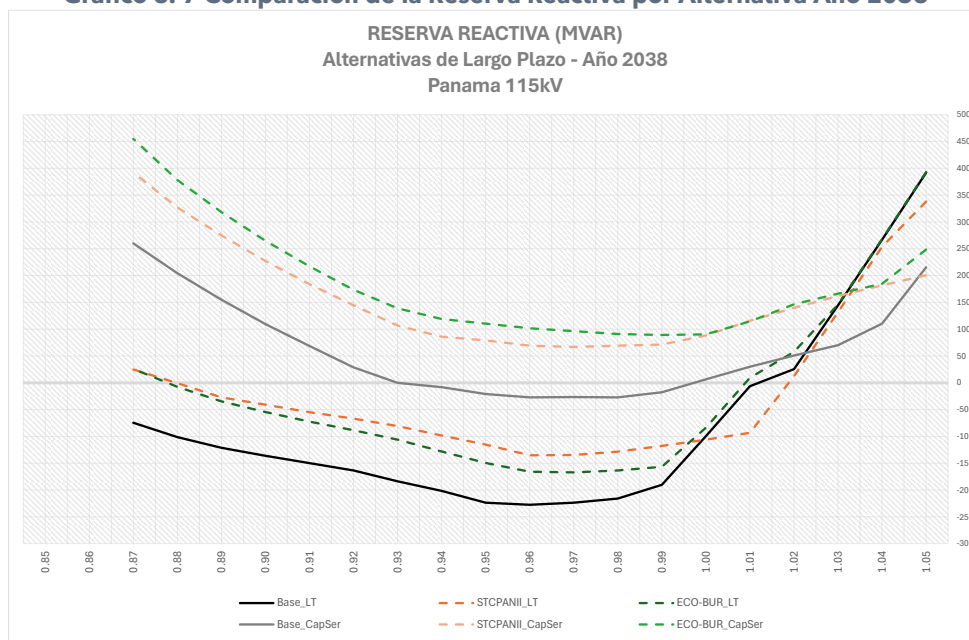
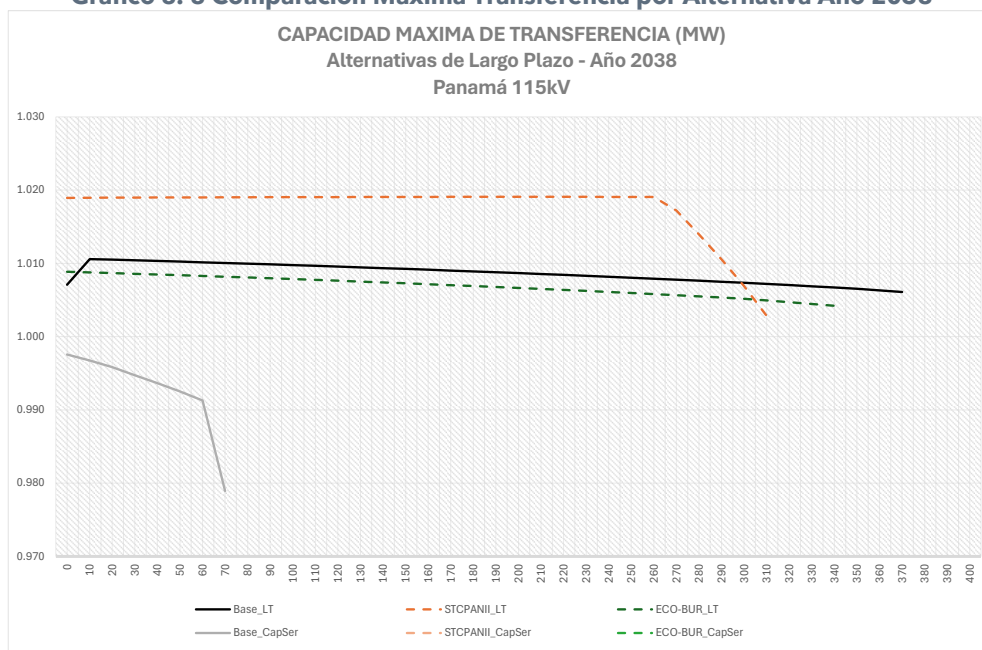


Gráfico 8. 8 Comparación Máxima Transferencia por Alternativa Año 2038



Como se pudo apreciar en la Figura 8. 3, sin refuerzos en el sistema los flujos de carga han evidenciado que múltiples líneas del sistema operarían entre 1.5 y 2 veces por encima de su potencia natural o característica. Esta condición implica que dichas líneas,

además de transportar potencia activa, actúan como consumidores netos de potencia reactiva, lo que incrementa significativamente la demanda de soporte de voltaje a lo largo del sistema. El funcionamiento prolongado en estas condiciones

reduce los márgenes de estabilidad, eleva la susceptibilidad del sistema ante contingencias y eventos transitorios, y compromete la capacidad de recuperación dinámica.

Esta situación tiende a agravarse con el paso del tiempo, especialmente en escenarios de alta transferencia de potencia desde las zonas de generación ubicadas en el occidente del país hacia los principales centros de carga en el área metropolitana. A medida que se incrementan estos flujos, la red de transmisión se vuelve más susceptible a caídas de tensión, particularmente en ausencia de mecanismos de compensación reactiva o de rutas de descarga que permitan aliviar la sobrecarga en las líneas más exigidas.

En este contexto, las distintas alternativas de refuerzo analizadas muestran mejoras parciales en la estabilidad de voltaje. No obstante, se ha identificado que la alternativa que contempla una configuración de doble conductor por fase aún presenta condiciones críticas en el tramo comprendido entre la Subestación El Coco y la Subestación Burunga. Esta condición se debe a que, si bien la capacidad térmica de la línea se incrementa, no se resuelve completamente la congestión ni se mitiga de forma suficiente la demanda de potencia reactiva en esa sección del sistema. Por tanto, esta alternativa requeriría medidas complementarias como la incorporación de dispositivos FACTS o refuerzos adicionales para garantizar una operación segura y estable bajo escenarios de alta carga y transferencia.

Figura 8. 6 Voltajes y Flujos del SPT (230kV) con 2 Cond/Fase en 2036

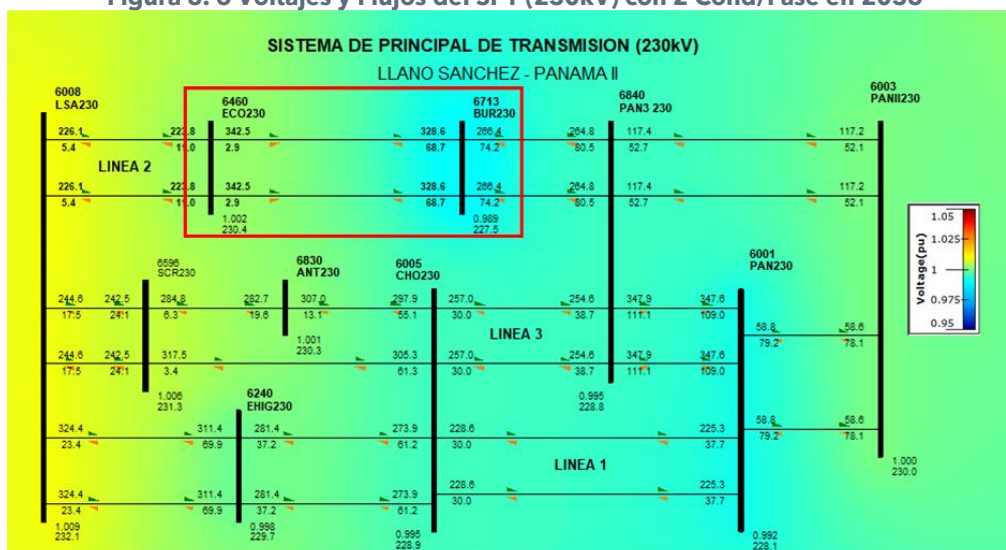


Figura 8. 7 Voltajes y Flujos del SPT (230kV) con Capacitancias Serie en 2036

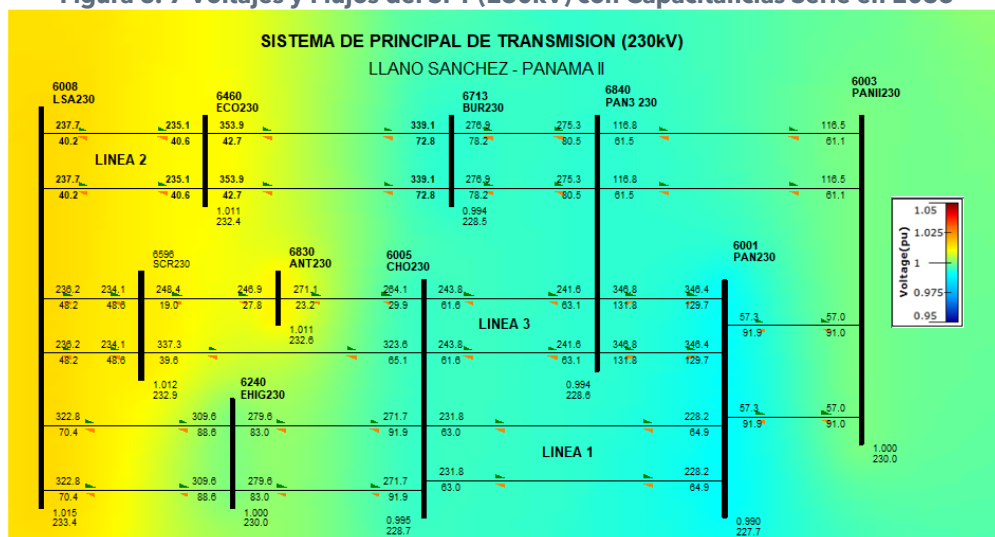


Figura 8. 8 Voltajes y Flujos del SPT (230kV) con Capacitancia Serie en 2036

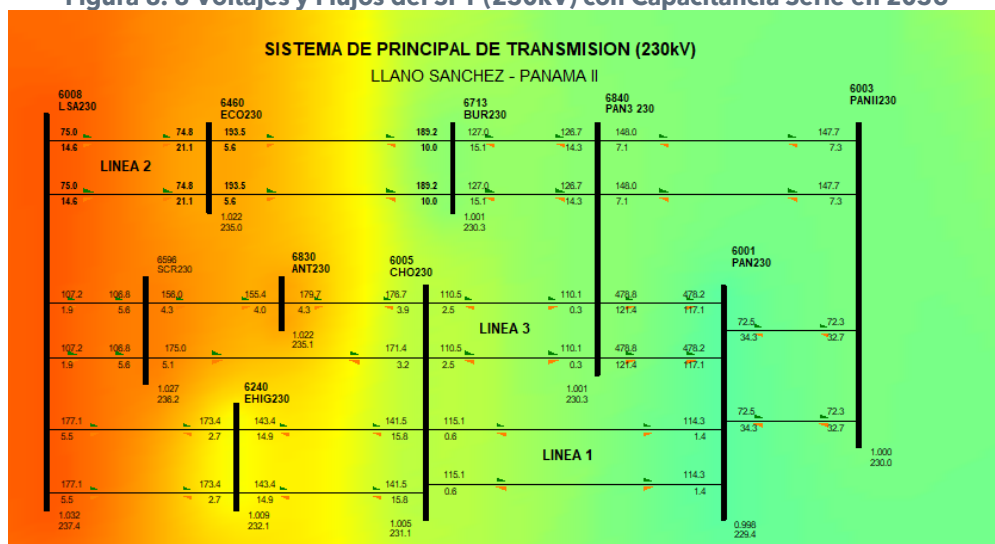


Figura 8. 9 Voltajes y Flujos del SPT (230kV) con Capacitancia Serie en 2038

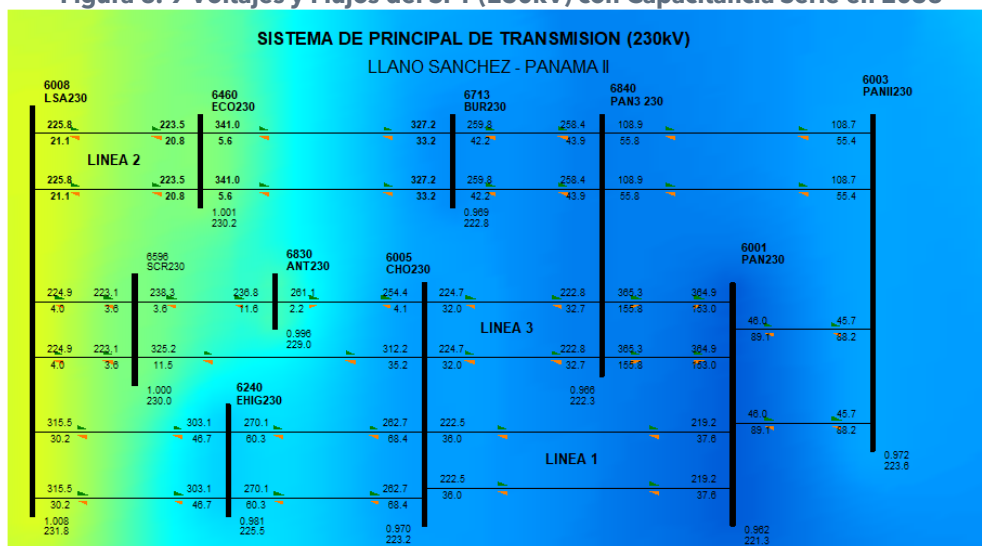
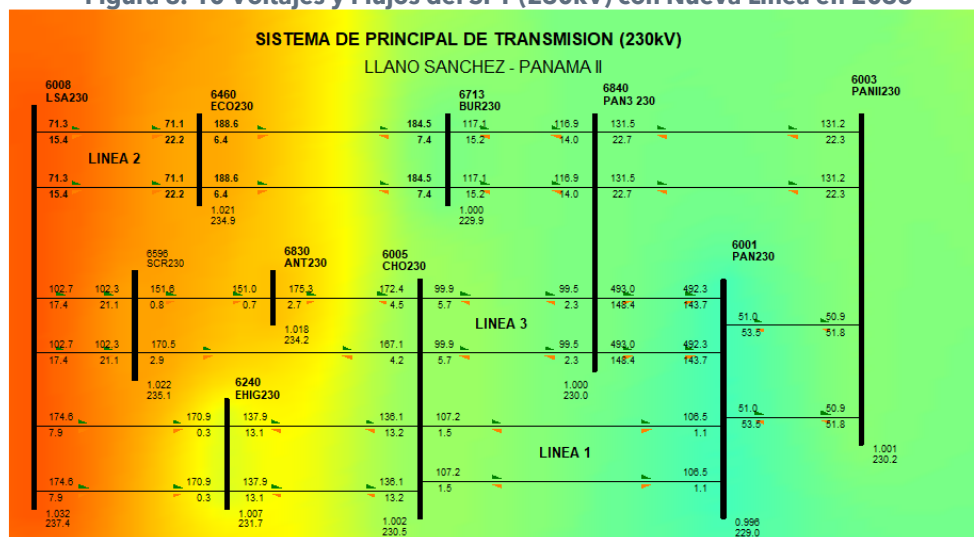


Figura 8. 10 Voltajes y Flujos del SPT (230kV) con Nueva Línea en 2038



Hacia el final del periodo de análisis, se observan condiciones de voltaje desfavorables en la alternativa basada exclusivamente en compensación serie sobre las líneas de transmisión existentes. Aunque esta solución mejora parcialmente la estabilidad en parte del periodo, sin embargo, no logra sostener condiciones operativas adecuadas a largo plazo, debido a la persistencia

de altos niveles de carga sobre las infraestructuras actuales.

Dicho lo anterior, para extender la vigencia operativa de las alternativas 1 y 2 en el tiempo, se requeriría complementar dichas soluciones con la instalación de compensación reactiva en puntos estratégicos del sistema. Si bien la implementación de dispositivos shunt, como bancos de capacitores o STATCOMs, ha

demostrado ser una herramienta efectiva para el soporte de voltaje, esta estrategia se encuentra próxima a su límite práctico.

Por un lado, los niveles de compensación reactiva necesarios han venido aumentando de forma acelerada, lo que implica mayores capacidades instaladas y mayores demandas de control. Por otro lado, se vuelve imprescindible instalar estos equipos incluso en nodos intermedios del corredor Llano Sánchez - Panamá, tales como El Higo o El Coco, donde las condiciones técnicas, espaciales y operativas presentan mayores complejidades. Esta situación incrementa los costos marginales de implementación y reduce la eficiencia relativa de este tipo de soluciones frente a otras alternativas más estructurales, como la construcción de una nueva línea de transmisión, que permite abordar de forma integral y sostenible las limitaciones de estabilidad y transporte del sistema.

Desde el punto de vista técnico y considerando la evolución del sistema en el tiempo, la construcción de una nueva línea de transmisión emerge como la alternativa más robusta y efectiva. Esta opción permite una redistribución significativa de los flujos de potencia, reduciendo las cargas en las líneas existentes y eliminando de forma integral las restricciones asociadas a la estabilidad de voltaje. Además, mejora la robustez operativa del

sistema ante contingencias y fortalece la capacidad del SIN para integrar nueva generación renovable sin comprometer la seguridad del suministro.

adicionalmente, la entrada de una nueva línea de transmisión tendría un efecto directo en la reducción de pérdidas técnicas del sistema. Este beneficio sería aún más significativo si dicha línea operara en 500 kV.

Tabla 8. 1 Evaluación de las Alternativas de Expansión de Largo Plazo

Alternativa	Beneficios	Riesgos/Inconvenientes
Alternativa 1 Dos Conductores por fase	Menor costo que construir un nuevo circuito	Requiere compensación adicional para cubrir los requerimientos del período. Se debe implementar en los 6 circuitos para evitar redistribuciones de flujo
Alternativa 2 Capacitores Serie	Menor costo que construir un nuevo circuito Buen desempeño técnico (hasta 2036)	Complejidad del sistema de protecciones Se requiere distribuir los capacitores en varias subestaciones, dado que las líneas se encuentran seccionadas en tramos cortos (ningún tramo puede resultar sobrecompensado) No permite cubrir los requerimientos del horizonte de estudio (se requiere ampliar la compensación shunt). No permite reducir las pérdidas del sistema Riesgo de resonancia subsincrónica por su cercanía con las turbinas de vapor. Debe implementarse y energizarse en los 6 circuitos simultáneamente para evitar redistribuciones de flujo
Alternativa 3 Nueva Línea de Transmisión (Occidente-Centro de Carga)	Se logra una mayor reducción de pérdidas (pasan del 11% sin la cuarta línea al 6% con la cuarta línea) Única opción que permite cubrir los requerimientos del horizonte de estudio	Oposición ambiental Mayor incertidumbre en cuanto a cronograma y presupuesto Mayor costo de inversión
Elementos Complementarios Compensación SHUNT y STATCOMs	Ampliaciones modulares Costo reducido	En el período de análisis, los requerimientos de reactivo crecen año tras año y se requiere compensación en prácticamente todos los nodos. Se requerirá un control secundario de tensiones y monitoreo en tiempo real desde el SCADA

Sin duda, la construcción de una nueva línea de transmisión de gran magnitud conlleva riesgos inherentes que deben ser cuidadosamente considerados durante su evaluación. El riesgo más significativo está asociado a posibles retrasos en la ejecución del proyecto, los cuales pueden originarse por factores externos de índole social, ambiental, legal o técnico. Independientemente de la causa, es fundamental analizar el efecto que un eventual retraso o la no construcción de esta infraestructura tendría sobre la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En ausencia de esta nueva línea, la incorporación de nueva generación al sistema se vería severamente limitada debido a las restricciones en la capacidad de transporte, lo cual generaría impactos económicos y

operativos relevantes. Para estimar la magnitud de esta afectación, se construyó un escenario para el año 2036 considerando un despacho con generación forzada y limitando las transferencias de potencia a la capacidad disponible de la red actual, es decir, sin la nueva línea en servicio.

Bajo este escenario, se observa una significativa reducción en la transferencia desde la zona occidental hacia el área metropolitana. En comparación con el despacho óptimo (sin restricciones), el flujo hacia la Subestación Chorrera se reduce de aproximadamente 1,900 MW a 1,234 MW. Esta disminución obliga a la activación de unidades térmicas, como Gatún y Costa Norte, para mantener márgenes adecuados de

soporte reactivo y estabilidad de voltaje.

El impacto directo sobre la generación renovable es considerable: se desplazan aproximadamente 420 MW de generación solar (equivalente a 875 MW de capacidad instalada) y 217 MW de generación hidráulica (principalmente el proyecto Changuinola II). Para determinar esta reducción, se priorizó la limitación de proyectos con fechas de entrada más tardías dentro del horizonte de planificación.

En términos generales, la no ejecución del proyecto de nueva línea impediría la integración efectiva de hasta 875 MW de proyectos solares y 217 MW de proyectos hidráulicos previstos en el Plan Indicativo de Expansión de Generación. Esto afectaría directamente la viabilidad operativa y comercial de iniciativas cuya entrada en operación está programada entre finales de 2026 y 2031, comprometiendo además los objetivos nacionales de diversificación energética y sostenibilidad.

EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL BENEFICIO DE LA NUEVA LÍNEA

El análisis económico del proyecto consiste en la comparativa del costo operativo del SIN en dos alternativas:

1) Con la línea, sin restricciones de transporte.

2) Sin la línea, limitando el ingreso de plantas renovables y Changuinola 2.

Las simulaciones se realizan mediante SDDP.

a) Hipótesis

El costo de inversión de la cuarta línea se estimó según el último PESIN disponible:

- Construcción de la línea operando en 230 kV: 596.610 MUSD
- Subestaciones y energización en 500 kV: 190.289 MUSD

El repago de la línea se considera en anualidades fijas, según el método francés, considerando una tasa del 10% y período de 25 años.

Tomando en cuenta los resultados del análisis técnico del escenario "sin la línea" considera que las siguientes plantas de generación no se construirán:

Tabla 8. 2 Plantas Excluidas

PLANTA	Pinst (MW)
Cotaba	125
Penonome 2	120
Panasolar 4	30
Changuinola 2	228
La Union	90
San Bartolo	40
Las Lomas	105
Santa Cruz	200
Cotaba 2	125
La Hueca	40
La Hueca 2	30
Total	1133

Los resultados de ahorro anual en costo operativo se observan en el siguiente gráfico. Se observan ahorros crecientes desde los años

iniciales, con un salto en el año 2027 (donde se produce la incorporación

de plantas solares) y en el año 2031 (donde ingresa Changuinola 2).

Gráfico 8. 9 Evaluación económica de la Entrada de la Nueva Línea



La siguiente tabla contiene el costo operativo entre los casos con y sin la línea, así como los pagos anuales por la línea y el beneficio neto. El resultado final arroja un beneficio neto de 327 MMUSD en el período considerado.

Tabla 8. 3 Comparación de costo operativo del Sistema

Año	Costo op c/ 4L	Costo op s/ 4L	Ahorro anual	Ahorro acumulado	Anualidad línea	Beneficio neto
	A	B	C=A-B	$C_{y-1} + C$	D	C-D
	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
2025	250	257	7	7	0	7.04
2026	261	271	10	17	0.00	9.84
2027	174	210	36	53	0.00	36.13
2028	165	210	45	98	0.00	45.05
2029	171	221	49	147	0.00	49.39
2030	185	248	63	210	65.73	-3.14
2031	156	285	129	339	65.73	62.87
2032	173	304	130	469	65.73	64.65
2033	204	345	141	610	65.73	75.53
2034	253	396	144	754	86.69	56.82
2035	279	436	157	911	86.69	70.57
2036	315	466	151	1062	86.69	64.64
2037	350	510	160	1222	86.69	73.37
2038	389	560	171	1393	86.69	84.24
2039	420	593	173	1566	86.69	86.27

Año	Costo op c/ 4L	Costo op s/ 4L	Ahorro anual	Ahorro acumulado	Anualidad línea	Beneficio neto
	A	B	C=A-B	$C_{y-1} + C$	D	C-D
	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD	MMUSD
VPN (r = 10%)			616.59		289.49	327.10

Conclusiones

El análisis económico presentado permite ver que la magnitud del ahorro en costos operativos en el escenario con la cuarta línea supera los costos de construcción del circuito.

PLAZOS DE CONSTRUCCIÓN DE NUEVAS LÍNEA DE TRANSMISIÓN

La ejecución de una nueva línea de transmisión desde la región occidental del país hasta la zona metropolitana representa un proyecto de alta complejidad técnica, logística y social, cuyo desarrollo integral puede requerir un horizonte temporal estimado entre 7.5 y 8 años, considerando todas las fases críticas del proceso. A continuación, se describen los principales hitos y factores que condicionan los plazos de implementación:

1. Modalidad de Contratación / Selección del Contratista

El tipo de contratación impacta directamente en los tiempos de inicio de las obras:

Asociación Público-Privada (APP): Se cuenta con avances significativos en la elaboración de los pliegos de cargos. Bajo esta modalidad, el contratista asume la responsabilidad total del diseño, financiación, ejecución y administración del proyecto. En caso de que la Secretaría Nacional de APP (SNAPP)

reconozca los estudios de prefactibilidad y factibilidad ya realizados, el proceso de licitación podría completarse en un período de 6 a 9 meses. Posterior a la adjudicación, los trámites de constitución societaria y cierre financiero podrían extenderse por aproximadamente 12 meses adicionales antes del inicio de la construcción.

Licitación por Mejor Valor: Esta alternativa implicaría la elaboración de nuevos pliegos de cargos, estudios de campo, definición del trazo definitivo y obtención de permisos, lo cual puede requerir entre 18 y 24 meses. El proceso de licitación y adjudicación podría demorar entre 10 y 12 meses, seguido por el inicio de la etapa constructiva.

2. Gestión Social

Aproximadamente el 33% del alineamiento previsto de la línea atraviesa territorios indígenas, incluyendo áreas dentro y fuera de la Comarca Ngäbe Buglé. La existencia de oposiciones sociales significativas podría generar retrasos estimados entre 1 y 2 años, especialmente si se requiere procesos adicionales de diálogo, mediación o reubicación del trazado.

3. Gestión de Servidumbres

La obtención de servidumbres representa una fase crítica. Esta incluye el reconocimiento de propietarios, acceso a predios, firma de acuerdos y obtención de

permisos de ingreso. Este proceso puede requerir un mínimo de 12 meses, con un riesgo adicional de 6 meses de retraso por eventuales dificultades en las negociaciones.

4. Gestión Ambiental

El trazado proyectado atraviesa zonas ambientalmente sensibles, incluyendo áreas protegidas, zonas de alta biodiversidad y el Corredor Biológico Mesoamericano. Esto implica que el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) requerirá múltiples giras técnicas, consultas comunitarias y revisiones por parte de las autoridades ambientales. El proceso completo, desde la elaboración hasta la aprobación del estudio, podría demandar entre 12 y 18 meses, considerando posibles apelaciones o solicitudes de estudios complementarios.

5. Logística de Transporte

La región Atlántica presenta condiciones topográficas adversas, con accesos limitados que pueden requerir transporte aéreo, marítimo o a pie. La estacionalidad climática (particularmente entre mayo y noviembre) puede generar afectaciones importantes por deslizamientos o bloqueos, generando potenciales demoras adicionales de 6 a 12 meses si no se planifican medidas logísticas adecuadas.

6. Construcción

La fase de construcción está proyectada para una duración aproximada de 36 meses, en condiciones normales. Sin embargo, este plazo podría extenderse dependiendo del grado de afectación por los factores antes descritos

Tabla 8. 4 Cronograma de Ejecución, Construcción de Línea de Transmisión

Tipo de contratación	CONTRATO APP	CONTRATO LEY 22
Elaboración de pliego de cargos	3 MESES	18 MESES
Proceso de selección de contratista	6-9 MESES	12 MESES
Consecución de sociedad y cierre financiero	12 MESES	0 MESES
Gestión social	24 MESES (empieza al adjudicarse)	24 MESES (empieza en la adjudicación)
Gestión Servidumbre	12 MESES (después del cierre financiero)	12 MESES (empieza en la adjudicación)
Gestión Ambiental	18 MESES (después del cierre financiero)	18 MESES (empieza en la adjudicación)
Logística y Transporte	6-12 MESES	6-12 MESES
Construcción	36 MESES	36 MESES
Total	90 MESES APROX (7.5 años)	102 MESES APROX (8.5 años)

Tomando en cuenta lo anterior se estima que el proyecto pueda estar listo para el año 2034.

Considerando los resultados del análisis operativo y estructural del sistema, se establece la necesidad de desarrollar los siguientes proyectos de expansión.

- ADICIÓN DE BANCOS DE CAPACITORES DE 180 MVAR EN SUBESTACIÓN PANAMÁ 3 230 KV
- CUARTA LÍNEA OPERANDO EN 230 KV
- ENERGIZACIÓN DE LA CUARTA LÍNEA EN 500 KV

Con miras al largo plazo, se identifica la necesidad de expandir la red de transmisión para facilitar la integración de nuevas plantas de generación. En este contexto, se considera prioritaria la incorporación de los siguientes proyectos de infraestructura eléctrica

- NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV
- NUEVA S/E CHEPO 115/34.5 KV
- NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV
- NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV
- COMPENSACION REACTIVA
- BANCO DE CAPACITORES S/E PANAMA 3 230 KV 6x30 MVAR
- TRANSFORMADORES
- ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E SAN BARTOLO 150 MVA

REQUERIMIENTOS DEL SIN

Durante todo el periodo de análisis se ha evidenciado que, ante contingencias específicas en elementos críticos del SIN, persisten riesgos de inestabilidad dinámica, así como la aparición de oscilaciones electromecánicas con bajo nivel de amortiguamiento bajo ciertas condiciones operativas. Estos hallazgos han sido consistentes a lo largo de múltiples escenarios evaluados y han motivado la formulación de recomendaciones técnicas orientadas a mitigar dichas vulnerabilidades, mediante la incorporación de refuerzos estratégicos que exceden las

atribuciones directas del transportista, pero que resultan fundamentales para la seguridad operativa del sistema.

En el horizonte de corto plazo, se logró identificar una localización preliminar para estos refuerzos dentro de una subestación específica. No obstante, para el periodo de largo plazo, y tras un análisis más profundo de las condiciones dinámicas del sistema, se ha reformulado la ubicación de algunos equipos clave, con el fin de optimizar su efectividad.

En particular, se propone que el condensador síncrono, originalmente previsto para otra ubicación, sea finalmente instalado en la subestación Llano Sánchez, dada su posición estratégica para aportar inercia y reforzar la respuesta dinámica en una zona considerada crítica. Esta medida busca mejorar la estabilidad angular del sistema ante perturbaciones severas y compensar la pérdida progresiva de fuentes síncronas tradicionales.

Adicionalmente, se plantea reforzar el soporte de potencia reactiva en la subestación Panamá III mediante la instalación de un compensador estático (STATCOM), el cual permitirá una respuesta más rápida y flexible frente a variaciones de voltaje, contribuyendo así a la estabilidad de tensión del sistema ante eventos de alta severidad.

En conjunto, estas acciones forman parte de una estrategia integral orientada a fortalecer la resiliencia del Sistema Interconectado Nacional (SIN), alineada con las proyecciones de crecimiento de la demanda, la evolución de la matriz de generación y la incorporación de tecnologías avanzadas para el control dinámico del sistema.

Con el objetivo de mejorar la estabilidad de voltaje del sistema eléctrico nacional y asegurar un comportamiento dinámico robusto ante contingencias, se recomienda establecer una serie de medidas estratégicas y técnicas. Estas acciones buscan anticipar y mitigar condiciones de riesgo asociadas a la creciente penetración de generación renovable no síncrona y a la evolución topológica de la red.

Entre las principales medidas definidas se destaca el establecimiento de requerimientos técnicos exigibles a nuevos proyectos de generación renovable, orientados a garantizar su participación en el control de tensión. Estos requerimientos incluyen la incorporación obligatoria de controladores de voltaje de respuesta rápida, capaces de operar dentro de marcos temporales coherentes con la dinámica del sistema, y el uso de algoritmos avanzados de control embebidos en los sistemas de conversión electrónica de potencia (por ejemplo, en inversores de planta), que permitan una regulación

continua y coordinada del perfil de voltaje.

Estas disposiciones técnicas debieran ser parte integral de los criterios de conexión y operación, promoviendo una mayor responsabilidad operativa por parte de los nuevos generadores renovables y alineando su desempeño con los estándares de seguridad y confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Además, permitirán reducir la dependencia de equipos síncronos tradicionales para el soporte de tensión, facilitando una transición ordenada hacia un sistema eléctrico con mayor participación de fuentes variables.

No obstante, la estabilidad del sistema no depende únicamente del control de voltaje. Con el aumento de la generación no síncrona, la estabilidad de frecuencia adquiere una relevancia crítica. Según Kundur (1994), la respuesta inicial del sistema ante un desequilibrio entre generación y carga se describe mediante la ecuación del movimiento del rotor, en la cual la tasa de cambio de la frecuencia conocida como RoCoF (Rate of Change of Frequency) es inversamente proporcional a la constante de inercia de los generadores sincrónicos (Cap. 11). A medida que se reduce la cantidad de generación síncrona conectada, también disminuye la inercia efectiva del sistema, lo que incrementa los valores de RoCoF ante perturbaciones.

Un RoCoF elevado significa que la frecuencia del sistema cambia muy rápidamente ante un evento (por ejemplo, una desconexión de carga o generación), lo que puede provocar disparos innecesarios de protecciones, desconexiones en cascada y, en el peor de los casos, colapso del sistema por frecuencia. Este riesgo se ve agravado en sistemas donde más del 50 % de la generación proviene de fuentes no síncronas como solar y eólica, tal como ocurre actualmente en ciertos periodos del año en el SIN.

Para mitigar estos riesgos, se requiere fortalecer la respuesta dinámica del sistema mediante:

- Servicios complementarios de control de frecuencia, incluyendo:
 - *Inercia sintética obligatoria* en parques eólicos y plantas solares, emulada mediante sistemas de control en convertidores.
 - *Respuesta primaria y secundaria de frecuencia* mediante lógica de control en inversores, capaz de detectar variaciones de frecuencia y modificar su potencia activa en consecuencia.
- Evaluación y definición del Nivel Mínimo de Inercia Operativa, que permita mantener estabilidad frente a las perturbaciones más exigentes. Esta evaluación debe considerar una posible zonificación operativa del sistema, evitando regiones con baja o nula inercia efectiva.

- Ajustes en las protecciones de frecuencia, para ampliar la tolerancia ante variaciones rápidas sin activar esquemas de desconexión prematuros.

Adicionalmente, deben establecerse planes obligatorios de soporte dinámico de tensión e inercia para los generadores renovables, como condición de acceso a la red. Esto asegurará que los nuevos proyectos no solo aporten energía, sino también contribuyan activamente a la estabilidad del sistema.

La recuperación de frecuencia tras una perturbación debe mantenerse dentro de márgenes aceptables. Para ello, no basta con la inercia inicial; se requiere además contar con reservas primarias (respuesta automática e inmediata de generadores reguladores) y secundarias (ajustes coordinados del despacho para restaurar la frecuencia y liberar la primaria), asegurando así una recuperación estable del sistema tras eventos severos.

En síntesis, el comportamiento dinámico del SIN se encuentra cada vez más condicionado por la creciente presencia de generación no síncrona. En este contexto, resulta indispensable adoptar una visión integral de la estabilidad, que combine inversiones en infraestructura física (líneas, transformadores, dispositivos FACTS) con exigencias técnicas claras para los agentes generadores y con la implementación de

mecanismos operativos orientados a preservar la frecuencia y el voltaje del sistema ante contingencias.

El Sistema Interconectado Nacional (SIN) mantiene la necesidad operativa de contar con un nivel mínimo de inercia de 3,820 MVA·s, con el fin de garantizar una respuesta estable ante perturbaciones súbitas y preservar la seguridad del sistema eléctrico frente a eventos de gran severidad.

A partir de los despachos de generación simulados, se calcularon los niveles de inercia global del sistema mediante la suma de las contribuciones individuales de cada unidad generadora síncrona conectada. Los resultados se presentan en el gráfico siguiente, donde se evidencia una tendencia decreciente en los niveles de inercia disponibles, producto del creciente protagonismo de la generación renovable no síncrona en el despacho, especialmente solar y eólica.

Particularmente, los escenarios correspondientes a demanda máxima y demanda media matutina (AM) del año 2029 presentan los valores mínimos de inercia del periodo evaluado, comprometiendo la capacidad del sistema para resistir variaciones rápidas de frecuencia.

Como se observa, existen escenarios donde los niveles de inercia caen por debajo del umbral mínimo requerido, lo que pone en riesgo la

estabilidad del sistema. Para mitigar esta condición, es indispensable implementar medidas operativas y de planificación que permitan mantener o incrementar la inercia del sistema en los momentos críticos. Entre las acciones viables se destacan:

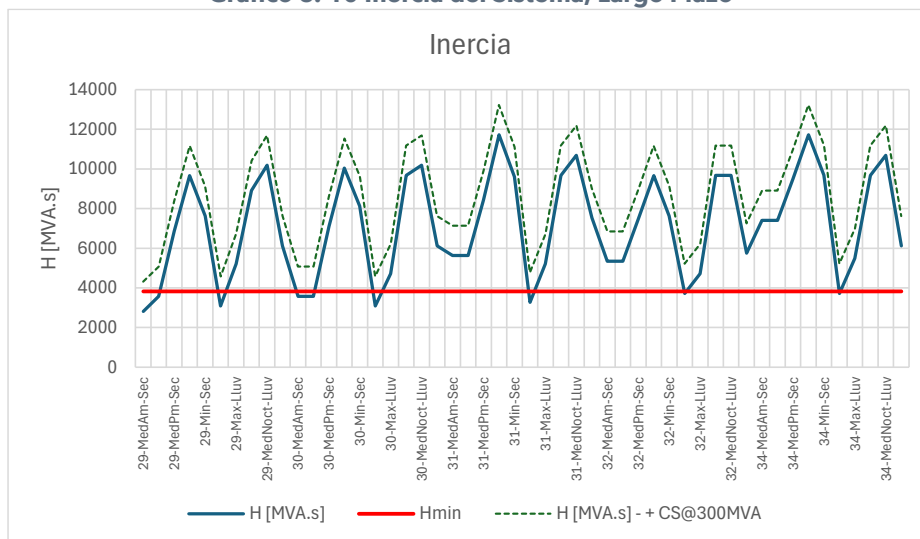
Aplicación de restricciones al despacho de generación renovable no convencional en los escenarios más vulnerables, con el objetivo de asegurar la permanencia en operación de unidades síncronas que aporten inercia efectiva.

Instalación de condensadores síncronos en ubicaciones estratégicas del sistema, capaces de aportar inercia sin requerir despacho de energía activa, facilitando la operación en contextos de alta penetración renovable.

Evaluación de tecnologías emergentes, como sistemas de almacenamiento con emulación de inercia o convertidores con funciones de "virtual synchronous machine" (VSM), para complementar la respuesta dinámica del sistema.

Sin la implementación de estos reforzamientos, los periodos de alta generación renovable particularmente durante la estación seca en horas de demanda media AM y demanda máxima podrían enfrentar déficits críticos de inercia, comprometiendo la capacidad del sistema para mantener la frecuencia dentro de rangos operativos seguros.

Gráfico 8. 10 Inercia del Sistema, Largo Plazo



Respecto a la Reserva Primaria, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) continúa requiriendo, en el mediano y largo plazo, la disponibilidad de un nivel mínimo de reserva primaria de 80 MW, con el propósito de garantizar la respuesta inmediata ante desequilibrios entre generación y demanda originados por salidas imprevistas de unidades generadoras o eventos disruptivos en la red.

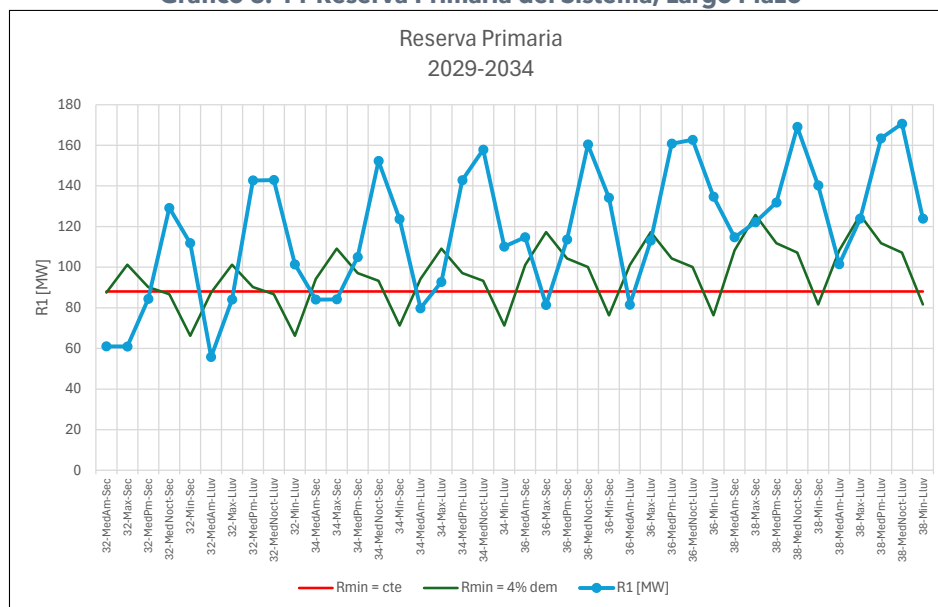
Este nivel de reserva primaria, definido con base en criterios de seguridad operativa y en los resultados de estudios de simulación dinámica, es indispensable para preservar la frecuencia dentro de márgenes aceptables durante los primeros segundos posteriores a una contingencia severa, evitando así la activación innecesaria de esquemas de desconexión automática de carga

(SPEAR) y reduciendo el riesgo de propagación de eventos hacia una inestabilidad mayor.

La necesidad de mantener esta reserva se vuelve aún más crítica en un contexto de creciente participación de tecnologías no síncronas y generación variable, las cuales, si bien aportan energía limpia, no contribuyen directamente a la inercia del sistema ni al control primario de frecuencia de forma natural.

Los resultados de reserva primaria disponible en el largo plazo se muestran en el siguiente gráfico:

Gráfico 8. 11 Reserva Primaria del Sistema, Largo Plazo



Como se puede apreciar en el gráfico anterior, en la mayoría de los casos analizados los niveles de reserva primaria se encuentran por debajo del umbral mínimo requerido de 80 MW, lo cual representa un riesgo operativo significativo para la estabilidad del sistema. Esta situación se ve agravada por el hecho de que los escenarios más críticos coinciden con los periodos horarios de mayor demanda, particularmente durante las horas pico de la mañana (AM) y las horas de carga media, en los cuales se esperaría una mayor robustez operativa.

De manera coincidente, estos mismos periodos son aquellos en los que se registra el mayor aporte de generación solar y eólica. Si bien estas fuentes renovables contribuyen sustancialmente a la cobertura de la demanda energética, su naturaleza

no síncrona y su limitada capacidad de respuesta ante eventos de inercia y frecuencia restringen su contribución efectiva a la reserva primaria, exacerbando el desequilibrio en los momentos más vulnerables del sistema.

Este comportamiento evidencia la necesidad de implementar mecanismos complementarios que permitan garantizar un nivel adecuado de reserva primaria en todo momento, tales como la incorporación de unidades con respuesta rápida, tecnologías de almacenamiento con control de frecuencia o la adopción de esquemas de participación obligatoria de reserva para ciertos generadores, especialmente en escenarios con alta penetración renovable.

Gráfico 8. 12 Comportamiento de la Frecuencia y aporte del SAEBs

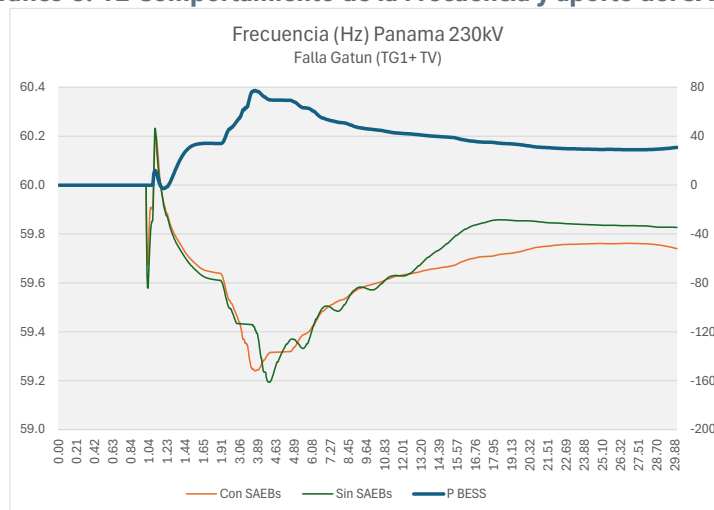
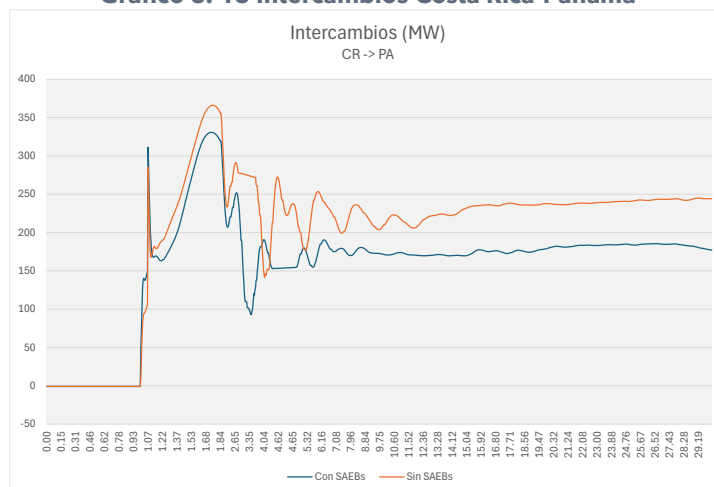


Gráfico 8. 13 Intercambios Costa Rica-Panamá



Como se puede apreciar, ante un desbalance entre carga y generación, el sistema de almacenamiento de energía con baterías (SAEBs) demuestra su capacidad para cumplir con los requerimientos operativos del sistema, particularmente en lo que respecta al aporte inmediato de potencia activa. En una primera instancia, esta acción contribuye a mantener la frecuencia dentro de rangos operativos seguros, evitando su caída abrupta ante una pérdida de generación significativa.

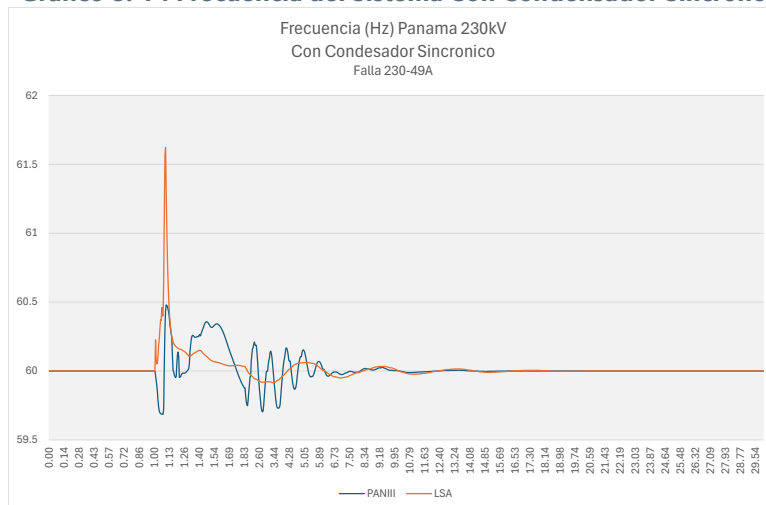
Además, el rápido desempeño del SAEB permite modular oportunamente los niveles de intercambio eléctrico con Costa Rica, mediante la reducción de importaciones. Esta respuesta dinámica evita la activación del esquema de desconexión automática de las interconexiones, preservando así la integridad del enlace regional y mejorando la robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN) frente a eventos de gran severidad.

De igual forma como se observa en la figura a continuación, ante la contingencia correspondiente a la falla en la línea ANT - CHO, se evidencia un mejor desempeño del sistema cuando el condensador síncrono es instalado en la subestación Llano Sánchez, en comparación con su instalación en la subestación Panamá III. Esta mejora se refleja en una mayor capacidad de amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, una recuperación

más rápida de la frecuencia después del evento.

Lo anterior pone en evidencia la importancia de una ubicación estratégica de los recursos que aportan inercia y soporte dinámico, dado que su efectividad depende no solo de su capacidad nominal, sino también de su posición relativa dentro del sistema y su acoplamiento eléctrico con las zonas más sensibles del sistema.

Gráfico 8. 14 Frecuencia del Sistema Con Condensador Síncrono



La integración de condensadores síncronos y sistemas de almacenamiento con baterías (SAEBs) representa una estrategia complementaria que fortalece significativamente la respuesta dinámica y la estabilidad operativa del sistema ante contingencias.

Por un lado, los condensadores síncronos aportan inercia electromecánica inherente, soporte de potencia reactiva continua y estabilidad angular, desempeñando

un rol fundamental en el amortiguamiento de oscilaciones y la resiliencia ante perturbaciones de frecuencia de baja velocidad. Su contribución es especialmente relevante en sistemas con alta penetración de generación renovable no síncrona, donde la inercia natural tiende a disminuir.

Por otro lado, los SAEBS ofrecen una respuesta ultrarrápida en el rango de milisegundos a segundos, lo cual los convierte en herramientas clave para

la contención inmediata de la frecuencia ante desbalances súbitos entre generación y demanda. Además, permiten modular intercambios internacionales de potencia y suavizar transitorios que podrían activar esquemas de protección automáticos.

La complementariedad entre ambos equipos radica en su capacidad conjunta para cubrir diferentes escalas temporales y dinámicas del sistema: mientras los condensadores

síncronos aseguran estabilidad estructural sostenida, los SAEBs proporcionan respuesta instantánea y flexible. Esta sinergia permite al SIN enfrentar con mayor eficacia escenarios de alta variabilidad, minimizando el riesgo de desconexiones no controladas y mejorando los márgenes de seguridad operativa.

Tabla 8. 5 Requerimientos Operativos del SIN

Requerimiento	Fecha		Causal
	Requerido	Realista	
SAEBs 1 Panama 3, 90 MW, 90 MWh	2027	2029	Provisión de reserva secundaria
Condensador Sincrono Llano Sanchez, 150 MVA	2028	2029	Provisión de inercia
Condensador Sincrono Llano Sanchez, 150 MVA	2028	2029	Provisión de inercia
SAEBs 2 Panama 3, 80 MW, 20 MWh	2028	2029	Provisión de reserva primaria
Expansión SAEBS 1, 50 MW/50 MWh	2029	2030	Regulación secundaria de frecuencia



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



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, 2029 - 2039, fueron determinados a partir de los análisis del sistema para los años 2029 a 2039, 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 por el largo plazo son los siguientes:

NUEVAS SUBESTACIONES

Se espera que en el horizonte de Largo Plazo se mantenga el crecimiento sostenido de la demanda, impulsado por el aumento poblacional y el desarrollo urbano e industrial en distintas regiones del país. A ello se suma la incorporación prevista de nuevos proyectos de generación instalada en los próximos años. Esta situación requiere la habilitación de nuevos puntos de entrega de energía mediante la construcción de subestaciones adicionales, con el fin de evitar la sobrecarga de las infraestructuras existentes.

La incorporación de estas nuevas subestaciones permitirá fortalecer la confiabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), mejorar la calidad del servicio en las zonas de influencia y asegurar una

adecuada capacidad de maniobra operativa.

Nueva S/E Panamá 3 115 kV

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

Costo: B/. 29,006,590.00

Entrada en Operación: 31/05/2029

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) autotransformadores, 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 autotransformador.
- Patio de 115 KV, dos (2) naves de 2 interruptores en el patio de 115 KV, para la conexión de los dos autotransformadores 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: 30/04/2029

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) autotransformadores, T1 y T2, de 230/115/34.5 KV y 250/150/100 MVA. Se debe contemplar espacio adicional para la adición de un tercer autotransformador 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 115 KV, en esquema de interruptor y medio, 2 naves de dos (2) interruptores en el patio de 115 KV, para la conexión de los dos autotransformadores y se debe dejar espacio para dos (2) naves futuras (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).
- Patio de 34.5 KV, en configuración de interruptor y medio, para la conexión de los proyectos de generación solar (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

Costo: B/. 35,697,330

Entrada en Operación: 31/07/2029

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
- d. Nuevo Transformador 115kV/34.5kV para el patio existente para cumplir con el criterio de N-1

Costo: B/. 40,738,000

Entrada en Operación: 31/05/2029

COMPENSACIÓN REACTIVA.

Se espera que en el horizonte de estudio se presente un aumento considerable de la demanda, acompañado por una mayor participación de fuentes de generación renovable no síncrona,

como la solar y la eólica, las cuales aportan de manera limitada a la estabilidad de voltaje del sistema.

Esta combinación de factores conllevaría a que se presenten desviaciones significativas de tensión en distintos nodos, en especial en áreas con alta penetración renovable o alejadas de los centros de generación tradicional.

Para mitigar estas desviaciones y garantizar el cumplimiento de los niveles de tensión establecidos, se prevé la incorporación de compensación reactiva mediante la instalación de bancos de capacitores, reactores y/o equipos de tipo FACTS, según la necesidad específica de cada punto de la red.

Adicionalmente, es importante mencionar que ETESA debe cumplir con los criterios de calidad de servicio establecidos en el Reglamento de Transmisión, los cuales exigen que se mantenga la tensión dentro de los rangos permitidos tanto en condiciones normales como bajo el criterio de seguridad N-1, conforme a lo establecido en el Artículo 89 del mencionado reglamento.

Adición de Bancos de Capacitores de 180 MVAR en Subestación Panamá 3 230 KV

Para dar el soporte necesario de potencia reactiva al SIN, es necesario

adición de bancos de capacitores en Centro de Carga y así cumplir con los criterios de calidad y seguridad que establece la normativa vigente.

Este proyecto consiste en la instalación de seis (6) bancos de 30 MVAR (6x30 MVAR) para un total de 180 MVAR en el patio de 230 KV de la Subestación Panamá 3.

Con la adición de estos bancos de capacitores en la subestación Panamá 3 230 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/. 30,184,170.00

Entrada en Operación: 31/12/2029

AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFORMACIÓN.

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.”

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 autotransformador T3.
- Adquisición de un autotransformador 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 autotransformador 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).

Costo: B/. 16,997,600.00

Entrada en Operación: 31/01/2029

REPOTENCIACIÓN Y NUEVAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente y renovable no convencional en el país en los próximos años, de acuerdo con el Plan Indicativo de Generación y la instalación de nuevos proyectos son aproximadamente 2,000 MW, que sumado a los aproximadamente 5,000 MW existentes daría un total de 7,000 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 500 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 capacidad necesaria que permita transmitir la energía generada de manera segura y confiable en diferentes tipos de escenarios.

Línea Chiriquí Grande - Panamá III 500 KV (operada inicialmente a 230 KV)

Debido a la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, solares y eólicas en el occidente y centro 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), además de aportar estabilidad de voltaje al SIN al disminuir la cargabilidad de las líneas existentes y por consecuencia consumiendo menos reactivo por estar cerca de su SIL, 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

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: 30/11/2034

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

Debido a las condiciones climáticas adversas que se presentan de forma recurrente en la zona occidental del país, se ha identificado la necesidad de reforzar estructuralmente las torres de transmisión en dicha área, a fin de mejorar la confiabilidad mecánica del sistema ante eventos extremos y garantizar la continuidad del servicio.

Adicionalmente, se ha detectado la presencia de dos tramos con diferentes tipos de conductor en la misma ruta de transmisión, lo cual genera desigualdades térmicas y eléctricas en la operación de las líneas. En este sentido, se propone la unificación del tipo de conductor a lo largo del tramo, permitiendo una operación más eficiente, balanceada y segura del sistema de transmisión.

Por otra parte, con la entrada en operación de la Cuarta Línea de Transmisión, se ha observado un

cambio en los patrones de flujo de potencia, donde una porción significativa de la energía fluye a través de estas líneas hacia la Subestación Chiriquí Grande y desde allí hacia los centros de carga, debido a la baja impedancia de la Cuarta Línea. Esta condición operativa resalta la importancia de fortalecer la infraestructura existente en la zona occidental, ya que actúa como un corredor crítico para el transporte de energía desde los centros de generación hacia el resto del sistema nacional.

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: 38,379,003.00

Entrada en Operación: 31/12/2029

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 2025, 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.

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

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

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

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

Costo: B/. 190,289,000

Entrada en Operación: 30/05/2036

Tabla 9. 1 Plan de Expansión de Largo Plazo

PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO		
SUBESTACIONES	FECHA	COSTO
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	31/may/29	B/.29,006,588.00
NUEVA S/E CHEPO 115/34.5 KV	30/abr/29	B/.22,048,800.00
NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV	31/jul/29	B/.35,697,329.73
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	31/may/29	B/.40,738,000.00
COMPENSACION REACTIVA	FECHA	COSTO
BANCO DE CAPACITORES S/E PANAMA 3 230 KV 6x30 MVAR	31/dic/29	B/.30,184,170.00
TRANSFORMADORES	FECHA	COSTO
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	31/ene/29	B/.16,997,600.00
LINEAS	FECHA	COSTO
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	30/nov/34	B/.596,610,000.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT GUASQ-FORT-CH. GRANDE 230 KV	31/dic/29	B/.38,379,000.00
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	30/may/36	B/.190,289,000.00

The background features large, flowing, wavy shapes in shades of blue and beige, creating a modern, abstract design.

CAPÍTULO X

INTERCONEXIONES REGIONALES



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 10

INTERCONEXIONES REGIONALES

OBJETIVO

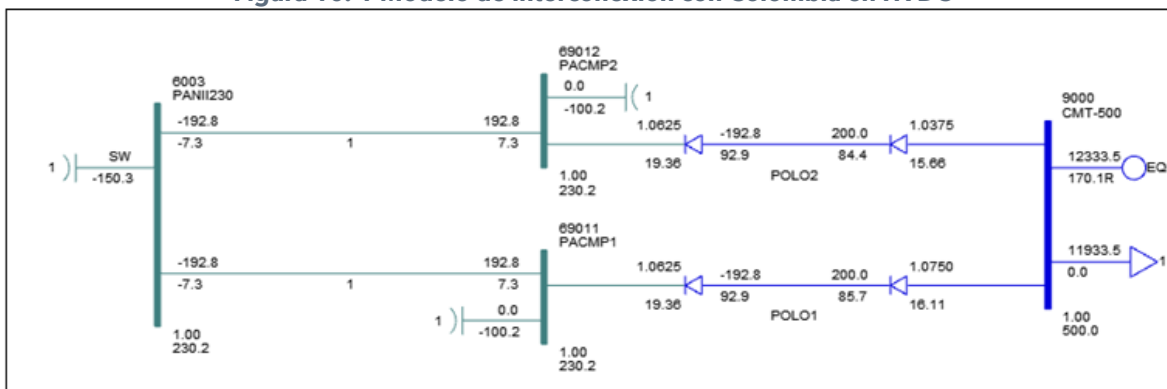
En esta sección, se examina el desempeño del sistema de Panamá en condiciones de exportación o importación con los sistemas vecinos (Colombia y Costa Rica). El objetivo es determinar las ampliaciones requeridas para poder transmitir 600 MW desde/hacia Costa Rica y 400 MW desde/hacia Colombia.

HIPÓTESIS

Como escenarios de partida, se consideraron los años 2029 y 2038, estaciones seca y lluviosa, demanda

máxima. Los despachos en Panamá se modifican según el orden de mérito. En caso de agotar las plantas térmicas y de embalse, se debe verter generación de plantas renovables. En la estación lluviosa, se opta por reducir generación hidráulica, mientras que en la estación seca se reduce generación eólica y solar. La interconexión con Colombia fue modelada mediante un enlace doble HVDC, con capacidad de transmisión en estado normal de 200 MW por polo. Se incluyen bancos de capacitores de 100 MVar por cada polo, y la acometida se realiza a la subestación Panamá 2.

Figura 10. 1 Modelo de interconexión con Colombia en HVDC



Por otro lado, en la interconexión con Costa Rica se considera el tendido del segundo circuito SIEPAC, desde Veladero hasta la frontera.

RESULTADOS

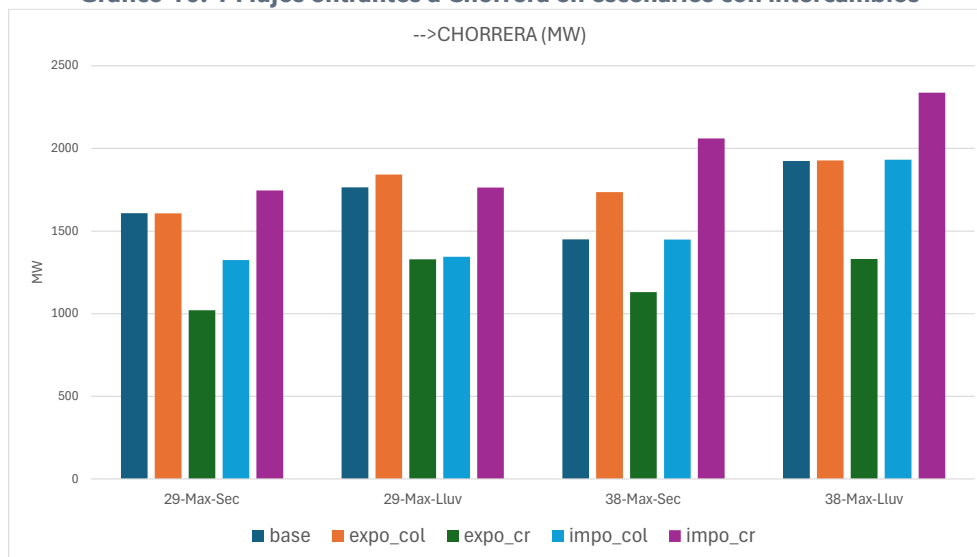
La siguiente figura resume los flujos por el sistema troncal de Panamá en escenarios con intercambios regionales. Respecto al caso base, los

casos con importación de Costa Rica incrementan las transferencias, en especial en el año 2038. La exportación hacia Colombia podría aumentar los flujos (estación lluviosa 2029 y seca 2038); mientras que la

importación de Colombia y la exportación hacia Costa Rica reduce

(o mantiene) los flujos en todos los escenarios.

Gráfico 10. 1 Flujos entrantes a Chorrera en escenarios con intercambios



Importación desde Costa Rica

Año 2029

- Estación seca y lluviosa: sobrecarga en uno de los circuitos Burunga - Panamá 3 230 kV ante la salida del otro circuito Burunga - Panamá 3. Cabe destacar que la cuarta línea solucionará esta sobrecarga. La sobrecarga se produce en ausencia de importaciones.

Año 2038

- Estación lluviosa: sobrecarga circuitos 7A y 8A (Panamá - Panamá 3).
- Estación lluviosa: sobrecarga del circuito Esperanza - Chiriquí Grande ante la salida de Changuinola - Chiriquí Grande, y viceversa.

Figura 10. 2 Flujo de potencia entrante por el vínculo Changuinola

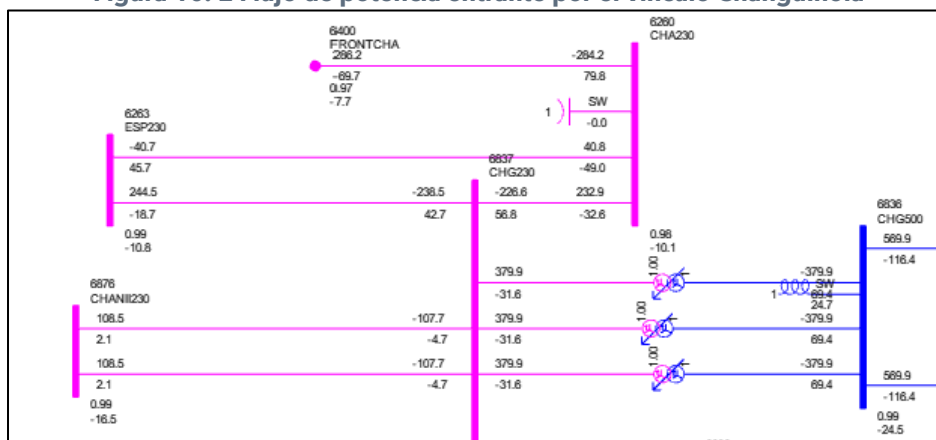


Figura 10. 3 Flujos (Falla ESP-CHG) en la zona de Changuinola

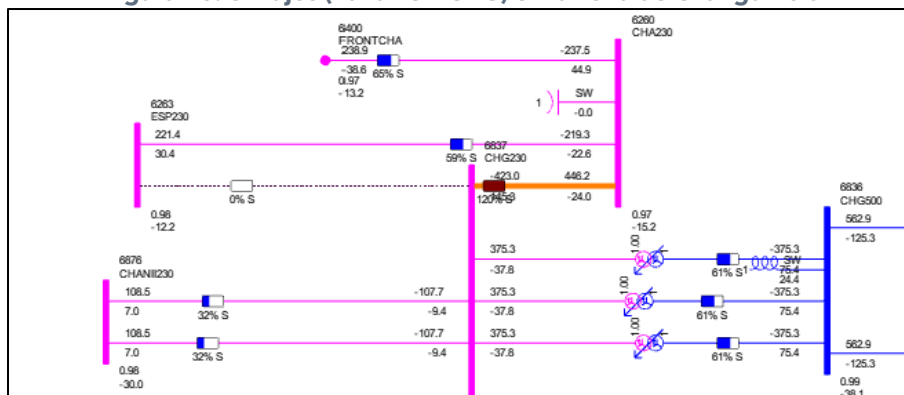
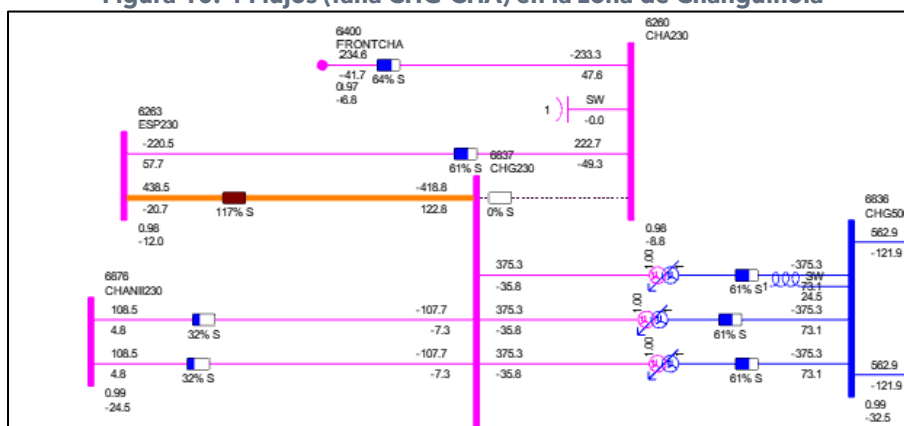
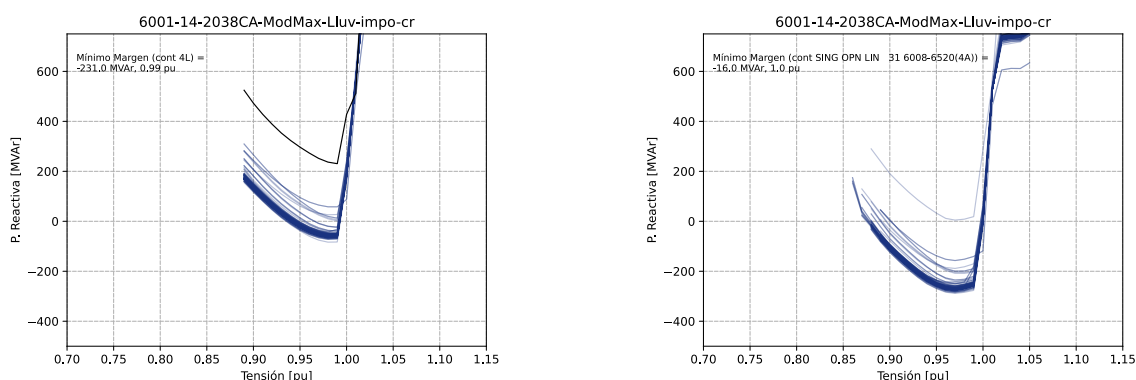


Figura 10. 4 Flujos (falla CHG-CHA) en la zona de Changuinola



Déficit de reactivo ante la falla de la cuarta línea: se limitan las transferencias a 200MW desde Costa Rica como máximo. Como se muestra en el Gráfico 10. 2Gráfico 10. 1, el flujo entrante a Chorrera en este escenario alcanza los 2400 MW.

Gráfico 10. 2 Curva QV en escenario de alta importación desde Costa Rica (600 MW, izquierda) y limitando la importación a 200 MW (derecha)



Exportación hacia Colombia

Año 2029

- Estación lluviosa: sobrecarga en uno de los circuitos Burunga - Panamá 3 230kV ante la salida del otro circuito Burunga - Panamá 3. Cabe destacar que la cuarta línea solucionará esta sobrecarga. La sobrecarga se produce en ausencia de exportaciones.

CONCLUSIONES

El análisis presentado permite ver que no hay restricciones para los intercambios regionales en tres de los cuatro casos. En el año 2038, la importación máxima desde Costa Rica se reduce a 200 MW por déficit de reactivo ante la falla de la cuarta línea. Por otro lado, en 2029 debe repotenciarse el tramo Burunga - Panamá 3 para lograr los intercambios objetivos. Esta ampliación no fue propuesta en el PESIN debido a que la cuarta línea provee la solución.

Tabla 10. 1 Capacidad de Intercambio

Año	Expo_CO	Expo_CR	Impo_CO	Impo_CR
2029	400 MW*	600 MW	400 MW	600 MW*
2038	400 MW	600 MW	400 MW	200 MW

*Para lograr estas capacidades de intercambio en 2029, se debe repotenciar el doble circuito Burunga - Panamá 3.

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

ACTUALIZACIÓN DE ENLACES DE MICROONDA DE LA COLUMNA VERTEBRAL DE COMUNICACIONES

Resumen Ejecutivo

Reposición de los enlaces microondas en la Columna Vertebral de Comunicaciones, mismos que son indispensables como medio alternativo de los canales de comunicación existentes; estos enlaces son medio preciso 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

Los Enlaces de Microondas tienen más de 10 años desde su entrada en operación y han llegado al final de su vida útil; ya no cuentan con repuestos y han sido discontinuados.

Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los sistemas de comunicación, la Dirección de Operación y Mantenimiento, dentro de su Plan de Mantenimiento Anual (PMA) contempla un mantenimiento exhaustivo a estos sistemas. Dicho

mantenimiento, tiene como objetivo asegurar la vida útil de estos enlaces a través de mantenimientos preventivos que consisten en limpieza de los transmisores, receptores, fuentes de alimentación, conexiones de tierra y verificación de ajustes como frecuencia oscilante, potencia de salida, voltajes de fuentes y realineamientos de líneas de vista.

Fallas

Desde la instalación de esos enlaces no se han presentado fallas graves, han fallado transmisores y/o receptores, pero como son redundantes no se ha caído el servicio, dando la oportunidad de ser reemplazados sin afectar el sistema. Con la reposición de estos enlaces, se evita caer en la utilización de equipos sin soporte técnico de fábrica, tanto en software como hardware y de esta forma garantizar la operación del sistema.

Problema

Este proyecto incluye la reposición de nueve (9) enlaces microondas de la columna vertebral de Comunicaciones por Microondas los cuales ya han sobrepasado su vida útil, estos enlaces forman parte indispensable 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

Propuestas

Reponer los enlaces de microondas de la columna vertebral de Comunicaciones con más de 10 años desde su entrada en operación y que ya han llegado al final de su vida útil y no cuentan con repuestos y/o han sido discontinuado.

Tabla 11. 1 Sitios de reposición de los Enlaces de Microondas

Sitio de Comunicaciones	Provincia	Distrito	Corregimiento
CND	Panamá	Panamá	Betania
Cerro Peñón	Panamá	Panamá	Las Cumbres
Cerro Mena	Panamá Oeste	Capira	Campana
Los Pollos	Coclé	Rio Hato	Rio 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

Alternativas de Reposición

Por la edad de estos equipos es recomendable reponerlos por enlaces nuevos y de mejor tecnología y capacidades de transmisión de datos.

Propuesta de Reposición

Con esta reposición se asegura la dualidad en medios de comunicación, fibra óptica como primer medio y microondas como segundo, esto asegura una comunicación fiable de los canales de comunicación que contribuyen a la segura operación del Sistema Interconectado Nacional.

Inversión

Costo: B/. 1,303,020.00

Tabla 11. 2 Desglose del gasto de reposición

ETAPAS	2025	2026
Suministro	B/. 452,000.00	B/. 565,000.00
Montaje	B/. 100,000.00	B/. 125,000.00
Diseño/ Ingeniería	B/. 4,520.00	B/. 5,650.00
Inspección	B/. 9,040.00	B/. 11,300.00
Administración	B/. 4,520.00	B/. 5,650.00
Contingencia	B/. 9,040.00	B/. 11,300.00
PROYECTO	B/. 579,120.00	B/. 723,900.00
TOTAL	B/. 1,303,020.00	

REPOSICION DE TORRES DE COMUNICACION

Resumen Ejecutivo

Reposición de torre en Chimenea, Canajagua y Cerro Jefe para garantizar que el sistema de comunicaciones de las Zonas 1, 2 y 3 continúe operando de manera satisfactoria y eficiente sin que las condiciones ambientales afecten el buen funcionamiento de los equipos instalados sobre dichas estructuras, ya que estos puntos, son nodos importantes en el Sistema de Comunicaciones por microondas de ETESA, por tal motivo es indispensable que los equipos que se instalen sobre estas torres no sean afectados por las brisas puesto que de lo contrario los enlaces podrían sufrir una pérdida de comunicación entre las zonas y el CND; así como la perdidas de las tele- protecciones de los diferentes circuitos eléctricos de 230 kV que componen la RED de ETESA en estas áreas.

Antecedentes

La torre auto soportada como la existente en Cerro Chimenea fue concebida inicialmente en el año 1995, para que en su estructura se instalaran antenas de rejilla en la

banda de 2GHz, sin embargo por disposiciones legales de la ASEP, ETESA se vio forzada a migrar su sistema de microondas hacia la banda de frecuencias de 7 GHz manteniendo los sitios de repetición originales y para poder cumplir con esto y que las enlaces mantuvieran su disponibilidad, debió instalar antenas de alto desempeño con un mayor tamaño lo que ocasiona una alta resistencia al viento, ya que para estas bandas de frecuencia las antenas son sólidas.

Esta condición es desfavorable para la estructura de la torre debido a que, en dichas zonas, en cierta época del año, la brisa supera los 200 km/h ocasionando movimiento de la torre y consecuente desvanecimiento en la señal de los enlaces de microondas instalados en estos sitios lo que origina una condición insegura de operación del sistema eléctrico a nivel nacional. En Subestación Veladero, Cerro Canajagua y Cerro Jefe, son torres de tiempos el extinto IRHE, las cuales ya presentan avanzado deterioro, por lo cual deben ser reemplazadas.

Historial de Mantenimiento

El mantenimiento de estas torres se realiza cuando se amerite, en los primeros meses de verano; se le cambian pernos y herrajes oxidados y se le aplica anticorrosivo de ser necesario.

Fallas

Estas torres no han fallado, más 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 instalaron.

Problema

El problema se centra en que estas torres fueron adquiridas para el primer sistema de microondas instalado por el IRHE en el año 1994 y las mismas estaban diseñadas para antenas tipo "Grid" en la banda de 2 GHz. Este tipo de antenas ofrecen una resistencia mínima al viento. Posteriormente en el año 2007 se realiza el proyecto de migración por mandato de ASEP a migrar las frecuencias de esta banda a una banda superior 7 GHz, estas utilizan antenas tipo "Radome" y ofrecen una resistencia al viento muy alta lo que afecta la estructura de la torre.

Propuesta

Reemplazar las torres comunicación del sistema de microondas, para dar confiabilidad, robustez y mejor desempeño a los enlaces instalados. La ubicación geográfica es:

Tabla 11. 3 Ubicación geográfica de las torres

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

Inversión

Costo: 623,809.90

Entrada en Operación: 31/12/2027

REPOSICION DE RECTIFICADORES PARA EQUIPOS DE COMUNICACION

Resumen Ejecutivo

Este proyecto contempla el reemplazo los rectificadores que actualmente tienen más de 20 años de funcionamiento en los sitios de comunicaciones. Estos rectificadores son de uso exclusivo para los sistemas de comunicación, medio indispensable para el intercambio de información requerida para la operación integrada del Sistema de Interconectado Nacional (SIN), según lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3

Antecedentes

Estos sitios de comunicación tienen instalados rectificadores adquiridos por el antiguo Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE), estos sistemas abastecen de energía a los equipos de comunicaciones a la vez que los protegen de sobre voltajes e irregularidades en las líneas de distribución.

Historial de mantenimiento

Los equipos rectificadores de voltaje son equipos integrados, con placas electrónicas de estado sólido, con transformadores de hilos de cobre, estos equipos no requieren de mantenimientos mayores por lo que 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.

Propuestas

Reemplazar los rectificadores de los sitios de comunicación con más de 10 años de funcionamiento, ya que no tienen repuestos y están discontinuados.

Evitar la pérdida de comunicación en estos sitios por problemas de alimentación de 48 VDC.

Este proyecto de reposición de los rectificadores de estos sitios, nos garantiza poder mantener un sistema de comunicación óptimo y para hacer frente a las exigencias del mercado y seguir brindando los servicios, tanto para la red interna de ETESA, como para los agentes de mercado que soliciten la conexión a la red de comunicaciones de ETESA.

Tabla 11. 4 Ubicación geográfica de los equipos de comunicación

Sitios	Provincia	Distrito	Corregimiento
BLM 4	Colón	Sabanitas	Sabanitas
Cerro Peñon	Panamá	San Miguelito	Las Cumbres
BLM1	Colón	Sabanitas	Sabanitas
Santa Rita SERTV	Colón	Sabanitas	Sabanitas
S/E Llano Sanchez I	Coclé	Aguadulce	El Roble
S/E Llano Sanchez II	Coclé	Aguadulce	El Roble
Cerro Jesus	Chiriquí	San Lorenzo	San Lorenzo
S/E Fortuna	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
Guasquitas	Chiriquí	Gualaca	Gualaca
S/E Progreso	Chiriquí	Barú	La Esperanza
Veladero	Chiriquí	Tole	Veladero
Cerro Mena	Panamá	Capira	Campana
CND	Panamá	Panamá	Betania
S/E Chorrera	Panamá Oeste	Chorrera	Rio Congo
S/E Santa Rita	Colón	Sabanitas	Sabanitas
Cerro Taboga	Coclé	Aguadulce	El Roble
Los Pollos	Coclé	Rio Hato	Rio Hato
Cerro Alto Ibala	Veraguas	Cañazas	Alto Ibala
Cerro Chimenea	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
S/E Changuinola	Bocas del Toro	Changuinola	El Empalme
Mata de Nance	Chiriquí	David	Las Lomas
Tole	Chiriquí	Tole	Veladero

Inversión

Costo: B/. 264,000.00

Entrada en Operación: 31/12/2026

REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS DE LOS SITIOS DE COMUNICACIONES

Resumen Ejecutivo

Este proyecto contempla la reposición de los bancos de baterías de 48 VDC para el sistema de Comunicaciones de ETESA, que han llegado o están próximos a llegar al fin de su vida útil. Estos bancos de baterías garantizan el funcionamiento del Sistema de Comunicaciones por Microondas y Fibra Óptica de ETESA, es indispensable que los mismos estén en condiciones óptimas de funcionamiento, debido a que la falta en el fluido eléctrico podría causar una falla de los mismo y por

consiguiente pérdida de comunicación, entre las Subestaciones y Agentes de Mercado Eléctrico hacia el Centro Nacional de Despacho.

Antecedentes

Estos bancos de baterías están instalados en cada sitio de Comunicación o Subestación donde hayan instalados equipos de comunicaciones de la Red de Comunicaciones de ETESA.

Historial de mantenimiento

Estos bancos de baterías forman parte del plan de mantenimiento anual (PMA), se programa una visita técnica, en la cual se verifican sus voltajes por celda y voltaje total. Se da mantenimiento preventivo a conexiones y se ajusta el voltaje de flotación y/o igualación, en caso de ser requerido.

Fallas

Se desea evitar pérdida de alimentación de los equipos de comunicaciones ante una falla en la red eléctrica comercial que repercuta en la pérdida de los canales de comunicaciones de voz y datos desde y hacia el CND. La no reposición de los bancos de baterías podría comprometer la seguridad del SIN y/o SER al no poder el CND controlar el sistema.

Problema

La vida útil de los bancos de baterías ha sido diseñada y/o calculada para un periodo de 10 años; la misma se ve afectada por las descargas a las cuales son sometidos durante fallas

de la red eléctrica comercial, aumentos de temperatura, etc. Con de este proyecto deseamos poder tener los recursos para el reemplazo de los bancos de baterías que hayan llegado al fin de su vida útil o estén próximos, para anticiparnos a una falla y de esta manera garantizar la continuidad de las comunicaciones.

Propuestas

Reponer los bancos de baterías de todos los Sitios de Comunicaciones y Subestaciones que hayan llegado y/o estén próximos a llegar al fin de su vida útil.

Reponer los bancos de baterías que hayan cumplido o estén próximos a cumplir 10 años de servicio entre los años 2020 al 2025, que es el tiempo en que se estima su vida útil bajo condiciones normales de operación.

Tabla 11. 5 Sitios para la reposición de bancos de baterías

AÑOS			
2022	2023	2024	2025
CND		BLM1 - Ciclo	Buenos Aires SERTV
S/E El Higo		Santa Rita SERTV	Cerro Jefe
BLM 4		S/E Cáceres	Cerro Peñón
Planta de Bayano		S/E Chorrera	Juan Díaz
S/E Llano Sanchez		Cerro Mena	Bayano Poblado
S/E Llano Sanchez II N°1		Los Pollos	S/E Panama II
S/E Llano Sanchez II N°2		Cerro Tabota	S/E Santa Rita
S/E Guasquitas		Cerro Alto Ibala	Cerro Canajagua
S/E Mata de Nance		S/E San Bartolo	Cerro Chimenea
S/E Boqueron III		Cerro de Jesús	Volcan Barú
S/E Fortuna		S/E Veladero N°1	S/E Caldera
S/E Cañazas		S/E Charco Azul	S/E Veladero -Banco N°2
			Cerro Tole
			Valbuena
			S/E Bella Vista
			S/E Changuinola

Inversión

Costo: B/. 372,807.20

Entrada en Operación: 31/12/2025

REPOSICION DEL SITIO MAESTRO DE SISTEMA DE RADIO COMUNICACIÓN ASTRO-25

Resumen Ejecutivo

A inicios del año 2010 se realizó la instalación del Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO 25, que reemplazo al ya obsoleto sistema Smart Zone. Este sistema se utiliza para comunicación entre Agentes del Mercado Eléctrico y personal de Operaciones y Mantenimiento (líneas y subestaciones) con el Centro Nacional de Despacho para todas las maniobras que se realizan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Este proyecto consistió en el suministro, instalación de un Sistema de Radio Comunicación Digital (un sitio maestro y doce sitios de repetición).

El Sitio Maestro (Master Site) ha llegado al fin de su vida útil y el fabricante ha descontinuado ese modelo, por lo que no se cuenta con soporte de fábrica de ningún tipo.

Siendo este Sistema el medio de comunicación principal entre CND y Agentes de Mercado Eléctrico (MOM 4.2) y entre CND y el personal de campo, se requiere la reposición de este para garantizar esta comunicación y por ende la seguridad e integridad del personal y del sistema eléctrico.

Historial de mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los sistemas de comunicación, la Gerencia de Operación y Mantenimiento, dentro de su Plan de Mantenimiento Anual (PMA) contempla un mantenimiento exhaustivo a este sistema dos veces por año. Dicho mantenimiento, tiene como objetivo asegurar la vida útil del sistema de radio comunicación, a través de mantenimientos preventivos que consisten en backup (respaldos) de bases de datos, reemplazos de módulos, alineación de equipos pasivos y ajustes de equipos bajo estándares dados por el fabricante que aseguren niveles de señal adecuada y de calidad.

Fallas

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

Problema

Reposición del Sitio Maestro (Master Site) del Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO 25 de ETESA, el cual ha llegado al final de su vida útil y ha sido discontinuado por el fabricante tanto en soporte técnico como en suministro y reparación de todos sus componentes. El actual Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO

25, tiene capacidad de doce (12) sitios de repetición y dos mil quinientos (2500) usuarios, ETESA cuenta con una licencia para dar servicio a 500 usuarios.

La reposición contempla el reemplazo total del Sitio Maestro por un nuevo sistema que garantice por lo menos 7 años de servicio y con soporte de fábrica (no obsolescencia) durante ese tiempo como mínimo.

Propuestas

Reposición del Sitio Maestro (Master Site) del Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO 25, por un nuevo sistema con capacidad de hasta veinticuatro (24) sitios de repetición y hasta diez mil (10000) usuarios.

El nuevo sistema será totalmente compatible con los equipos existentes, los 12 sitios de repetición actuales se mantendrán en operación sin ningún tipo de cambio o actualización, por lo que los parámetros técnicos serán casi los mismos con la excepción que el equipamiento de este nuevo Sitio Maestro tendrá capacidad de hasta veinticuatro (24) sitios de repetición y hasta diez mil (10,000) usuarios.

De no ser reemplazado el actual Sitio Maestro, podemos caer en fallas tanto en hardware como software, produciendo caídas del sistema a nivel nacional, quedando inoperante la funcionalidad de radio comunicación, el cual es la vía de comunicación primaria para operar, mantener y restablecer el Sistema Eléctrico Nacional.

El Sitio Maestro está ubicado en el CND (Centro Nacional de Despacho), Condado del Rey, Provincia de Panamá.

Tabla 11. 6 Ubicación del sitio maestro

Sitios	Provincia	Distrito	Corregimiento
CND	Panamá	Panamá	Betania

Inversión

Costo: B/. 2,988,193.43

Entrada en Operación: 31/12/2026

REPOSICION DE EQUIPOS DE PRUEBAS Y MEDICION PARA EL MANTENIMIENTO DE LA RED DE TELECOMUNICACIONES DE ETESA

Resumen Ejecutivo

Reposición de los equipos de pruebas, análisis, medición y localización de fallas utilizados en los mantenimientos de las redes de voz y datos de los sistemas de telecomunicaciones de ETESA a nivel nacional, para garantizar que las tareas de mantenimiento de la red de telecomunicaciones mantengan un servicio confiable y continuo las 24/7, tal como se requiere para la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Antecedentes

Los equipos de pruebas y mediciones para los canales de voz y datos en su gran mayoría están deteriorados debido a su antigüedad. Reponer los siguientes equipos:

(algunos datan de los años 2000 o antes) por lo que se hace indispensable su reposición. De igual manera es necesario reponer equipos para el mantenimiento de la fibra óptica, tales como OTDR, medidores de potencia y fuentes de luz, medidores de tierra y otros.

Historial de mantenimiento

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

Fallas

Debido a lo antiguo de los equipos de mediciones y pruebas, muchos de ellos ya no están en funcionamiento o funcionan de manera deficiente, por lo que esto provoca tiempos de respuesta altos y/o diagnósticos equivocados.

Problema

La falla o falta de estos equipos, se traduce en mayor tiempo de respuesta que se le pueda dar a eventos de pérdida de comunicación en la Red de Comunicaciones y con ello poniendo en riesgo la operación del Sistema Interconectado Nacional por la falta de supervisión en tiempo real del CND de plantas y/o subestaciones.

Propuestas

Reponer los equipos de pruebas y medición que se utilizan para el mantenimiento de la Red de Comunicaciones de ETESA a nivel nacional.

Tabla 11. 7 Equipos de Prueba y Medición

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
Analizador de Espectro	2	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento Preventivo y Correctivo de los Enlaces de Microondas

Alternativas de Reposición

Por la antigüedad de estos equipos es apremiante reponerlos por unidades nuevas y acorde a los avances tecnológicos en estas áreas, para de esta manera asegurar 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), requerimos de equipos de pruebas y mediciones en óptimas condiciones, de manera que al realizar las pruebas y mediciones podamos tener resultados precisos y confiables.

Inversión

Costo: B/. 684,110.00

Entrada en Operación: 31/12/2026

ADQUISICION DE NUEVOS SITIOS TRONCALES PARA MEJORAR COBERTURA EN LINEA 230-20/30

Resumen Ejecutivo

Instalación de un (1) nuevo sitio en la Provincia de Bocas del Toro para ampliar la cobertura Troncal en la LT 230-20/30. Para poder iniciar este proyecto se requiere la compra del terreno para la instalación de la torre y la construcción de casetas. Este terreno debe tener ciertas características para que el sitio de repetición pueda brindar la cobertura requerida.

Se espera poder adquirir el terreno en 2025, para poder dar inicio al proyecto en 2026, de lo contrario debe correrse la fecha de inicio.

Antecedentes

Adquisición de terreno y construcción de casetas y torre de comunicaciones para la instalación de un (1) nuevo sitio de repetición del Sistema de Comunicaciones Astro 25

en la Zona 3, específicamente la Provincia de Bocas del Toro, con la finalidad de ampliar la cobertura de la red Troncal de ETESA brindando una mejor comunicación en más segmentos de la LT 230-20/30. Al mejorar la cobertura se espera garantizar la comunicación de todas las personas involucradas en actividades, quienes puedan reportar oportunamente sus intervenciones y labores en todo momento al Centro Nacional de Despacho (CND).

Historial de mantenimiento

Se espera poder adquirir el terreno en 2025, para poder dar inicio al proyecto en 2026, de lo contrario debe correrse la fecha de inicio.

Fallas

Se tienen fallas de procedimientos, latencia en la ejecución de actividades, elevando el porcentaje de errores e incrementando los riesgos a accidentes, por lo cual se necesita un nuevo sitio en la provincia de Bocas del Toro.

Problema

Lo accidentada de la Geografía en la Provincia de Bocas del Toro evita la propagación de ondas RF del Sistema Troncal, específicamente del actual sitio ubicado en el Volcán Barú, lo que da lugar a la existencia de huecos de cobertura donde no se hace posible la comunicación con el Centro Nacional de Despacho (CND).

Inversión

Costo: B/. 250,000.00

Entrada en Operación: 31/12/2026

ENLACE POR FIBRA OPTICA MATA DEL NANCE- VALBUENA

Resumen Ejecutivo

Este proyecto contempla la instalación de un cable de 24 fibras ópticas tipo ADSS desde las Oficinas Administrativas de ETESA Zona 3, ubicadas en Valbuena hasta la torre T-14 de la nueva línea de transmisión a doble circuito en SE Manta de Nance y SE Boquerón. En la citada torre existirá una caja de empalme de donde serán interceptados los 12 últimos hilos (13-24) del cable OPGW.

Antecedentes

Las oficinas administrativas de ETESA en Valbuena mantienen una red de comunicaciones con la red de microondas de ETESA, mediante la cual se da el servicio de transporte de las señales de Voz, Datos y Vídeo. Con el transcurrir de los años, para el uso de nuevas herramientas que satisfacen necesidades requeridas en la gestión de la empresa, se demanda un mayor ancho de banda, viendo en este caso la necesidad de una mejora en la capacidad de transmisión en las comunicaciones en Zona 3, realizando la interconexión por FO en el sitio de Valbuena y Mata del Nance, permitiendo servir en este punto también como un Centro de Despacho Alterno.

Problema

Este proyecto busca mejorar la comunicación de las Oficinas Administrativas de ETESA en Valbuena, integrando este sitio con la red de FO de ETESA, para hacer óptimo el uso de las herramientas que se utilizan, tales como Maximo, ERP, Office, Infos, Autocad, etc. Las cuales demandan gran ancho de banda.

Propuesta de Reposición

El proyecto comprende los trabajos de ingeniería, memoria técnica, planos, suministro e instalación del cable ADSS (24 FO), herrajes y accesorios de anclaje y suspensión, varillas preformadas, cajas de empalme, equipos, acumuladores, herrajes y accesorios para soportes de bajantes del cable ADSS, ODF, fusiones de fibra óptica, pruebas de atenuación y OTDR necesarias para poner en servicio **"Enlace por Fibra Óptica SE Mata del Nance-Valbuena"**.

Inversión

Costo: B/ 73,697.32

Entrada en Operación: 31/12/2026

REPOSICION DE CENTRAL TELEFONICA PARA TELEFONO ROJO

Resumen Ejecutivo

Este proyecto contempla la reposición de la Central Telefónica Panasonic TDE-200 utilizada para la comunicación de voz entre CND con las subestaciones de ETESA y Agentes del Mercado Eléctrico,

conocida como "Teléfono Rojo". En el Manual de Operación y Mantenimiento (MOM) Capítulo IV - Medios de Comunicación MOM.4.2 numeral 2, establece:

"Comunicación Directa:" La comunicación entre el CND y un agente del Mercado se realizará a través de un sistema de telefonía dedicada existente, a la cual se le denominará "Teléfono Rojo". Este será la segunda opción para la comunicación del mercado.

Antecedentes

Se requiere ampliar la capacidad de la Central Telefónica dedicada a la comunicación de voz para el servicio del Teléfono Rojo. La Actual Central Panasonic TDE-200 con capacidad máxima de 128 líneas, ya se está quedando sin disponibilidad de puertos.

Historial de mantenimiento

Este es un equipo que requiere muy poco mantenimiento, dentro del Plan de Mantenimiento Anual (PMA), se le realiza limpieza y aspirado del polvo que le pudiera caer. Cuando se programan nuevas líneas, se le realiza en respaldo de la base de datos en la memoria SD. También se cuenta con un archivo impreso de la asignación de las líneas.

Fallas

Este equipo presenta muy pocas fallas, la necesidad de su reposición se debe a que la central actual se está quedando sin capacidad debido a la gran cantidad de las pequeñas Plantas Solares que se están instalando en todo el país.

Problema

Se requiere tener capacidad de puertos en la Central Telefónica asignada al servicio de comunicación de voz para el Teléfono Rojo, ya que este servicio por reglamentación indicada en el Manual de Operación y Mantenimiento (MOM), es la segunda opción para la Comunicación del CND con los Agentes del Mercado Eléctrico. Debido a la proliferación de pequeñas Plantas Solares (menores de 10 MW) por el incentivo que tienen, la capacidad de puertos de la actual Central Telefónica Panasonic TDE-200, se está agotando.

Inversión

Costo: B/23,000.00

Entrada en Operación: 31/12/2026

CAPÍTULO XII

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 12

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

El presente Plan de Reposición de Corto Plazo contempla una serie de proyectos orientados a mantener y fortalecer la confiabilidad operativa y seguridad del Sistema Interconectado Nacional (SIN), mediante la modernización tecnológica y reemplazo programado de sistemas de protección, medición y equipos de prueba que se encuentran obsoletos o próximos a finalizar su vida útil.

REEMPLAZO DE PROTECCIONES DIFERENCIALES LÍNEAS 230 Y 115 KV

Objetivo:

Modernizar los sistemas de protección de línea con relevadores multifuncionales que combinan protección diferencial y de distancia.

Justificación:

Equipos actuales obsoletos (REL531, LFCB102, OPTIMHO), sin soporte de fabricante. Bajo desempeño ante fallas eléctricas.

Alcance:

Sustitución de protecciones en ambos extremos de líneas clave, con comunicación en fibra óptica.

Inversión:

Costo: B/. 4,401,000

Entrada en operación: 2028

REEMPLAZO DE PROTECCIONES SUBESTACIÓN GUASQUITAS 230 KV

Objetivo:

Sustituir protecciones envejecidas y mejorar confiabilidad de operación.

Justificación:

Relevadores con más de 15 años, alto riesgo de falla, sin repuestos disponibles.

Alcance:

9 controladores + 2 diferenciales de barra.

Inversión:

Costo: B/. 311,473

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO DE PROTECCIONES SUBESTACIÓN LLANO SÁNCHEZ 230 Y 115 KV

Objetivo:

Modernizar los sistemas de protección y control de transformadores y reactores.

Justificación:

Equipos obsoletos (ABB), con 17 años de operación continua. Excluidos de cobertura por seguro.

Alcance:

4 protecciones de transformador, 6 de reactor, 14 controladores, 3 diferenciales de barra.

Inversión:

Costo: B/. 596,881

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO DE PROTECCIONES SUBESTACIÓN VELADERO 230 KV

Objetivo:

Mejorar la confiabilidad operativa en una subestación clave del SIN.

Justificación:

Relevadores obsoletos, alto riesgo de falla inesperada, necesidad de modernización.

Alcance:

6 protecciones de reactor, 20 controladores, 2 diferenciales de barra.

Inversión:

Costo: B/. 609,411

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO DE PROTECCIONES - SUBESTACIÓN PANAMÁ II 230/115 KV

Objetivo:

Fortalecer la protección en subestación crítica para evacuación de generación.

Justificación:

Equipos con riesgo operativo, necesidad de modernizar sistemas de protección en ambos niveles de tensión.

Alcance:

4 protecciones de transformador, 22 controladores, 4 diferenciales de barra.

Inversión:

Costo: B/. 594,991

Entrada en operación: 31/12/2026

REEMPLAZO DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFÍAS

Objetivo:

Asegurar captura confiable de eventos eléctricos para análisis post-mortem del SIN.

Justificación:

Registradores actuales presentan fallas o son obsoletos (Panamá, Fortuna, Llano Sánchez, etc.).

Alcance:

5 registradores fijos + 1 portátil con capacidad COMTRADE y análisis de armónicos y distancia de falla.

Inversión:

Costo: B/. 285,000

Entrada en operación: 31/12/2028

REEMPLAZO DE PROTECCIONES - SE EL HIGO, SE SAN BARTOLO Y COLATERALES (230 KV)

Objetivo:

Reforzar la confiabilidad operativa mediante la modernización de

sistemas de protección en nodos clave de la red.

Justificación:

Equipos obsoletos y con alta incidencia de fallas; se busca reducir riesgos y costos por mantenimientos correctivos y energía no servida.

Alcance:

24 protecciones de línea, 4 de barra, 2 de transformador, 20 controladores y licencias para integración al SAS.

Inversión:

Costo: B/. 1,496,032.00

Entrada en operación: 31/12/2027

REPOSICIÓN DE MEDIDORES DE ÁNGULO

Objetivo:

Garantizar pruebas confiables en protecciones diferenciales de barra y transformador.

Justificación:

Equipos obsoletos sin soporte técnico; riesgo de incumplimiento de norma ISO 9001 y afectación de diagnósticos de protecciones.

Alcance:

Reemplazo de medidores multifunción de potencia con medición angular, frecuencia y armónicos.

Inversión:

Costo: B/. 102,402.00

Entrada en operación: 31/12/2026

EQUIPO DE PRUEBAS - TRANSFORMADORES DE POTENCIA E INSTRUMENTACIÓN

Objetivo:

Optimizar las pruebas de diagnóstico en transformadores e instrumentación primaria en subestaciones.

Justificación:

Fortalecer la detección de anomalías en campo, mejorando la planificación de mantenimientos y evitando fallas mayores.

Alcance:

Equipos para pruebas de resistencia de devanados, relación de vueltas y termografía.

Inversión:

Costo: B/. 750,000.00

Entrada en operación: 31/12/2026

ANALIZADOR PORTÁTIL DE DESCARGAS PARCIALES

Objetivo:

Evaluar la condición del aislamiento en equipos primarios en operación

Justificación:

Permite detectar defectos no visibles en pruebas convencionales; evita fallas por deterioro dieléctrico.

Alcance:

Equipo portátil para análisis de descargas parciales en transformadores, cables, interruptores y otros componentes.

Inversión:

Costo: B/. 300,000.00

Entrada en operación: 31/12/2026

ADQUISICIÓN DE EQUIPO PARA PRUEBAS A MUY BAJA FRECUENCIA A CABLES DE MEDIA TENSIÓN

Objetivo:

Diagnosticar el estado de aislamiento de cables mediante técnica de muy baja frecuencia.

Justificación:

Identificación de envejecimiento y daños incipientes en cables PE/XLPE y de papel impregnado, optimizando decisiones de reemplazo.

Alcance:

1 equipo para medición de factor de disipación y descargas parciales a 0.1 Hz.

Inversión:

Costo: B/. 300,000.00

Entrada en operación: 31/12/2026

LABORATORIO DE PRUEBAS Y MEDICIONES

Objetivo:

Centralizar y fortalecer las capacidades de análisis eléctrico y cromatográfico de equipos y aceites dieléctricos.

Justificación:

Cumplir con normas técnicas y optimizar la ejecución de pruebas en campo y laboratorio.

Alcance:

Infraestructura equipada para pruebas eléctricas, físico-químicas,

análisis de aceites y almacenamiento de instrumentos.

Localización:

S/E Cáceres

Inversión:

Costo: B/. 1,385,000.00

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO DE MÁQUINA FILTRADORA Y REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSFORMADORES

Objetivo:

Mantener la confiabilidad operativa de los transformadores de potencia mediante el adecuado tratamiento del aceite dieléctrico.

Justificación:

Equipo actual obsoleto; su reemplazo evitará fallas críticas, generación desplazada y altos costos correctivos.

Alcance:

Adquisición de una máquina filtradora y regeneradora de aceite para transformadores.

Localización:

S/E Panamá

Inversión:

Costo: B/. 802,000.00

Operación: 31/12/2025

EQUIPO DE MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES

Objetivo:

Supervisar en tiempo real el estado operativo de transformadores de potencia para extender su vida útil.

Justificación:

Dificultad para realizar mantenimientos anuales por carga del sistema; el monitoreo continuo mejora la planificación y previene fallas.

Alcance:

Sistemas de monitoreo en línea de múltiples parámetros eléctricos y físicos.

Inversión:

Costo: B/. 2,000,000.00

Entrada en operación: 31/12/2028

ADQUISICIÓN MAQUINAS DE RECUPERACIÓN DE GAS SF6 Y EQUIPOS DE MEDICIÓN

Objetivo:

Asegurar la correcta manipulación, control de calidad y conservación del gas SF6 en interruptores de potencia.

Justificación:

Minimizar riesgos de fallas por descomposición del gas; garantizar operación segura y conforme a normas ambientales.

Alcance:

2 máquinas de recuperación/llenado y 3 analizadores de calidad de gas SF6, incluyendo capacitación.

Inversión:

Costo: B/. 750,000.00

Entrada en operación: 31/12/2026

REEMPLAZO DE GATEWAY DEL SISTEMA AUTOMATIZACIÓN DE SUBESTACIONES (SAS)

Objetivo:

Asegurar la continuidad de operación y comunicación del Sistema Automatizado de Subestaciones (SAS) hacia el CND.

Justificación:

Gateways con vida útil vencida ponen en riesgo la supervisión y control remoto del SIN y SER.

Alcance:

Reposición de 14 Gateway (principal y respaldo por subestación), incluyendo nuevas subestaciones.

Inversión:

Costo: B/. 278,000.00

Entrada en operación: 31/12/2026

REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR DE TIERRA - S/E LLANO SÁNCHEZ 34.5 KV

Objetivo:

Sustituir transformador de tierra deteriorado para garantizar el aterrizaje del devanado terciario de transformadores de potencia.

Justificación:

Equipo con más de 25 años de servicio sin repuestos disponibles;

riesgo alto para la operación y protección de la subestación.

Alcance:

Suministro e instalación de un nuevo transformador de tierra 34.5 kV.

Inversión:

Costo: B/. 600,000.00

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (PTS) - S/E LLANO SÁNCHEZ 34.5 KV

Objetivo:

Sustituir transformadores envejecidos que comprometen la confiabilidad del sistema.

Justificación:

Equipos en operación desde 2001 sin repuestos disponibles, alta probabilidad de falla.

Alcance:

Nueve (9) transformadores de potencia de 34.5 kV.

Inversión:

Costo: B/.88,000.00

Entrada en operación: 31/12/2026

SUMINISTRO Y REEMPLAZO DE INTERRUPTORES Y EQUIPOS ASOCIADOS - S/E VELADERO Y LLANO SÁNCHEZ 230 KV

Objetivo:

Modernizar infraestructura para mantener confiabilidad del sistema de transmisión.

Justificación:

Interruptores y equipos asociados han llegado al fin de su vida útil.

Alcance:

Reemplazo de interruptores, cuchillas, pararrayos y PTs en 4 naves (Veladero y Llano Sánchez).

Inversión:

Costo: B/.6,324,684.45

Entrada en operación: 31/12/2028

SUMINISTRO Y REEMPLAZO DE INTERRUPTORES Y TRANSFORMADORES DE CORRIENTE - S/E LLANO SÁNCHEZ 230 KV

Objetivo:

Sustituir interruptores y TCs para mantener operación segura y continua.

Justificación:

Equipos desde 2004 han superado su vida útil y presentan desgaste crítico.

Alcance:

5 interruptores monofásicos, 2 trifásicos y 42 transformadores de corriente.

Inversión:

Costo: B/.2,924,000.00

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL - S/E LLANO SÁNCHEZ 230 KV

Objetivo:

Asegurar el correcto funcionamiento del sistema de medición y protección.

Justificación:

Equipos en operación desde 2002 sin repuestos accesibles, con signos de deterioro.

Alcance:

18 transformadores de potencial.

Inversión:

Costo: B/.360,000.00

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO DE PARARRAYOS - S/E LLANO SÁNCHEZ 230 KV

Objetivo:

Garantizar la protección contra sobretensiones en líneas críticas.

Justificación:

Pararrayos instalados en 2000 han superado su vida útil.

Alcance:

12 pararrayos de porcelana y 6 de polímero con faldón invertido.

Inversión:

Costo: B/.300,000.00

Entrada en operación: 31/12/2028

REEMPLAZO DEL INTERRUPTOR 11M12 - S/E LLANO SÁNCHEZ 115 KV

Objetivo:

Reforzar la confiabilidad de líneas de 115 kV con alta sensibilidad operativa.

Justificación:

Interruptor de 1995 presenta deterioro en contactos internos.

Alcance:

1 interruptor tipo tanque muerto de 115 kV.

Inversión:

Costo: B/.110,000.00

Entrada en operación: 31/12/2025

CONSTRUCCIÓN DE TALLER - S/E SAN BARTOLO

Objetivo:

Dotar a los técnicos de un espacio seguro y adecuado para labores de mantenimiento.

Justificación:

Ausencia de infraestructura apropiada afecta eficiencia y seguridad del personal.

Alcance:

Construcción de taller y depósito de mantenimiento.

Inversión:

Costo: B/.400,000.00

Entrada en operación: 31/12/2026

SUMINISTRO Y REEMPLAZO DE BANCO DE SERVICIOS AUXILIARES Y CTS - S/E LLANO SÁNCHEZ

Objetivo:

Mantener continuidad operativa del sistema de servicios auxiliares.

Justificación:

Banco de transformadores y TCs instalados en 2001 con fallas y deterioro.

Alcance:

1 banco de transformadores de servicios auxiliares y 3 transformadores de corriente.

Inversión:

Costo: B/.70,000.00

Entrada en operación: 31/12/2026

REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE - S/E LLANO SÁNCHEZ 34.5 KV

Objetivo:

Sustituir transformadores de corriente obsoletos para asegurar la protección del sistema.

Justificación:

Equipos instalados en 2001 presentan deterioro interno sin repuestos disponibles.

Alcance:

Tres (3) transformadores de corriente de 34.5 kV.

Inversión:

Costo: B/.21,000.00

Entrada en operación: 31/12/2027

SUMINISTRO Y REEMPLAZO DE INTERRUPTORES Y EQUIPOS ASOCIADOS - S/E PANAMÁ II Y S/E GUASQUITAS 230 KV

Objetivo:

Repotenciar circuitos asociados a la línea II para garantizar confiabilidad operativa.

Justificación:

Equipos han llegado al fin de su vida útil; se requiere infraestructura moderna y segura.

Alcance:

Reemplazo de interruptores, cuchillas, PTs y pararrayos en naves 4-5 (Panamá II) y 3-4 (GuasQUITAS).

Inversión:

Costo: B/.5,228,734.83

Entrada en operación: 31/12/2028

REEMPLAZO DE SECCIONADORES MOTORIZADOS - S/E SANTA RITA 115 KV

Objetivo:

Modernizar el sistema de seccionamiento remoto y reducir riesgo operativo.

Justificación:

Cuchillas motorizadas deterioradas, no compatibles con automatismos modernos.

Alcance:

Cuatro (4) seccionadores motorizadas tripolares con aterrizaje de 115KV en Subestación Santa Rita.

Inversión:

Costo: B/.250,000.00

Entrada en operación: 31/12/2028

MEJORAS AL SISTEMA DE ALIMENTACIÓN AC DE LAS S/E SANTA RITA, EL HIGO Y PANAMÁ

Objetivo:

Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA al contar con fuentes de respaldo operativas.

Justificación:

Actualmente los interruptores de transferencia automática se mantienen fuera de servicio en la S/E Panamá, Santa Rita y Chorrera

Alcance:

Mejorar los sistemas de alimentación AC de la subestación, reemplazando los interruptores de transferencia automática de la subestación para que los sistemas de respaldo de las subestaciones entren de manera automática

Inversión:

Costo: B/.180,000.00

Entrada en operación: 31/12/2028

REPOSICIÓN Y MANTENIMIENTO DEL SISTEMA SERGI DE TRANSFORMADORES ZONA 1

Objetivo:

Mantener operativo el sistema de protección contra explosión e

incendio de los transformadores de potencia de Zona 1.

Justificación:

La mayoría de los transformadores de potencia cuentan con un sistema SERGI que los protege ante eventos de cortocircuitos internos de gran magnitud a través de la inyección de nitrógeno gaseoso al transformador, a este sistema de protección de transformador se le debe realizar inspección y mantenimiento por parte del fabricante con el fin que el equipo se mantenga operativo listo para cualquier incidente.

Alcance:

Realizar mantenimiento a los sistemas de protección contra explosión y fuego de los transformadores de potencia de las subestaciones de la Zona 1.

Inversión:

Costo: B/.220,000.00

Entrada en operación: 31/12/2028

REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 230 KV -S/E CHORRERA

Objetivo:

Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA reemplazando los interruptores de 230KV de la SE Chorrera.

Justificación:

Se requiere el reemplazo de los interruptores como una medida preventiva, de tal modo que no ocurra un daño inesperado al equipo.

Alcance:

Reemplazar nueve (9) interruptores de 230KV en Subestación Chorrera.

Inversión:

Costo: B/.5,000,000.00

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 230 KV -S/E PANAMÁ

Objetivo:

Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA reemplazando los interruptores de 230KV de la S/E Panamá. Esta subestación suministra energía a la ciudad de Panamá.

Justificación:

Se requiere el reemplazo de los interruptores porque cumplirán su vida útil, como medida preventiva, de modo que no tener complicaciones por la larga vida de operación del equipo.

Alcance:

Reemplazar dos (2) interruptores de 230KV en Subestación Panamá.

Inversión:

Costo: B/.1,000,000.00

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO DE CUCHILLAS MANUALES - S/E PROGRESO 230 KV

Objetivo:

Mejorar la seguridad y confiabilidad del seccionamiento manual en el patio 230 kV.

Justificación:

Cuchillas obsoletas con alto riesgo operativo y desgaste mecánico.

Alcance:

Diez (10) cuchillas seccionadoras manuales de 230 kV.

Inversión:

Costo: B/.420,000.00

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO DE CUCHILLAS MOTORIZADAS - S/E PROGRESO 230 KV

Objetivo:

Modernizar el sistema de seccionamiento remoto y reducir riesgo operativo.

Justificación:

Cuchillas motorizadas deterioradas, no compatibles con automatismos modernos.

Alcance:

Cuatro (4) cuchillas motorizadas de 230 kV con integración SCADA.

Inversión:

Costo: B/.360,000.00

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO DE CONDUCTORES XLPE - S/E BOQUERÓN III 34.5 KV

Objetivo:

Asegurar la continuidad operativa del autotransformador T1 y reducir el riesgo de fallas.

Justificación:

Conductores XLPE con más de 25 años presentan deterioro del aislamiento y puntos calientes.

Alcance:

Sustitución de conductores 34.5 kV entre T1 y barra A, incluyendo accesorios y pruebas.

Inversión:

Costo: B/.260,000.00

Entrada en operación: 31/12/2026

REEMPLAZO DE CONDUCTOR XLPE 34.5 KV SALIDA T2 A BARRA B - S/E PROGRESO

Objetivo:

Sustituir conductores XLPE deteriorados para asegurar continuidad y confiabilidad en el nivel 34.5 kV.

Justificación:

Conductores con más de 25 años presentan degradación del aislamiento y riesgo de fallas que afectan el criterio N-1.

Alcance:

Retiro de conductores y termoconectores deteriorados; suministro e instalación de nuevos conductores y accesorios; pruebas y puesta en servicio.

Localización:

S/E Progreso, distrito de Barú, provincia de Chiriquí.

Inversión:

Costo: B/.250,000.00

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO DE INTERRUPTOR 3B12 - S/E PROGRESO 34.5 KV

Objetivo:

Sustituir interruptor tanque vivo por tanque muerto SF₆ con monitoreo online para aumentar confiabilidad.

Justificación:

Equipo actual presenta altos niveles de humedad en gas SF₆, afectando confiabilidad y seguridad.

Alcance:

Retiro de interruptor y accesorios; suministro e instalación del nuevo interruptor SF₆ 25 kA; adecuación de bases y conexiones; integración SCADA; pruebas y puesta en servicio.

Localización:

S/E Progreso, distrito de Barú, provincia de Chiriquí.

Inversión:

Costo: B/.108,150.00

Entrada en operación: 31/12/2028

REEMPLAZO DE INTERRUPTOR 11LA12 TANQUE MUERTO - S/E PROGRESO 115 KV

Objetivo:

Sustituir interruptor de resorte por tanque muerto SF₆ de alta capacidad con monitoreo online para mejorar confiabilidad y mantenimiento predictivo.

Justificación:

Equipo con más de 25 años en servicio y riesgo de disparos

intempestivos, mantenimiento costoso.

Alcance:

Retiro e instalación del nuevo interruptor SF₆; adecuaciones civiles y eléctricas; integración de protección y control; pruebas y puesta en servicio.

Localización:

S/E Progreso, distrito de Barú, provincia de Chiriquí.

Inversión:

Costo: B/.250,000.00

Entrada en operación: 31/12/2027

ADICIÓN DE BARRA B 115 KV Y EQUIPOS ASOCIADOS - S/E PROGRESO

Objetivo:

Implementar una segunda barra 115 kV para mejorar confiabilidad y flexibilidad operativa.

Justificación:

Facilita maniobras, mantenimiento sin interrupciones y crecimiento futuro del SIN.

Alcance:

Construcción de estructura metálica, montaje de conductores, interruptores SF₆, cuchillas motorizadas, aisladores, protección, obras civiles y preparación para futuras expansiones.

Localización:

S/E Progreso, distrito de Barú, provincia de Chiriquí.

Inversión:

Costo: B/.1,109,650.00

Entrada en operación: 31/12/2028

REEMPLAZO COMPLETO DE CUCHILLAS MANUALES 115 KV - S/E CALDERA

Objetivo:

Sustituir 12 cuchillas manuales obsoletas para mejorar confiabilidad y seguridad en maniobras.

Justificación:

Cuchillas con 49 años en operación presentan fallas térmicas y desgaste mecánico que generan riesgos operativos y costos de generación obligada.

Alcance:

Suministro, reemplazo y adecuación estructural de cuchillas tripolares manuales sin puesta a tierra.

Localización:

S/E Caldera, provincia de Chiriquí.

Inversión:

Costo: B/.311,630.00

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO COMPLETO DE CUCHILLAS MOTORIZADAS 115KV - S/E CALDERA

Objetivo:

Renovar 5 cuchillas motorizadas obsoletas para garantizar operación remota y confiabilidad.

Justificación:

Cuchillas con 49 años presentan fallas mecánicas y térmicas que impiden telemando, incrementando riesgos y costos.

Alcance:

Suministro, reemplazo y adecuación estructural de cuchillas tripolares motorizadas con puesta a tierra.

Localización:

S/E Caldera, provincia de Chiriquí.

Inversión:

Costo: B/.161,549.00

Entrada en operación: 31/12/2026

REEMPLAZO DE INTERRUPTORES NAVE 3 Y EQUIPOS ASOCIADOS - S/E FORTUNA

Objetivo:

Sustituir tres interruptores de potencia 230 kV tipo tanque vivo por tanque muerto monopolar, seis cuchillas tripolares manuales sin puesta a tierra y dos cuchillas tripolares motorizadas con puesta a tierra, para mejorar confiabilidad y seguridad.

Justificación:

Equipos con más de 18 años presentan fallas en mecanismos y densímetros de SF₆, desgaste en contactos y enclavamientos, y obsolescencia que impide mantenimiento adecuado.

Alcance:

Suministro e instalación de nuevos interruptores y cuchillas, adecuación de fundaciones y estructuras, desmontaje de equipos antiguos, pruebas y puesta en servicio.

Localización:

S/E Fortuna, provincia de Chiriquí.

Inversión:

Costo: B/.1,622,275.00

Entrada en operación: 31/12/2028

REEMPLAZO DE GENERADOR ELÉCTRICO - S/E GUASQUITAS

Objetivo:

Reemplazar generador eléctrico de respaldo Diesel para mejorar eficiencia operativa y reducir costos e impactos ambientales.

Justificación:

Equipo con más de 22 años presenta alto consumo de aceite y combustible, fallas en turbo y fugas, afectando confiabilidad y costos operativos.

Alcance:

Suministro e instalación de nuevo grupo electrógeno Diesel y sistema de transferencia automática, construcción de caseta y vigaductos, montaje y acondicionamientos.

Localización:

S/E Guasquitas, provincia de Chiriquí.

Inversión:

Costo: B/.485,577.00

Entrada en operación: 31/12/2028

REEMPLAZO DE INTERRUPTOR 11M12 - S/E MATA DE NANCE 115 KV

Objetivo:

Sustituir interruptor de potencia 115 kV tipo tanque vivo por nuevo equipo con aislamiento SF₆ y operación monopolar.

Justificación:

Gas SF₆ contaminado, humedad y resistencia de contactos fuera de rango, afectando confiabilidad y seguridad.

Alcance:

Suministro, montaje, adecuación de fundaciones, desmontaje y puesta en servicio del nuevo interruptor.

Localización:

S/E Mata de Nance, provincia de Chiriquí.

Inversión:

Costo: B/.156,565.00

Entrada en operación: 31/12/2026

REEMPLAZO COMPLETO DE CUCHILLAS MANUALES 115 KV - S/E MATA DE NANCE

Objetivo:

Renovar doce cuchillas tripolares manuales sin puesta a tierra para mejorar confiabilidad y seguridad en maniobras.

Justificación:

Equipos con 49 años presentan anomalías térmicas recurrentes, desgaste mecánico y riesgo operativo.

Alcance:

Suministro y reemplazo de cuchillas, adecuación estructural, desmontaje e instalación, pruebas y puesta en servicio.

Localización:

S/E Mata de Nance, provincia de Chiriquí.

Inversión:

Costo: B/.311,630.00

Entrada en operación: 31/12/2026

REEMPLAZO DE BANCO DE CAPACITORES Y EQUIPOS ASOCIADOS S/E PANAMÁ

Objetivo:

Reemplazar los seis (6) bancos de capacitores de 115 kV de la subestación Panamá, al igual que sus equipos asociados.

Justificación:

Equipos actuales quedaron afectador por el siniestro acontecido en el evento del 24 de diciembre de 2023.

Alcance:

Reemplazar los seis (6) bancos de capacitores de 115 kV de la subestación Panamá, con sus interruptores asociados, cuchillas, reactores de choque, sistemas de protección y control. De igual forma, se incluirán interruptores de acople para brindar flexibilidad a la conexión existente a las barras A y B.

Inversión:

Costo: B/.12,000,000.00

Entrada en operación: 31/7/2027

REEMPLAZO DE BANCO DE CAPACITORES Y EQUIPOS ASOCIADOS- S/E PANAMÁ II

Objetivo:

Reemplazar los seis (6) bancos de capacitores de 115 kV de la subestación Panamá II, al igual que sus equipos asociados.

Justificación:

Equipos actuales con cantidad de operaciones sobre el límite recomendado para su tiempo en servicio. Desgaste y afectaciones por eventos en el sistema.

Alcance:

Reemplazar los seis (6) bancos de capacitores de 115 kV de la subestación Panamá II, con sus interruptores asociados, cuchillas, reactores de choque, pararrayos, sistemas de protección y control.

Inversión:

Costo: B/.12,100,000.00

Entrada en operación: 31/7/2027

Tabla 12.1 Plan de Reposición de Corto Plazo

DESCRIPCION	PLAN DE REPOSICION DE CORTO PLAZO					
	Hasta 2024	2025	2026	2027	2028	TOTAL
REEMPLAZO Y ADQUISICION PROTECCIONES DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	B/. 4,293,000.00	B/. 18,300.00	B/. 31,350.00	B/. 31,350.00	B/. 27,000.00	B/. 4,401,000.00
REEMPLAZO DE PROTECCIONES SUBESTACION GUASQUITAS 230 KV	B/. 187,887.00	B/. 31,000.00	B/. 63,900.00	B/. 28,686.00		B/. 311,473.00
REEMPLAZO DE PROTECCIONES SUBESTACION LLANO SANCHEZ 230 Y 115 KV	B/. 255,270.10	B/. 76,971.94	B/. 121,116.60	B/. 143,522.02		B/. 596,880.66
REEMPLAZO DE PROTECCIONES SUBESTACION VELADERO 230 KV	B/. 273,579.00	B/. 80,908.00	B/. 123,065.00	B/. 131,859.00		B/. 609,411.00
REEMPLAZO DE PROTECCIONES SUBESTACION PANAMA II 230 Y 115 KV	B/. 521,821.00	B/. 38,085.00	B/. 35,085.00			B/. 594,991.00
REEMPLAZO DE REGISTRADORES DE OSCIOGRAFIAS				B/. 192,000.00	B/. 93,000.00	B/. 285,000.00
REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN EL PATIO 230 KV EN SE SAN BARTOLO Y SE EL HIGO Y SUS COLATERALES	B/. 711,378.00	B/. 386,285.06	B/. 267,182.94	B/. 131,186.00		B/. 1,496,032.00
REPOSICION DE MEDIDORES DE ANGULOS			B/. 102,402.00			B/. 102,402.00
EQUIPO DE PRUEBAS DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y DE INSTRUMENTACION	B/. 457,657.11	B/. 42,342.89	B/. 250,000.00			B/. 750,000.00
EQUIPO ANALIZADOR PORTATIL DE DESCARGAS PARCIALES			B/. 300,000.00			B/. 300,000.00
ADQUISICION DE EQUIPO PARA PRUEBAS A MUY BAJA FRECUENCIA A CABLES DE MEDIA TENSION			B/. 300,000.00			B/. 300,000.00
LABORATORIO DE PRUEBAS Y MEDICIONES	B/. 170,193.87	B/. 250,000.00	B/. 760,000.00	B/. 204,806.13		B/. 1,385,000.00
REEMPLAZO DE MAQUINA FILTRADORA Y REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSFORMADORES	B/. 160,000.00	B/. 642,000.00				B/. 802,000.00
EQUIPO MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES	B/. 674,045.66	B/. 102,037.51	B/. 900,000.00	B/. 300,000.00	B/. 23,916.83	B/. 2,000,000.00
ADQUISICION DE MAQUINAS DE RECUPERACION DE GAS SF6 Y EQUIPOS DE MEDICION			B/. 750,000.00			B/. 750,000.00
REEMPLAZO GATEWAY SISTEMAS AUTOMATIZADO DE SUBESTACIONES (SAS)	B/. 154,000.00	B/. 119,000.00	B/. 5,000.00			B/. 278,000.00
REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR DE TIERRA SE LLANO SANCHEZ 34.5 KV			B/. 300,000.00	B/. 300,000.00		B/. 600,000.00
REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA (PTs) SE LLANO SANCHEZ 34.5 kv.		B/. 56,000.00	B/. 32,000.00			B/. 88,000.00
SUMINISTRO Y REEMPLAZO DE INTERRUPTORES Y EQUIPOS ASOCIADOS - SE VELADERO Y LLANO SANCHEZ 230 KV			B/. 1,500,000.00	B/. 2,250,000.00	B/. 2,574,684.45	B/. 6,324,684.45
SUMINISTRO Y REEMPLAZO DE INTERRUPTORES Y TRANSFORMADORES DE CORRIENTE - SE LLANO SANCHEZ 230 KV			B/. 922,000.00	B/. 2,002,000.00		B/. 2,924,000.00
REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL - SE LLANO SANCHEZ 230 KV			B/. 180,000.00	B/. 180,000.00		B/. 360,000.00
REEMPLAZO DE PARARRAYOS - SE LLANO SANCHEZ 230 KV					B/. 300,000.00	B/. 300,000.00
REEMPLAZO DEL INTERRUPTOR 11M12 - SE LLANO SANCHEZ 115 KV		B/. 110,000.00				B/. 110,000.00
CONSTRUCCION DE TALLER DE SE SAN BARTOLO			B/. 400,000.00			B/. 400,000.00
SUMINISTRO Y REEMPLAZO DE BANCO DE SERVICIOS AUXILIARES Y CTS - SE LLANO SANCHEZ				B/. 70,000.00		B/. 70,000.00
REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE SE LLANO SANCHEZ 34.5 kv				B/. 21,000.00		B/. 21,000.00
SUMINISTRO Y REEMPLAZO DE INTERRUPTORES Y EQUIPOS ASOCIADOS - SE PANAMA II Y SE GUASQUITAS 230 KV			B/. 1,500,000.00	B/. 2,250,000.00	B/. 1,478,734.83	B/. 5,228,734.83
REEMPLAZO DE SECCIONADORES MOTORIZADOS DE 115KV EN S/E SANTA RITA				B/. 125,000.00	B/. 125,000.00	B/. 250,000.00
MEJORAR AL SISTEMA DE ALIMENTACIÓN AC DE LAS S/E SANTA RITA, EL HIGO Y PANAMÁ				B/. 90,000.00	B/. 90,000.00	B/. 180,000.00
REPOSICIÓN Y MANTENIMIENTO DE SISTEMA SERGI DE TRANSFORMADORES DE ZONA 1				B/. 150,000.00	B/. 70,000.00	B/. 220,000.00
REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 230KV EN S/E CHORRERA		B/. 1,800,000.00	B/. 1,900,000.00	B/. 1,300,000.00		B/. 5,000,000.00
REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 230KV EN S/E PANAMÁ		B/. 50,000.00	B/. 750,000.00	B/. 200,000.00		B/. 1,000,000.00
REEMPLAZO COMPLETO DE CUCHILLAS MANUALES 230 KV SE PROGRESO				B/. 420,000.00		B/. 420,000.00
REEMPLAZO COMPLETO DE CUCHILLAS MOTORIZADAS 230 KV SE PROGRESO				B/. 360,000.00		B/. 360,000.00
REEMPLAZO DE CONDUCTOR XLP 34.5 kv SALIDA a T1 A BARRA B 34.5 kv SE BOQUERON			B/. 260,000.00			B/. 260,000.00
REEMPLAZO DE CONDUCTOR XLPE 34.5 kv SALIDA T2 A BARRA B - SE PROGRESO				B/. 250,000.00		B/. 250,000.00
REEMPLAZO DE INTERRUPTOR 3812 SE PROGRESO					B/. 108,150.00	B/. 108,150.00
REEMPLAZO DE INTERRUPTOR 11LA12 TANQUE MUERTO SE PROGRESO					B/. 480,000.00	B/. 480,000.00
ADICION DE BARRA B 115 Y EQUIPOS ASOCIADOS SE PROGRESO					B/. 1,109,650.00	B/. 1,109,650.00
REEMPLAZO COMPLETO DE CUCHILLAS MANUALES 115 KV SE CALDERA				B/. 311,630.00		B/. 311,630.00
REEMPLAZO COMPLETO DE CUCHILLAS MOTORIZADAS 115 KV SE CALDERA			B/. 161,549.00			B/. 161,549.00
REEMPLAZO DE INTERRUPTORES NAVE 3 Y EQUIPOS ASOCIADOS SE FORTUNA					B/. 1,622,275.00	B/. 1,622,275.00
REEMPLAZO DE GENERADOR ELECTRICO SE GUASQUITAS					B/. 485,577.00	B/. 485,577.00
REEMPLAZO DE INTERRUPTOR 11M12 SE MATA DE NANCE			B/. 156,565.00			B/. 156,565.00
REEMPLAZO COMPLETO DE CUCHILLAS MANUALES 115 KV SE MATA DE NANCE			B/. 311,630.00			B/. 311,630.00
REEMPLAZO DE BANCO DE CAPACITORES Y EQUIPOS ASOCIADOS SE PANAMA	B/. -	B/. 305,400.00	B/. 6,194,600.00	B/. 5,500,000.00		B/. 12,000,000.00
REEMPLAZO DE BANCO DE CAPACITORES Y EQUIPOS ASOCIADOS SE PANAMA II	B/. 305,000.00	B/. 2,695,000.00	B/. 3,500,000.00	B/. 5,600,000.00		B/. 12,100,000.00



CAPÍTULO XIII

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 13

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

REEMPLAZO DE PROTECCIONES EN S/E SANTA RITA 115 KV

Objetivo:

Modernizar los sistemas de protección y control de la subestación Santa Rita para garantizar la continuidad del servicio eléctrico y la confiabilidad del SIN.

Justificación:

- Los equipos actuales tienen hasta 19 años de servicio, superando su vida útil estimada.
- Alta probabilidad de falla entre 81-92% para el periodo 2027-2031.
- Obsolescencia tecnológica y exclusiones de cobertura por parte del seguro.
- Reducción de fallas, modernización tecnológica y disminución de costos de mantenimiento.

Alcance del Proyecto:

- Reposición de 2 protecciones diferenciales de barra.
- Adquisición de 5 controladores y 3 switches ethernet.
- Integración al sistema de automatización de la subestación.

Inversión:

Costo: B/.174,977.00

Entrada en operación: 31/12/2031

REPOSICIÓN DE PROTECCIONES DE SUBESTACIÓN CHANGUINOLA

Objetivo:

Modernizar las protecciones de la S/E Changuinola para fortalecer la confiabilidad operativa del SIN y facilitar el análisis de eventos.

Justificación:

- Equipos próximos a cumplir su vida útil, con múltiples fallas en módulos de alimentación.
- Limitaciones funcionales: sin localización de fallas ni oscilografías.
- Protocolos de comunicación obsoletos y software discontinuado.

Alcance del Proyecto:

- Reposición de 4 protecciones de línea, 2 de barra y 2 de transformador de 3 devanados.
- Adquisición de 9 controladores, switches y relojes satelitales para integración.

Inversión:

Costo: B/.574,606.00

Entrada en operación: 31/12/2031

REPOSICIÓN DE PROTECCIONES SUBESTACIONES CAÑAZAS - LA ESPERANZA 230 KV

Objetivo:

Garantizar la confiabilidad operativa del SIN mediante el reemplazo de equipos de protección con tecnología moderna y soporte a funciones diferenciales.

Justificación:

- Relevadores con hasta 20 años de operación.
- Falta de localización de fallas, software obsoleto y comunicaciones propietarias.
- Altos riesgos por fallas internas y daños colaterales.

Alcance del Proyecto:

- Reposición de 4 protecciones de línea y 6 controladores.
- Incluye switches, GPS y un relevador adicional en S/E Fortuna para habilitar función diferencial.

Inversión:

Costo: B/.394,995.46

Entrada en operación: 31/12/2031

REEMPLAZO DEL AUTOTRANSFORMADOR T2 EN S/E PROGRESO

Objetivo:

Aumentar la capacidad de transformación en la S/E Progreso

para garantizar el cumplimiento del criterio N-1, soportar el crecimiento de demanda y mejorar la continuidad operativa del sistema.

Justificación:

- Actual transformador (70/60/50 MVA) limita la capacidad operativa del nodo.
- El nuevo autotransformador (100/100/100 MVA) duplicará la capacidad instalada.
- Proyecto digital, ambientalmente sostenible, alineado a la Estrategia Nacional de Innovación.

Alcance del Proyecto:

- Suministro e instalación de un nuevo autotransformador y su sistema de protección, monitoreo, cuchillas, PTs y cableado asociado.
- Sistema de medición digital compatible con SCADA del CND y plataforma AMI.
- Infraestructura preparada para futura integración del esquema SPEAR.

Inversión:

Costo: B/.6,591,186.00

Entrada en operación: 31/12/2034

REEMPLAZO DE AUTOTRANSFORMADOR T3 - S/E MATA DE NANCE

Objetivo:

Sustituir el autotransformador T-3 por uno de mayor capacidad (100/100/100 MVA) para facilitar la

conexión de nuevos proyectos solares en el área.

Justificación:

El autotransformador actual alcanzará su vida útil y su capacidad es insuficiente para los futuros proyectos renovables. Se requiere una infraestructura digitalizada y ambientalmente responsable.

Alcance:

- Reemplazo del autotransformador 230/115/34.5 kV.
- Instalación de cuchillas, PTs, cableado, sistema antiincendio y monitoreo.
- Sistema 100% digital, AMI, cumplimiento con el protocolo DNP/TCP-IP.
- Infraestructura amigable con el ambiente y preparada para integración futura del sistema SPEAR.

Inversión:

Costo: B/.6,591,186.00

Entrada en operación: 31/12/2034

REEMPLAZO DE GENERADOR ELÉCTRICO - S/E VELADERO

Objetivo:

Reemplazar el generador de respaldo en mal estado por uno más eficiente, confiable y con menor impacto ambiental.

Justificación:

El equipo actual presenta múltiples fallas y ha superado los 23 años de operación. Su reemplazo permitirá

asegurar respaldo confiable y reducir costos de operación.

Alcance:

- Reemplazo del grupo electrógeno y sistema de transferencia automática.
- Construcción de caseta, vigaductos y suministro de materiales.

Inversión:

Costo: B/.485,577.00

Entrada en operación: 31/12/2029

REEMPLAZO DE 15 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 115 KV - S/E LLANO SÁNCHEZ

Objetivo:

Mejorar la protección y seguridad del sistema reemplazando transformadores de potencial deteriorados.

Justificación:

Los PT's existentes desde 2005 no permiten mantenimiento efectivo y representan un riesgo para la operación confiable de líneas sensibles.

Alcance:

- Adquisición y reemplazo de 15 PT's de 115 kV.
- Elaboración de especificaciones técnicas e implementación en la S/E Llano Sánchez.

Inversión:

Costo: B/.135,000.00

Entrada en operación: 31/12/2029

**REPOSICIÓN DE
INTERRUPTORES DE 115
KV - S/E PANAMÁ****Objetivo:**

Sustituir seis interruptores de 115 kV tipo tanque vivo por tanque muerto para aumentar la confiabilidad de la red.

Justificación:

Los interruptores presentan desgaste por más de 25 años de servicio. Existe riesgo de falla catastrófica por deterioro del SF6 y los contactos internos.

Alcance:

- Retiro y reemplazo de seis interruptores de 115 kV en S/E Panamá.
- Adecuaciones y pruebas necesarias.

Inversión:

Costo: B/.1,550,000.00

Entrada en operación: 31/12/2029

**REEMPLAZO DE
SECCIONADORES
MANUALES DE 115 KV - S/E
PANAMÁ****Objetivo:**

Reemplazar 36 seccionadores manuales desgastados para mejorar la confiabilidad operativa.

Justificación:

Los equipos han superado su vida útil (desde 1999), no cuentan con repuestos, y presentan desgaste en contactos y mecanismos.

Alcance:

- Retiro e instalación de 36 seccionadores manuales tripolares de 115 kV.

Inversión:

Costo: B/.1,890,000.00

Entrada en operación: 31/12/2032

**REEMPLAZO DE
SECCIONADORES
MOTORIZADOS DE 115 KV
- S/E PANAMÁ****Objetivo:**

Sustituir 12 seccionadores motorizados tripolares con aterrizaje para mejorar la seguridad y confiabilidad.

Justificación:

Equipos de 1978 con más de 45 años de uso. No hay repuestos disponibles y algunos deben ser operados manualmente.

Alcance:

- Sustitución de 12 seccionadores motorizados de 115 kV.
- Incluye mecanismos de aterrizaje.

Inversión:

Costo: B/.860,000.00

Entrada en operación: 31/12/2030

REEMPLAZO DE SECCIONADORES MANUALES DE 230 KV EN S/E PANAMÁ

Objetivo:

Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión mediante el reemplazo de 12 seccionadores manuales tripolares de 230 kV.

Justificación:

Equipos en servicio desde 1989 con desgaste en contactos y mecanismos, sin posibilidad de adquirir repuestos por cierre de fábricas.

Ubicación:

S/E Panamá, Condado del Rey, Ancón.

Inversión:

Costo: B/.680,000.00

Entrada en operación: 31/12/2032

REEMPLAZO DE SECCIONADORES MOTORIZADOS DE 230 KV EN S/E PANAMÁ

Objetivo:

Reemplazar 6 seccionadores motorizados con aterrizaje de 230 kV para mantener la confiabilidad de la red.

Justificación:

Equipos instalados en 1978, con más de 45 años de servicio, algunos deben operarse manualmente. No hay repuestos disponibles.

Ubicación:

S/E Panamá, Condado del Rey, Ancón.

Inversión:

Costo: B/.400,000.00

Entrada en operación: 31/12/2030

REEMPLAZO DE SECCIONADORES MANUALES DE 115 KV EN S/E PANAMÁ II

Objetivo:

Reemplazar 30 seccionadores manuales tripolares de 115 kV para aumentar la confiabilidad del suministro.

Justificación:

Más de 25 años en servicio. Desgaste y fracturas en conectores elevan los costos de mantenimiento.

Ubicación:

S/E Panamá II, Rana de Oro, Pedregal.

Inversión:

Costo: B/.1,050,000.00

Entrada en operación: 31/12/2032

REEMPLAZO DE SECCIONADORES MOTORIZADOS DE 115 KV EN S/E PANAMÁ II

Objetivo:

Sustituir 8 seccionadores motorizados con aterrizaje por equipos nuevos para mantener operaciones seguras.

Justificación:

Más de 25 años en servicio, algunos deben operarse manualmente por falta de repuestos. El aterrizaje motorizado elimina voltajes inducidos.

Ubicación:

S/E Panamá II, Rana de Oro, Pedregal.

Inversión:

Costo: B/.1,000,000.00
Entrada en operación: 31/12/2031

REEMPLAZO DE SECCIONADORES MANUALES DE 115 KV EN S/E SANTA RITA

Objetivo:

Reemplazar 12 seccionadores manuales tripolares de 115 kV para mantener la confiabilidad del suministro en Colón.

Justificación:

Más de 25 años de operación. Desgaste crítico en contactos y mecanismos.

Ubicación:

S/E Santa Rita, Sabanitas, Colón.

Inversión:

Costo: B/.360,000.00
Entrada en operación: 31/12/2031

REEMPLAZO DE SECCIONADORES MANUALES DE 34.5 KV EN S/E CHORRERA

Objetivo:

Reemplazar 24 cuchillas tipo machete por seccionadores manuales mecanizados.

Justificación:

Las cuchillas actuales deben operarse con pértiga, lo cual implica riesgo eléctrico y alta frecuencia de mantenimiento.

Ubicación:

S/E Chorrera, Panamá Oeste.

Inversión:

Costo: B/.540,000.00
Entrada en operación: 31/12/2030

REEMPLAZO DE SECCIONADORES MANUALES DE 230 KV EN S/E CHORRERA

Objetivo:

Sustituir 32 seccionadores manuales tripolares de 230 kV por equipos nuevos.

Justificación:

Más de 30 años en servicio, con desgaste mecánico que afecta la seguridad operativa.

Ubicación:

S/E Chorrera, Panamá Oeste.

Inversión:

Costo: B/.1,750,000.00

Entrada en operación: 31/12/2031

REEMPLAZO DE SECCIONADORES MOTORIZADOS DE 230 KV EN S/E CHORRERA

Objetivo:

Reemplazar 6 seccionadores motorizados con aterrizaje de 230 kV.

Justificación:

Más de 30 años de servicio. Algunos operan manualmente. No existen repuestos disponibles. El aterrizaje motorizado es esencial para seguridad del personal.

Ubicación:

S/E Chorrera, Panamá Oeste.

Inversión:

Costo: B/.650,000.00

Entrada en operación: 31/12/2030

REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL (PT) DE 230 KV EN S/E CHORRERA

Objetivo:

Reemplazar 20 transformadores de potencial para mantener precisión de mediciones y funcionamiento de protecciones.

Justificación:

Más de 30 años de operación. Necesario para garantizar la confiabilidad en medición de voltajes y protección del sistema.

Ubicación:

S/E Chorrera, Panamá Oeste.

Inversión:

Costo: B/.645,000.00

Entrada en operación: 31/12/2030

SUMINISTRO DE AISLADORES POLIMÉRICOS PARA LÍNEAS DE 230 KV Y 115 KV - ZONA 1

Objetivo:

Disminuir disparos en líneas por contaminación, especialmente en áreas de difícil acceso.

Justificación:

Los aisladores poliméricos son livianos e hidrofóbicos, lo que reduce la adhesión de contaminantes y mejora la

confiabilidad en zonas como Chagres.

Ubicación:

Zona 1 - Panamá Oeste, Panamá y Colón.

Inversión:

Costo: B/.250,000.00

Entrada en operación: 31/12/2031

REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 115 KV EN S/E SANTA RITA

Objetivo:

Reemplazar 6 interruptores para prevenir fallas inesperadas y mantener confiabilidad del sistema.

Justificación:

Más de 25 años de servicio.
Desgaste en mecanismos y contaminación del gas SF₆ que compromete la extinción del arco.

Ubicación:

S/E Santa Rita, Sabanitas, Colón.

Inversión:

Costo: B/.1,350,000.00

Entrada en operación: 31/12/2029

REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 230 KV EN S/E PANAMÁ II

Objetivo:

Sustituir 15 interruptores de 230 kV para asegurar continuidad del servicio eléctrico.

Justificación:

Más de 25 años de operación.
Contaminación del SF₆ y desgaste de contactos de potencia pueden llevar a cortocircuitos internos.

Ubicación:

S/E Panamá II, Rana de Oro, Pedregal.

Inversión:

Costo: B/.9,200,000.00

Entrada en operación: 31/12/2032

REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 115 KV EN S/E PANAMÁ II

Objetivo:

Reemplazar 17 interruptores tipo tanque vivo por tanque muerto.

Justificación:

Más de 25 años de servicio.
Desgaste interno, contaminación del SF₆ y riesgos de explosión justifican el reemplazo por equipos más seguros.

Ubicación:

S/E Panamá II, Rana de Oro, Pedregal.

Inversión:

Costo: B/.3,350,000.00

Entrada en operación: 31/12/2032

REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 230 KV EN S/E EL HIGO

Objetivo:

Aumentar la confiabilidad de la red de transmisión de ETESA reemplazando los interruptores de 230KV de la S/E El Higo. Esta subestación suministra energía al área de Panamá Oeste y las playas.

Justificación:

Se requiere el reemplazo de los interruptores como medida preventiva ya que cumplieron su vida útil, evitando daños inesperados que pueden afectar la operación de los demás elementos de la subestación.

Ubicación:

S/E El Higo, El Higo, San Carlos,
Panamá Oeste

Inversión:

Costo: B/.4,400,000.00

Entrada en operación: 31/12/2032

Tabla 13. 1 Plan de Reposición de Largo Plazo

DESCRIPCION	PLAN DE REPOSICION DE LARGO PLAZO									
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2034	TOTAL
REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE SE SANTA RITA 115 KV			B/. 35,064.00	B/. 37,222.00	B/. 36,090.00	B/. 35,111.00	B/. 31,490.00			B/. 174,977.00
Reposicion de Protecciones de SE Changuinola 230 KV				B/. 178,772.00	B/. 214,771.00	B/. 130,082.00	B/. 50,981.00			B/. 574,606.00
Reposicion de Protecciones de SE Cañazas-La Esperanza 230 KV				B/. 133,100.00	B/. 139,734.00	B/. 87,850.00	B/. 34,311.46			B/. 394,995.46
REEMPLAZO DE AUTOTRANSFORMADOR T2 PROGRESO									B/. 6,591,186.00	B/. 6,591,186.00
REEMPLAZO DE AUTOTRANSFORMADOR T3 SE MATA DE NANCE									B/. 6,591,186.00	B/. 6,591,186.00
REEMPLAZO DE GENERADOR ELECTRICO SE VELADERO					B/. 485,577.00					B/. 485,577.00
REEMPLAZO DE 15 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 115 KV SE LLANO SANCHEZ					B/. 135,000.00					B/. 135,000.00
Reposición de Interruptores de 115KV en S/E Panamá		B/. 200,000.00	B/. 200,000.00	B/. 575,000.00	B/. 575,000.00					B/. 1,550,000.00
Reemplazo de Seccionadores Manuales de 115KV en S/E Panamá			B/. 315,000.00	B/. 315,000.00	B/. 315,000.00	B/. 315,000.00	B/. 315,000.00	B/. 315,000.00		B/. 1,890,000.00
Reemplazo de Seccionadores Motorizados de 115KV en S/E Panamá			B/. 215,000.00	B/. 215,000.00	B/. 215,000.00	B/. 215,000.00				B/. 860,000.00
Reemplazo de Seccionadores Manuales de 230KV en S/E Panamá					B/. 170,000.00	B/. 170,000.00	B/. 170,000.00	B/. 170,000.00		B/. 680,000.00
Reemplazo de Seccionadores Motorizados de 230KV en S/E Panamá				B/. 100,000.00	B/. 200,000.00	B/. 100,000.00				B/. 400,000.00
Reemplazo de Seccionadores Manuales de 115KV en S/E Panamá II			B/. 175,000.00	B/. 175,000.00	B/. 175,000.00	B/. 175,000.00	B/. 175,000.00	B/. 175,000.00		B/. 1,050,000.00
Reemplazo de Seccionadores Motorizados de 115KV en S/E Panamá II			B/. 70,000.00	B/. 105,000.00	B/. 70,000.00					B/. 245,000.00
Reemplazo de Seccionadores Manuales de 230KV en S/E Panamá II				B/. 340,000.00	B/. 340,000.00	B/. 340,000.00	B/. 340,000.00	B/. 340,000.00		B/. 1,700,000.00
Reemplazo de Seccionadores Motorizados de 230KV en S/E Panamá II				B/. 100,000.00	B/. 300,000.00	B/. 300,000.00	B/. 300,000.00			B/. 1,000,000.00
Reemplazo de Seccionadores Manuales de 115KV en S/E Santa Rita					B/. 120,000.00	B/. 120,000.00	B/. 120,000.00			B/. 360,000.00
Reemplazo de Seccionadores Manuales de 34.5KV en S/E Chorrera			B/. 135,000.00	B/. 135,000.00	B/. 135,000.00	B/. 135,000.00				B/. 540,000.00
Reemplazo de Seccionadores Manuales de 230KV en S/E Chorrera			B/. 350,000.00	B/. 350,000.00	B/. 350,000.00	B/. 350,000.00	B/. 350,000.00			B/. 1,750,000.00
Reemplazo de Seccionadores Motorizados de 230KV en S/E Chorrera				B/. 100,000.00	B/. 300,000.00	B/. 250,000.00				B/. 650,000.00
Reemplazo de Transformadores de Potencial de 230KV en S/E Chorrera				B/. 215,000.00	B/. 215,000.00	B/. 215,000.00				B/. 645,000.00
Suministro de Aisladores Polimericos para Lineas de 230KV y 115KV de Zona 1			B/. 50,000.00	B/. 50,000.00	B/. 50,000.00	B/. 50,000.00	B/. 50,000.00			B/. 250,000.00
Reemplazo de Interruptores de 115KV en S/E Santa Rita			B/. 200,000.00	B/. 575,000.00	B/. 575,000.00					B/. 1,350,000.00
Reemplazo de Interruptores de 230KV en S/E Panamá II		B/. 200,000.00	B/. 1,500,000.00	B/. 1,500,000.00	B/. 1,500,000.00	B/. 1,500,000.00	B/. 1,500,000.00	B/. 1,500,000.00		B/. 9,200,000.00
Reemplazo de Interruptores de 115KV en S/E Panamá II	B/. 425,000.00	B/. 525,000.00	B/. 200,000.00	B/. 500,000.00	B/. 500,000.00	B/. 200,000.00	B/. 500,000.00	B/. 500,000.00		B/. 3,350,000.00
Reemplazo de Interruptores de 230KV en S/E El Higo						400,000	2,000,000	2,000,000		B/. 4,400,000.00



CAPÍTULO XIV

PLAN DE PLANTA GENERAL



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 14

PLAN DE PLANTA GENERAL

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.

DESARROLLO, ACTUALIZACIÓN Y MEJORAS CONTÍNUA DE LA INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA

JUSTIFICACION

Garantizar el mantenimiento, la actualización y la optimización continua de la infraestructura física y virtual que respalda la plataforma administrativa y operativa de la organización, asegurando así su disponibilidad, eficiencia, seguridad y capacidad de adaptación a los

requerimientos estratégicos y tecnológicos de la organización.

Entre los principales podemos mencionar los siguientes:

CENTRO VIRTUAL

- ETESA cuenta con un centro virtual que alberga aproximadamente 80 servidores virtuales operando sobre plataforma VMWARE y 4 sobre ORACLEVM albergando así a más del 80% de los servicios en la infraestructura virtual.
- El centro virtual de la organización integra un portafolio diverso de servicios tecnológicos esenciales que respaldan la operación eficiente y segura de los procesos administrativos, operativos y estratégicos. Entre estos servicios se incluyen la Validación de Dominio, el Antivirus Corporativo, el Registro de Marcaciones, el Sistema de Información Geográfica (SIG), la Gestión de Activos, la Mesa de Servicios Tecnológicos y de Servicios Generales, el Sistema Financiero ERP (Instancia de Prueba y Desarrollo), la Gestión del Flujo Documental, y una arquitectura robusta basada en servicios Microsoft. Estos componentes, entre otros, conforman una infraestructura digital interconectada, diseñada para garantizar disponibilidad, seguridad, escalabilidad y alineación con los objetivos organizacionales.
- Nuestra estrategia de implementación se fundamenta en

la consolidación de sistemas y servicios tecnológicos, con el objetivo de optimizar el rendimiento operativo y fomentar la sostenibilidad mediante el uso eficiente y racional de los recursos energéticos. Esta integración permite reducir la redundancia tecnológica, facilitar la administración centralizada, y disminuir el impacto ambiental, alineándose con los principios de eficiencia energética y responsabilidad organizacional.

INFRAESTRUCTURA DE RED Y COMUNICACIONES

- La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. cuenta en la actualidad con un sistema de comunicaciones que permite el transporte de la información y el acceso a los recursos informáticos corporativos a todas las oficinas, subestaciones y sedes ubicadas a lo largo del territorio nacional.
- Uno de los componentes más críticos para ETESA y la Dirección de Tecnología de la Información es su núcleo de comunicaciones. Este núcleo de red controla el transporte de información relacionada con los procesos del centro de datos de la organización. Estas funciones comprenden: Sistemas de información, servicios de mensajería electrónica, almacenamiento de archivos, base de datos de acceso, servicio de acceso a internet, sistemas de respaldos, sistemas de seguridad entre otros.

- ETESA debe mantener actualizada y operativa la infraestructura de comunicaciones existente.
- Es de suma importancia continuar con la implementación de esquemas redundantes a nivel de equipos de red en los puntos críticos.
- Continuar con la implementación de enlaces redundantes tanto para la comunicación entre sedes, con el sitio alterno, así como el acceso hacia Internet mediante la tecnología SD-WAN.

Entre las iniciativas que se desean implementar dentro de este programa se detallan las siguientes:

- La expansión de los servicios implementados en el sitio de contingencia corporativo tiene como propósito garantizar la capacidad de replicar en su totalidad el ambiente de producción, asegurando la continuidad operativa ante eventos críticos. Esta iniciativa contempla la habilitación integral de plataformas, aplicaciones y servicios, así como la sincronización de datos, configuraciones de red y mecanismos de respaldo, de manera que el entorno alterno pueda asumir de forma inmediata y eficiente las funciones críticas del entorno principal.
- Continuar con la migración del sistema de telefonía IP de ETESA hacia la nueva central telefónica virtual.
- Actualización de infraestructura de red (acceso).
- En el marco del proceso de expansión física de la empresa, se contempla la adecuación y despliegue de infraestructura tecnológica en las nuevas oficinas administrativas y subestaciones. Esta iniciativa incluye la implementación de redes de comunicación, sistemas de energía segura, conectividad redundante, equipamiento de cómputo y plataformas tecnológicas alineadas con los estándares corporativos, asegurando la continuidad operativa, la integración con los sistemas existentes y el soporte a las funciones críticas en cada nueva ubicación.
- La incorporación de nuevas soluciones en la nube con finalidad de fortalecer la flexibilidad, escalabilidad y eficiencia operativa de los servicios tecnológicos de la organización. Esta estrategia contempla la adopción de plataformas y servicios cloud que optimicen el almacenamiento de datos, la colaboración digital, el acceso remoto, la automatización de procesos y la gestión inteligente de la infraestructura, alineándose con los estándares de seguridad, continuidad del negocio y transformación digital.
- La optimización de los respaldos y su replicación hacia nuestro sitio alterno se ejecuta mediante el aprovechamiento de tecnologías especializadas como Data

Domain, Veeam Backup y Veritas NetBackup. Esta estrategia busca mejorar los tiempos de respaldo y recuperación, reducir el uso de espacio mediante técnicas de deduplicación y compresión, y garantizar la disponibilidad de la información crítica ante posibles incidentes. La replicación eficiente hacia una ubicación secundaria fortalece la continuidad del negocio, minimiza el riesgo de pérdida de datos y asegura una arquitectura resiliente de protección de la información.

IMPACTO

La consolidación, estandarización y robustecimiento de la infraestructura tecnológica de ETESA constituyen pilares fundamentales para asegurar la continuidad operativa, la calidad del servicio y la alta disponibilidad de los sistemas que soportan los procesos críticos de la organización. Esta estrategia permite optimizar el uso de los recursos tecnológicos, reducir la complejidad operativa y simplificar la gestión, al establecer una infraestructura homogénea, escalable y alineada con las mejores prácticas del sector. La estandarización de componentes y plataformas facilita el mantenimiento, mejora la interoperabilidad y contribuye a una administración más eficiente, fortaleciendo así la resiliencia tecnológica organizacional.

DESARROLLO Y MEJORAS DE LOS CENTROS DE DATOS Y CUARTOS DE TELECOMUNICACIONES DE ETESA

JUSTIFICACION

El presente programa tiene como objetivo principal el mejoramiento continuo de las herramientas tecnológicas utilizadas en ETESA, mediante el desarrollo de nuevas funcionalidades y la implementación de módulos adicionales que fortalezcan la eficiencia operativa de la organización. Asimismo, se contempla la adquisición e integración de soluciones innovadoras que contribuyan a optimizar la gestión organizacional, facilitando la toma de decisiones oportunas y fundamentadas en los distintos departamentos de la empresa."

Entre las iniciativas que se desean implementar podemos mencionar las siguientes:

- La actualización de los Data Centers y Cuartos de Telecomunicaciones se orienta a la incorporación de tecnologías escalables, redundantes y energéticamente eficientes, con el fin de garantizar un entorno tecnológico resiliente, adaptable al crecimiento organizacional y alineado con los compromisos de sostenibilidad. Este proceso contempla la modernización de sistemas de enfriamiento, redes

eléctricas, cableado estructurado, sistemas de respaldo de energía y equipos de comunicación, así como la adopción de infraestructuras modulares y soluciones inteligentes para el monitoreo y gestión energética.

- Mantener actualizado el sistema de monitoreo de los recursos y condiciones del centro de datos.
- Optimización de Cuartos de Telecomunicaciones (racks inteligentes, reorganizar cableado estructurado)
- Modelos predictivos de fallos en switches, routers y enlaces.
- Auditoría continua de desempeño de ISPs con IA.
- Evaluación de contratos y enlaces redundantes.
- Velar por el buen funcionamiento del sistema de protección contra incendios del centro de datos.
- Actualización de los sistemas de respaldo de energía del centro de datos y los cuartos de telecomunicaciones (T.R.).
- Monitoreo proactivo para la planta de energía de respaldo para el Centro de Datos.
- Velar por el buen funcionamiento del sitio alternativo que sostiene la redundancia de los sistemas críticos de ETESA.
- Mejora del sistema de aterrizaje (Grounding) en los Cuartos de Telecomunicaciones (T.R.) y Data Center.

IMPACTO

El objetivo esperado es contar con Centros de Datos y Cuartos de Telecomunicaciones cuyos recursos

estén debidamente monitorizados y gestionados. Los mismos deberán operar de forma eficiente garantizando la sostenibilidad y seguridad de los sistemas de tecnología de la información ubicados en los mismos.

PROGRAMA DE DESARROLLO Y MEJORAS DE LAS APLICACIONES Y BASES DE DATOS DE GESTIÓN CORPORATIVA DE ETESA

JUSTIFICACIÓN

Este programa busca en primera instancia invertir los recursos en la optimización del centro de datos, es decir en lograr dar uso eficiente a estos recursos. Sin embargo, no se descarta la posibilidad de utilizar servicios de colocación en centros de datos de terceros siempre y cuando los mismos cumplan con los más altos estándares de calidad.

- 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.

De manera general estas son las principales iniciativas de este programa:

Mantener actualizadas las versiones de las aplicaciones, 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 compras, inventario, contabilidad, finanzas, presupuestos, costeo de proyectos y otros.

- Actualizar esta herramienta a su versión más actualizada para mejorar los procesos y aprovechar los beneficios y funcionalidades que cuentan con IA lo que permite analizar grandes cantidades de datos con rapidez y precisión. Esta combinación de herramientas permite a las organizaciones tomar mejores decisiones, identificar

nuevas oportunidades y comprender mejor a sus clientes y operaciones. Implementar nuevas funcionalidades para los módulos existentes y otros nuevos módulos. Nos encontramos en la fase de estudio y análisis.

- Integración con nuevas aplicaciones
- Implementación de Enterprise Manager y Packs de monitoreo para bases de datos.
- Implementación de libros contables que cumplan con Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF).
- Fortalecer la automatización de reportes financieros e inteligencia de negocios.
- Automatizar del proceso de Liquidación de los Agentes del Mercado Eléctrico para que la Dirección del Centro Nacional de Despacho gestione vía Sistema la información que es necesaria para las liquidaciones en conjunto con las Direcciones de Comercialización y Finanzas de ETESA.
- Implementar un Dashboard para Análisis del proceso de Facturación de Clientes que refleje a través de un modelo la gestión de cobranza gráfica que incluya procesos que permitan a la Organización identificar información sensitiva relacionada con la gestión de cobros de los Clientes y Agentes del Mercado Eléctrico.

SISTEMA DE PLANILLAS Y RECURSOS HUMANOS

Este sistema es el responsable de soportar los procesos de nómina y gestión de recursos humanos. Se planea adquirir e implementar un

nuevo sistema que permita administrar estos servicios de forma eficiente, sencilla, con tecnologías modernas y nuevas funcionalidades involucrando a los colaboradores a través de un portal autogestionar sus acciones de personal lo que reduce la carga administrativa para RR.HH. y mejora la transparencia y la eficiencia de las actividades relacionadas con el colaborador. Además, contribuye a una mejor experiencia del colaborador al permitirle acceder a la información relevante de manera rápida y sencilla.

SISTEMA DE REGISTRO DE MARCACIONES Y HORARIOS

Sistema de Marcaciones para el control de tiempo y asistencia, programación, gestión de ausencias y cumplimiento normativo que permite a los colaboradores registrar sus horas de entrada y salida, ya sea mediante relojes de tiempo o terminales de tiempo. La versión más actual de esta herramienta cuenta IA y aprendizaje automático para mejorar la productividad, garantizar el cumplimiento y proporcionar información valiosa para la gestión de la fuerza laboral.

APLICACIÓN MAXIMO

ETESA cuenta con una herramienta para la gestión de activos. Esta herramienta actualmente es utilizada para el mantenimiento de las torres y equipos de transmisión eléctrica. Se requiere actualizar esta herramienta a una versión actual que nos permita incorporar IA en los procesos de inspección y gestión de

mantenimiento y aprovechar las facilidades para la planificación del trabajo con un enfoque en la analítica predictiva.

APLICACIONES 365 Y SITIO WEB

ETESA cuenta un sitio web www.etsa.com.pa, administrado por la Dirección de Tecnología de la información, el cual mantiene información relevante para los agentes de mercado y la ciudadanía en general. Además, se cuenta con desarrollos web internos que permiten el seguimiento de ciertos procesos internos.

ETESA también cuenta con un portal interno, Intranet, basada sobre tecnología Microsoft 365, el cual es nuestro centro informativo y de herramientas compartidas para los colaboradores. Este importante portal requiere mantenerse actualizado, para lograr una mejora continua.

Dentro de las principales aplicaciones utilizadas a nivel de MS 365 se encuentran:

- Microsoft Teams, cuya función principal es la comunicación y colaboración en equipo a través de videollamadas y chats.
- Microsoft Office (el cual incluye herramientas tales como Word, Excel, Power Point, Outlook).
- Microsoft OneDrive. Esta aplicación permite almacenamiento en la nube y compartir documentos con otros usuarios.

- Microsoft Power Automate, el cual nos permite automatizar tareas repetitivas, aprobar procesos, y conectar aplicaciones y servicios.
- Microsoft PowerApps. Permite desarrollar aplicaciones de código básico personalizadas.
- Microsoft Sharepoint, la cual es la plataforma de creación de sitios web internos y gestión documental.
- Microsoft Forms. Herramienta para crear formularios, encuestas, cuestionarios y recopilación de datos de forma rápida y sencilla.
- Microsoft Copilot, que utiliza inteligencia artificial para asistir directamente sobre aplicaciones de Microsoft 365 mejorando la productividad.
- Microsoft Power BI. Esta herramienta permite conectar y analizar múltiples fuentes de datos creando gráficos interactivos que se actualizan automáticamente.
- Microsoft Project, que nos permite planificar, organizar y gestionar proyectos de cualquier tamaño de forma eficiente. Definir tareas y cronogramas mediante diagramas de Gantt de forma colaborativa.

Adaptándonos a metodologías ágiles, en cascada o híbridas, e integrando todas herramientas del ecosistema Microsoft.

INTELIGENCIA DE NEGOCIOS

ETESA cuenta con distintas soluciones de inteligencia de negocios. Se debe evaluar distintos escenarios para la consolidación de

estos sistemas mediante una solución estándar.

HERRAMIENTAS OFIMATICAS

ETESA utiliza herramientas de productividad de distintos fabricantes para la ejecución de sus funciones administrativas y operativas.

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 Dirección de Servicios Generales de la Dirección de Servicios Corporativos de ETESA.

Actualmente se encuentra actualizada a un nuevo fabricante y en proceso de expansión para el aprovechamiento de sus funcionalidades.

GESTIÓN DE CASOS Y FLUJO DOCUMENTAL

Este sistema de gestión de casos y contenido está diseñado para corregir las deficiencias en los procesos de manejo de documentos. Manteniendo información disponible las veinticuatro (24) horas del día, actualmente funcionando en la Dirección de Ingeniería y en la Gerencia General.

Hoy día la solución ha evolucionado hacia una plataforma de Case Management que permite gestionar

procesos no lineales, dinámicos y con múltiples participantes.

Esperamos explorar nuevas alternativas para dar soluciones a otras Direcciones.

OTRAS APLICACIONES

Existen la necesidad de implementar nuevos módulos y aplicaciones que satisfagan algunas solicitudes recibidas por parte de diferentes direcciones operativas como Gestión de Activos, Diseño, Servicios Generales, DOM, entre otras.

IMPACTO

Aplicaciones y bases de datos de gestión corporativas debidamente actualizadas, monitorizadas y utilizadas eficientemente.

Principales procesos de negocios gestionados eficientemente a través del uso de tecnologías de la información modernas.

PROGRAMA DE SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN DE ETESA

JUSTIFICACION

Garantizar la disponibilidad, integridad y confiabilidad de los activos de información de ETESA.

Los equipos de seguridad son unos de los rubros más importantes y sensitivos, especialmente en una organización que maneja información de la operación del mercado eléctrico panameño.

Es una realidad que cada día se generan nuevos riesgos y amenazas de seguridad tanto a nivel lógico como a nivel físico. Cada vez se hace más 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.

ETESA no escapa a estas amenazas razón por la cual su estrategia de seguridad debe ser reforzada, mejorada y actualizada de forma periódica.

Se desea establecer Auditorías periódicas y pruebas de penetración a los sistemas para el mejoramiento continuo de los controles del área de seguridad informática.

Además, se deben expandir las soluciones de ciberseguridad en cada nivel tanto para IT y OT, al igual que de campañas de concientización para nuestros colaboradores.

Entre las principales iniciativas del programa de seguridad de la información se destacan las siguientes:

- Evaluación de riesgos OT/IT
- Implementar una arquitectura Zero Trust y sistemas de detección en tiempo real en ambientes IT y OT.

- Implementación de Sistema de Monitoreo de seguridad y Gestión de Eventos (SIEM).
- Implementación de soluciones basadas en tecnologías XDR para una protección integral.
- Implementación de Data Loss Prevention (DLP) para mitigar la fuga de información dentro de la organización.
- Ampliar la protección de los agentes para dispositivos de escritorios, móviles y celulares.
- Aplicación de tecnología basadas en inteligencia artificial para la protección de la red.
- Protección activa para servidores de misión crítica.
- Implementación de respaldos asegurados con bóvedas hacia sitio alternativo.
- Ampliación del sistema de video vigilancia corporativa.
- Actualización de sistema de control de acceso físico.
- Detección autónoma de ciber amenazas desconocidas.
- Implementación de un SOC (Security Operation Center) que permita una vigilancia y respuesta a incidentes 24x7 para el Corporativo.
- Apoyar los planes de sensibilización y concientización de cultura de ciberseguridad en toda la organización.
- Formalizar la Unidad de Ciberseguridad corporativa, encargada de gestionar toda la seguridad de IT y OT.

IMPACTO

Mejorar la disponibilidad, integridad y confiabilidad de los activos de información de ETESA.

PROGRAMA DE ADQUISICIÓN DE EQUIPOS TECNOLÓGICOS PARA USUARIOS (PC'S, LAPTOPS, IMPRESORAS, UPS, TELÉFONOS VOIP, EC.)

JUSTIFICACION

Dotar al personal de ETESA de equipos tecnológicos actualizados que les permita poder realizar sus funciones de forma ágil, inteligente y eficiente.

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 multifuncionales conectadas en red, Sistemas de protección de energía (UPS), teléfonos con tecnología para comunicaciones unificadas por IP.

Dado que el ciclo de vida útil de estos equipos suele ser relativamente corto, es necesario establecer un proceso periódico de reemplazo que permita mantener la infraestructura tecnológica en condiciones óptimas de operación. Esta práctica previene el uso de dispositivos obsoletos que podrían afectar el rendimiento de los

usuarios, ocasionar interrupciones en los servicios o limitar la compatibilidad con nuevas aplicaciones. Asimismo, se mitigan riesgos asociados a garantías vencidas, pérdida de soporte técnico por parte del fabricante y mayores exigencias de hardware impuestas por actualizaciones de software, lo que contribuye a una operación más estable, eficiente y alineada con los objetivos tecnológicos de la organización.

Por último, se debe considerar el crecimiento de la empresa, por las

nuevas reestructuraciones que apalancan los objetivos estratégicos de las diferentes administraciones. Todo esto hace necesaria la adquisición de equipos suficientes y en ocasiones con características especiales 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.

Tabla 14. 1 Plan de Inversiones DTI

PROGRAMA	2025	2026	2027	2028	2029	PRESUPUESTO
DESARROLLO, ACTUALIZACIÓN Y MEJORAS CONTÍNUA DE LA INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA	B/. 800,000.00	B/. 900,000.00	B/. 800,000.00	B/. 800,000.00	B/. 600,000.00	B/. 3,900,000.00
DESARROLLO Y MEJORAS DE LOS CENTROS DE DATOS Y CUARTOS DE TELECOMUNICACIONES DE ETESA	B/. 600,000.00	B/. 400,000.00	B/. 350,000.00	B/. 350,000.00	B/. 350,000.00	B/. 2,050,000.00
PROGRAMA DE DESARROLLO Y MEJORAS DE LAS APLICACIONES Y BASES DE DATOS DE GESTIÓN CORPORATIVA DE ETESA	B/. 800,000.00	B/. 1,000,000.00	B/. 700,000.00	B/. 700,000.00	B/. 500,000.00	B/. 3,700,000.00
PROGRAMA DE SEGURIDAD DE LA INFORMACIÓN DE ETESA	B/. 500,000.00	B/. 400,000.00	B/. 500,000.00	B/. 500,000.00	B/. 500,000.00	B/. 2,400,000.00
PROGRAMA DE ADQUISICIÓN DE EQUIPOS TECNOLÓGICOS PARA USUARIOS (PC'S, LAPTOPS, IMPRESORAS, UPS, TELÉFONOS VOIP, EC.)	B/. 160,000.00	B/. 150,000.00	B/. 160,000.00	B/. 180,000.00	B/. 120,000.00	B/. 770,000.00
TOTAL DE INVERSIÓN	B/. 2,860,000.00	B/. 2,850,000.00	B/. 2,510,000.00	B/. 2,530,000.00	B/. 2,070,000.00	B/. 12,820,000.00

CONSTRUCCIÓN DE CERCAS PERIMETRALES DE TERRENOS NO PRODUCTIVOS

Objetivo General

Garantizar la seguridad de los activos de la empresa en cada una de las fincas o terrenos propiedad de ETESA 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.

Estos son terrenos no productivos que desde hace varios años no tienen esta seguridad.

Objetivos Específicos

El cerco perimetral permitirá disuadir, detectar y defender cualquier tipo de intrusiones a las

propiedades, reforzando la seguridad de los activos de ETESA.

Tabla 14.2 Inversión de Cerca en FINCAS

Terreno Zona 1	Vigencia	Tamaño	Rural / Urbano	Valor
La escuelita Rana de Oro, Finca 28682	2026	6 hectáreas	Urbano	B/.10,000.00
Poblado Valle de Antón, Finca 20756	2026	5,000.00 mt2	Urbano	B/.4,000.00
Terreno Zona 2	Vigencia	Tamaño	Rural / Urbano	Valor
Antigua Planta Eléctrica, Distrito de Tonosí, Finca 9917	2028	1,111.00 mt2	Urbano	B/.4,000.00
Urbanización San Juan de Dios Chitré, Finca 11052	2028	1,091.16 mt2	Urbano	B/.4,000.00
Terreno Zona 3	Vigencia	Tamaño	Rural / Urbano	Valor
David, San Carlitos 11062 y 11064	2026	5,183.50 mt2	Urbano	B/.4 ,000.00
Acceso Toma Planta, Finca 13015	2027	3 hectáreas con 9,971 mt2	Rural	B/.8,000.00
Urbanización Alto boquete, Finca 15351	2027	1 hectárea con 5,542 mt2	Urbano	B/.8,000.00
Planta Agua Potable, Carretera Gualaca, Finca 33477	2027	9,709.00 mt2	Rural	B/.2,000.00
Antigua Planta Calderas, Boquete, Finca 7086	2028	1 hectárea con 512 mt2	Urbano	B/.4,000.00
Total				B/.48,000.00

Presupuesto Total

B/. 48,000.00 (2025-2028)

PROPUESTA DE POZOS DE AGUA CON SISTEMAS DE BOMBEO Y TANQUES DE RESERVA PARA S/E BELLA VISTA, CHANGUINOLA Y PANAMÁ

Objetivo General

Garantizar contar con el abastecimiento de agua segura para el consumo humano, además de poder dar respuesta a cualquier situación que requiera la utilización

de este vital líquido, a través de la perforación y adecuación de pozos subterráneos para las siguientes subestaciones eléctricas a nivel nacional (Bella Vista, Changuinola y Panamá).

Objetivos Específicos

Garantizar el abastecimiento de agua segura para los colaboradores de la empresa en las subestaciones eléctricas a lo largo del sistema interconectado nacional.

Tabla 14. 2 Inversión en Pozos

Zona 1	Vigencia	Valor
S/E Panamá	2028	B/.30,000.00
Zona 3	Vigencia	Valor
S/E Changuinola	2027	B/.30,000.00
S/E Bella Vista	2026	B/.30,000.00
TOTAL		B/.90,000.00

Presupuesto Total

B/. 90,000.00 (2025-2028)

PROPUESTA DE INVERSIÓN DE FLOTA VEHICULAR

Tabla 14. 3 Inversión en vehículos 2026

Zona 1	Marca	Modelo	Tipo	Und.	Valor
Dirección de operaciones	Toyota	Land Crusier	Pick Up	2	B/.192,600.00
Dirección de Tecnología	Toyota	Hilux	Pick Up	2	B/.96,300.00
Gerencia de Ambiente Social	Susuki	Jimny	5 puertas	2	B/.44,000.00
Pruebas y mediciones	Toyota	Hilux	Pick Up	2	B/.96,300.00
Gerencia de Predios	Toyota	Hilux	Pick Up	2	B/.96,300.00
Zona 2	Marca	Modelo	Tipo	Und.	Valor
Dirección de operaciones	Toyota	Land Crusier	Pick Up	2	B/.192,600.00
Dirección de operaciones	Toyota	Hilux	Pick Up	3	B/.152,542.66
Zona 3	Marca	Modelo	Tipo	Und.	Valor
Dirección de operaciones	Toyota	Land Crusier	Pick Up	1	B/.96,600.00
Dirección de operaciones	Toyota	Hilux	Pick Up	3	B/.152,542.66

Total Año 2026 B/.1,119,785.32

Tabla 14. 4 Inversión en vehículos 2027

Zona 1	Marca	Modelo	Tipo	Und.	Valor
Dirección de operaciones	Toyota	HILUX	PICKUP	2	B/.96,300.00
Dirección de Servicios Corporativos	Toyota	Yaris	Sedan	2	B/.54,000.00
Dirección de asesoría legal	Toyota	Yaris	Sedan	2	B/.54,000.00
Centro nacional de Despacho	Toyota	Yaris	Sedan	1	B/.27,000.00
Zona 2	Marca	Modelo	Tipo	Und.	Valor
Dirección de operaciones	S/N	Camión	Grúa	1	B/.300,000.00
Dirección de operaciones	S/N	Camión	Plataforma	2	B/.214,000.00
Zona 3	Marca	Modelo	Tipo	Und.	Valor
Dirección de operaciones	S/N	Camión	Grúa	1	B/.300,000.00

Total Año 2027 B/.1,045,300.00

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.

Tabla 14. 5 Inversión en vehículos 2028

Zona 1	Marca	Modelo	Tipo	Und.	Valor
Dirección de operaciones	Toyota	HILUX	PICKUP	8	B/.385,200.00
Gerencia de Diseño	Toyota	HILUX	PICKUP	2	B/.96,300.00
Gerencia de ambiente social	Toyota	HILUX	PICKUP	2	B/.96,300.00
Gerencia de Administración de proyectos	Toyota	HILUX	PICKUP	2	B/.96,300.00
Gerencia de predios	Toyota	HILUX	PICKUP	2	B/.96,300.00
Dirección de servicios corporativos	Toyota	HILUX	PICKUP	1	B/.48,150.00
Dirección de servicios corporativos	Toyota	Coaster	Ómnibus	1	B/.53,500.00
Dirección de Recursos Humanos	Toyota	HILUX	PICKUP	1	B/.48,150.00
Gerencia de SISO	Toyota	HILUX	PICKUP	1	B/.48,150.00
Zona 2	Marca	Modelo	Tipo	Und.	Valor
Dirección de operaciones	Toyota	HILUX	PICKUP	3	B/.144,450.00
Zona 3	Marca	Modelo	Tipo	Und.	Valor
Dirección de operaciones	Toyota	HILUX	PICKUP	2	B/.96,300.00

Total Año 2028 B/.1,209,100.00

Tabla 14. 6 Inversión en vehículos 2029

Zona 1	Marca	Modelo	Tipo	Und.	Valor
Dirección de operaciones	Mitsubishi	Canter Fusso	Truck doble cabina	3	B/.166,920.00
Operaciones del centro Nacional de Despacho	Toyota	HILUX	PICKUP	1	B/.48,150.00
Gerencia de obras civiles	Toyota	HILUX	PICKUP	2	B/.96,300.00
Dirección de ingeniería	Mitsubishi	Nativa	Camioneta	1	B/.50,000.00
Dirección de Operaciones	Mitsubishi	Nativa	Camioneta	1	B/.50,000.00
Zona 2	Marca	Modelo	Tipo	Und.	Valor
Dirección de	Mitsubishi	Canter	Truck doble	2	B/.111,280.00
Zona 3	Marca	Modelo	Tipo	Und.	Valor
Dirección de	Mitsubishi	Canter	Truck doble	2	B/.111,280.00

Total Año 2029 B/.633,930.00

Presupuesto Total

B/. 4,008,115.32 (2025-2029)

ADECUACIONES DE INFRAESTRUCTURAS DE GALERAS DE ALMACÉN

Objetivo General

Construir, mantener la infraestructura física y áreas comunes de la institución con criterios, normas y principios de sostenibilidad, para el cumplimiento de los estándares de calidad que exige los lineamientos de la Empresa.

Objetivos Específicos

Construir y adecuar la infraestructura necesaria para asegurar un ambiente seguro y confortable al personal de almacén.

Adecuaciones para la integración de ambas instalaciones.

Tabla 14. 7 Inversión de Galeras

Zona 1	Vigencia	Valor
S/E Chorrera	2026	B/.300,000.00
Zona 2	Vigencia	Valor
Edif. Administrativo Llano Sánchez	2027	B/.200,000.00
Zona 3	Vigencia	Valor
S/E Bella Vista	2028	B/.150,000.00

Presupuesto Total

B/. 650,000.00 (2025-2028)

PROPUESTA DE INVERSIÓN DE SISTEMA DE VIGILANCIA

Objetivo General

Implementar un sistema de seguridad en todas las subestaciones eléctricas que permita 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 importante tales como Guasquitas, Veladero, El higo, Progreso, Boquerón, Caldera, Changuinola, Bella vista, San Bartolo, Cáceres, Sabanitas y Panamá 3.

Objetivos Específicos

Adquirir un moderno sistema de video vigilancia con alto grado de tecnología con el cual se pueda mantener un monitoreo constante de todas las subestaciones que comprende la red de transmisión.

Implementar el centro de monitoreo en la Dirección de operaciones y mantenimiento.

Tabla 14. 8 Inversión en sistemas de seguridad

Zona 1	Vigencia	Valor
S/E Cáceres	2028	B/. 300,000.00
S/E Sabanitas	2028	B/. 300,000.00
S/E Panamá 3	2027	B/. 300,000.00
Zona 2	Vigencia	Valor
S/E El Higo	2025	B/. 300,000.00
S/E San Bartolo	2026	B/. 300,000.00
Zona 3	Vigencia	Valor
S/E Guasquitas	2025	B/. 300,000.00
S/E Veladero	2025	B/. 300,000.00
S/E Progreso	2025	B/. 300,000.00
S/E Caldera	2026	B/. 300,000.00
S/E Changuinola	2026	B/. 300,000.00
S/E Boqueron	2027	B/. 300,000.00
S/E Bella Vista	2027	B/. 300,000.00

Presupuesto Total

B/. 3,600,000.00 (2025-2028)

ADQUISICIÓN DE CENTRALES DE AIRES ACONDICIONADOS

Objetivo General

Realizados inventarios físicos de la cantidad de unidades con que se cuenta a nivel nacional y su condición física, contrato de mantenimiento, reparaciones y cambio de unidades en forma prioritaria se detectó la necesidad de cambios de unidades. Esta es una realidad detectada en todos los análisis y estudios realizados.

Basado en los estados de deterioro en que se encuentran estas centrales, que por ende son focos de infestación, se hace necesaria su reposición para las siguientes subestaciones eléctricas a nivel

nacional (Veladero, Boquerón, Changuinola, Llano Sánchez, Panamá II, 10 sitios de comunicaciones, Santa Rita, San Bartolo, Chorrera).

Objetivos Específicos

Adquirir nuevas unidades de aires acondicionados para reemplazar unidades dañadas o que ya han cumplido con su tiempo de vida.

Tabla 14. 9 Inversión en centrales de aires acondicionados

Zona 1	Tipo de Máquina	Cantidad	Vigencia	Valor
Subestación Panamá II	Autocontenida de 10 toneladas	1	2026	B/. 40,000.00
Subestación Santa Rita	Autocontenida de 10 toneladas	1	2026	B/. 40,000.00
Subestación Chorrera	Autocontenida de 10 toneladas	1	2026	B/. 40,000.00
Cerro Peñón	Mochila de 3 toneladas	1	2026	B/. 20,000.00
Cerro jefe	Mochila de 3 toneladas	1	2026	B/. 20,000.00
Cerro Mena	Mochila de 3 toneladas	1	2026	B/. 20,000.00
Subestación Panamá II	Mochila de 3 toneladas	1	2026	B/. 20,000.00
Zona 2	Tipo de Máquina	Cantidad	Vigencia	Valor
Subestación Llano Sánchez	Central de 15 toneladas	1	2026	B/. 55,000.00
Subestación San Bartolo	Autocontenida de 10 toneladas	2	2026	B/. 80,000.00
Cerro los pollos	Mochila de 3 toneladas	1	2026	B/. 20,000.00
Cerro Taboga	Mochila de 3 toneladas	1	2026	B/. 20,000.00
Cerro Canajagua	Mochila de 3 toneladas	1	2026	B/. 20,000.00
Cerro Ibalá	Mochila de 3 toneladas	1	2026	B/. 20,000.00
Zona 3	Tipo de Máquina	Cantidad	Vigencia	Valor
Subestación Veladero	Centrales de 10 toneladas	2	2026	B/. 35,000.00
Subestación Boquerón	Centrales de 10 toneladas	1	2026	B/. 35,000.00
Subestación Changuinola	Centrales de 10 toneladas	1	2026	B/. 35,000.00
Sitio de Comunicación Tolé	Mochila de 3 toneladas	1	2026	B/. 20,000.00
Cerro Jesus	Mochila de 3 toneladas	1	2026	B/. 20,000.00
Cerro Chimenea	Mochila de 3 toneladas	1	2026	B/. 20,000.00

Presupuesto Total

B/. 580,000.00

ADECUACIONES DE SITIOS DE COMUNICACIÓN

Objetivo General

Mejorar las instalaciones de Los sitios de comunicaciones a nivel nacional, las cuales están bastante deterioradas y así salvaguardar los equipos que se encuentran en estas. (Chimenea, volcán Barú, Jesus, Canajagua, Ibalá).

Objetivos Específicos

Adecuar las instalaciones de los sitios de comunicación y así resguardar los equipos que estas mantienen.

Tabla 14. 10 Adecuaciones de sitios de comunicación

Zona 1	Vigencia	Presupuesto
Cerro Peñón	2026	B/.85,000.00
Zona 2	Vigencia	Presupuesto
Cerro Canajagua	2026	B/.85,000.00
Cerro Ibalá	2026	B/.85,000.00
Zona 3	Vigencia	Presupuesto
Cerro Chimenea	2025	B/.85,000.00
Volcán Barú	2027	B/.85,000.00
Cerro Jesus	2027	B/.85,000.00

Presupuesto Total

B/. 510,000.00

COMPRA DE CONTENEDORES PARA SUBESTACIÓN CHORRERA Y CENTRO NACIONAL DE DESPACHO

Objetivo General

Crear una estructura para personal de subestaciones y del CND, donde podamos tener

personal de cada área y así resolver el problema del crecimiento de personal y tener una mejor distribución de este. Tener una infraestructura física de acuerdo a las necesidades de ETESA y que sea funcionable.

Objetivos Específicos

Adecuar la estructura para asegurar un ambiente laboral seguro y Confortable.

Tabla 14. 11 Inversión en contenedores

Zona 1	Vigencia	Valor
Centro Nacional de Despacho	2025	B/.75,000.00
Subestación Chorrera	2026	B/.75,000.00

Presupuesto Total

B/. 150,000.00

CONSTRUCCIÓN DE CERCA DE SUBESTACIÓN LLANO SÁNCHEZ

Objetivo General

Garantizar la seguridad de los activos de la empresa en cada una de las fincas o terrenos propiedad de ETESA 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.

Estos son terrenos no productivos que desde hace varios años no tienen esta seguridad.

Objetivos Específicos

El cerco perimetral permitirá disuadir, detectar y defender cualquier tipo de intrusiones a las propiedades, reforzando la seguridad de los activos de ETESA.

Tabla 14. 12 Inversión en Cercas en Subestación

Zona 2	Vigencia	Valor
Subestación Llano Sánchez	2026	B/. 124.000.00

Presupuesto Total

B/. 124,000.00

ADECUACIONES EN SUBESTACIÓN A NIVEL NACIONAL

Objetivo General

Construir, mantener la infraestructura física y áreas comunes de la institución con criterios, normas y principios de sostenibilidad, para el cumplimiento de los estándares de calidad que exige los lineamientos de la Empresa.

Objetivos Específicos

Construir y adecuar la infraestructura necesaria para asegurar un ambiente seguro y confortable al personal de almacén.

Adecuaciones para la integración de ambas instalaciones.

Tabla 14. 13 Inversión en adecuaciones en Llano Sánchez

Zona 1	Proyecto	Vigencia	Valor
Subestación Panamá 2	Construcción de baños Statcom y reemplazo de canaleta casa control	2027	B/.65,000.00
Subestación Panamá 1	Construcción de comedor y reemplazo de canaletas	2028	B/.30,000.00
Zona 2	Proyecto	Vigencia	Valor
Subestación Llano Sánchez	Ampliación de oficinas administrativas	2026	B/.60,000.00
Subestación Llano Sánchez	Construcción de baños Statcom	2027	B/.65,000.00

Presupuesto Total

B/. 220,000.00

PROYECTO DE LUCES FOTOVOLTAICAS PARA EL PERÍMETRO DE LAS SUBESTACIONES

Objetivo General

Garantizar la seguridad de los activos de la empresa en cada una de Subestaciones a nivel Nacional de ETESA, que nos permita velar por la seguridad perimetral de estas.

Objetivos Específicos

Adquirir un moderno equipo de luces con alto grado de tecnología con el cual permita velar por la seguridad perimetral a nivel naciones de las subestaciones de ETESA.

Tabla 14. 14 Inversión en luces Fotovoltaicas perimetrales para subestaciones.

Zona1	Vigencia	Valor
Subestación Santa Rita	2025	B/.150,000.00
Subestación Chorrera	2026	B/.157,500.00
Subestación Panamá II	2025	B/.166,200.00
Subestación Panamá	2026	B/.157,500.00
Subestación Cáceres	2025	B/.120,000.00
Subestación El Higo	2026	B/.150,000.00
Zona 2	Vigencia	Valor
Subestación Llano Sánchez 1	2027	B/.150,000.00
Subestación Llano Sánchez 2	2027	B/.150,000.00
Subestación San Bartolo	2027	B/.150,000.00
Zona 3	Vigencia	Valor
Subestación Mata de Nance	2028	B/.166,200.00
Subestación Guasquitas	2028	B/.157,500.00
Subestación Veladero	2028	B/.166,200.00
Subestación Bella vista	2029	B/.120,000.00
Subestación Progreso	2028	B/.150,000.00
Subestación Changuinola	2029	B/.150,000.00

Presupuesto Total

B/. 2,261,100.00

CASETA DE SAN BARTOLO PARA POZO DE AGUA

Objetivo General

La construcción de la caseta de bombeo es una necesidad para la protección de los equipos existentes y proveer de servicios de agua al personal de la subestación.

Objetivo Específicos

La construcción de una caseta que proteja los equipos de bombeo que se encuentran instalados y que brindan el servicio a las instalaciones existentes y que duren más en el tiempo evitando hacer nuevas inversiones para reemplazarlos.

Tabla 14. 15 Inversión de caseta de San Bartolo

Zona 2	Vigencia	Valor
Caseta San Bartolo	2026	B/.20,000.00

Presupuesto Total

B/. 20,000.00

CONEXIÓN DE AGUAS NEGRAS DEL CND

Objetivo General

Diseñar, suministrar e instalar un sistema de conexión sanitaria eficiente, que garantice el adecuado transporte y disposición de las aguas residuales hacia un tanque séptico, contribuyendo a la mejora de las condiciones sanitarias, la protección del medio ambiente y la sostenibilidad del sistema en el tiempo con la finalidad de reducir costos del mantenimiento del tanque séptico.

Objetivo específico

Diseñar el sistema de conexión sanitaria que garantice el flujo adecuado de las aguas residuales de las instalaciones hasta el tanque séptico, cumpliendo con las normas técnicas y ambientales vigentes.

Tabla 14. 16 Inversión de Conexión de agua negras CND

Zona 1	Vigencia	Valor
Conexión de agua negra CND	2026	B/.30,000.00

Presupuesto Total

B/. 30,000.00

ADECUACIONES DE SUBESTACIONES DE CASA CONTROL Y GARITAS DE ZONA 1 ZONA 2 Y ZONA 3.

Objetivo General

Mejorar la infraestructura, fortalecer la seguridad operativa y optimizar las condiciones de trabajo del personal técnico y de vigilancia.

Objetivo específico

Diseñar e implementar mejoras estructurales y funcionales en las edificaciones, garantizando el cumplimiento de normas técnicas y de seguridad.

Tabla 14. 17 Adecuaciones en zona 1, zona 2 y zona 3

Zona 1	Vigencia	Valor
Adecuaciones de Subestaciones de Casa Control y Garitas de Zona 1	2026	B/.130,000.00
Zona 2	Vigencia	Valor
Adecuaciones de Subestaciones de Casa Control y Garitas de Zona 2	2027	B/.130,000.00
Zona 3	Vigencia	Valor
Adecuaciones de Subestaciones de Casa Control y Garitas de Zona 3	2028	B/.130,000.00

Presupuesto Total

B/. 390,000.00

COMPRA DE MOBILIARIO DE OFICINA

Objetivo General

Adquirir mobiliario de oficina, incluyendo escritorios, sillas, anaqueles y demás equipos necesarios, con el fin de adecuar las nuevas oficinas administrativas y satisfacer las necesidades operativas a nivel nacional, garantizando funcionalidad, ergonomía y eficiencia en el ambiente laboral.

Objetivo Especifico

Optimizar el entorno laboral y la productividad del personal, mejorando las condiciones físicas de trabajo mediante el equipamiento adecuado.

Tabla 14. 18 Inversión de Mobiliario de oficina

Zona 1	Vigencia	Valor
Compra de Mobiliario de Oficina	2026	B/.396,000.00

Tabla 14. 19 Plan de Planta General

PLAN DE PLANTA GENERAL		FECHA	COSTO
Equipos de Informatica		2025 - 2029	B/.12,820,000.00
Desarrollo, actualización y mejoras continua de la infraestructura tecnológica			B/.3,900,000.00
Desarrollo y mejoras de los centros de datos y cuartos de telecomunicaciones de ETESA			B/.2,050,000.00
Programa de desarrollo y mejoras de las aplicaciones y bases de datos de gestión corporativa de ETESA			B/.3,700,000.00
Programa de seguridad de la información de ETESA			B/.2,400,000.00
Programa de adquisición de equipos tecnológicos para usuarios (pc's, laptops, impresoras, ups, teléfonos voip, ec.)			B/.770,000.00
Construcción de Cercas Perimetrales de Terrenos no Productivos		2026 - 2028	B/.48,000.00
Propuesta de Pozos de agua con sistemas de bombeo y tanques de reserva		2026 - 2028	B/.90,000.00
Propuesta de Inversión de Flota Vehicular		2026 - 2029	B/.4,008,115.32
Adecuaciones de infraestructuras de Galeras de Almacén		2026 - 2028	B/.650,000.00
Propuesta de Inversión de Sistema de Vigilancia		2026 - 2028	B/.3,600,000.00
Adquisición de Centrales de Aires Acondicionados		2026	B/.580,000.00
Adecuaciones de sitios de comunicación		2026 - 2027	B/.510,000.00
Compra de contenedores para Subestación Chorrera y Centro nacional de Despacho		2025 - 2026	B/.150,000.00
Construcción de cerca de subestación Llano Sánchez		2026	B/.124,000.00
Adecuaciones en subestación a nivel nacional		2026 - 2028	B/.2,020,000.00
Proyecto de luces fotovoltaicas para el perímetro de las subestaciones		2025 - 2029	B/.2,261,100.00
Caseta de san bartolo para pozo de agua		2026	B/.20,000.00
Conexión de aguas negras del CND		2026	B/.30,000.00
Adecuaciones de subestaciones de casa control y garitas de zona 1 zona 2 y zona 3		2026 - 2028	B/.390,000.00
Compra de mobiliario de oficina		2026	B/.396,000.00

CAPÍTULO XV

PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 15

PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

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: 30/7/25

REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE - S/E LLANO SÁNCHEZ 34.5 KV

Objetivo:

Sustituir transformadores de corriente obsoletos para asegurar la protección del sistema.

Justificación:

Equipos instalados en 2001 presentan deterioro interno sin repuestos disponibles.

Alcance:

Tres (3) transformadores de corriente de 34.5 kV.

Inversión:

Costo: B/.21,000.00

Entrada en operación: 31/12/2027

REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE

POTENCIAL (PTS) - S/E LLANO SÁNCHEZ 34.5 KV

Objetivo:

Sustituir transformadores envejecidos que comprometen la confiabilidad del sistema.

Justificación:

Equipos en operación desde 2001 sin repuestos disponibles, alta probabilidad de falla.

Alcance:

Nueve (9) transformadores de potencia de 34.5 kV.

Inversión:

Costo: B/.110,000.00

Entrada en operación: 31/12/2025

REEMPLAZO DEL INTERRUPTOR 11M12 - S/E LLANO SÁNCHEZ 115 KV

Objetivo:

Reforzar la confiabilidad de líneas de 115 kV con alta sensibilidad operativa.

Justificación:

Interruptor de 1995 presenta deterioro en contactos internos.

Alcance:

1 interruptor tipo tanque muerto de 115 kV.

Inversión:

Costo: B/.330,000.00

Entrada en operación: 31/12/2029

REEMPLAZO DE TRES (3) INTERRUPTORES DE 115 KV Y EQUIPOS ASOCIADOS EN SE LLANO SANCHEZ

Objetivo:

Reforzar la confiabilidad de líneas de 115 kV con alta sensibilidad operativa.

Justificación:

Deterioro parcial en las piezas que componen los interruptores asociados a las naves 1 y 2 del patio de 115 kV
Equipos desde 2001 han superado su vida útil y presentan desgaste crítico.

Alcance del Proyecto:

Reemplazo de tres (3) interruptores de 115 Kv
Reemplazo de los equipos asociados (18 transformadores de corriente).

Inversión:

Costo: B/.510,000.00

Entrada en operación: 31/12/2029

REEMPLAZO DE 15 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 115 KV - SE LLANO SÁNCHEZ

Objetivo:

Mejorar la protección y seguridad del sistema reemplazando transformadores de potencial deteriorados.

Justificación:

Los PT's existentes desde 2005 no permiten mantenimiento efectivo y representan un riesgo para la operación confiable de líneas sensibles.

Alcance:

Adquisición y reemplazo de 15 PT's de 115 kV.
Elaboración de especificaciones técnicas e implementación en la S/E Llano Sánchez.

Inversión:

Costo: B/.135,000.00
Entrada en operación: 31/12/2029

REEMPLAZO DEL AUTOTRANSFORMADOR T2 EN S/E PROGRESO

Objetivo:

Aumentar la capacidad de transformación en la S/E Progreso para garantizar el cumplimiento del criterio N-1, soportar el crecimiento de demanda y mejorar la continuidad operativa del sistema.

Justificación:

- Actual transformador (70/60/50 MVA) limita la capacidad operativa del nodo.
- El nuevo autotransformador (100/100/100 MVA) duplicará la capacidad instalada.
- Proyecto digital, ambientalmente sostenible, alineado a la

Estrategia Nacional de Innovación.

Alcance del Proyecto:

- Suministro e instalación de un nuevo autotransformador y su sistema de protección, monitoreo, cuchillas, PTs y cableado asociado.
- Sistema de medición digital compatible con SCADA del CND y plataforma AMI.
- Infraestructura preparada para futura integración del esquema SPEAR.

Inversión:

Costo: B/.6,591,186.00
Entrada en operación: 31/12/2034

REEMPLAZO DE AUTOTRANSFORMADOR T3 - S/E MATA DE NANCE

Objetivo:

Sustituir el autotransformador T-3 por uno de mayor capacidad (100/100/100 MVA) para facilitar la conexión de nuevos proyectos solares en el área.

Justificación:

El autotransformador actual alcanzará su vida útil y su capacidad es insuficiente para los futuros proyectos renovables. Se requiere una infraestructura digitalizada y ambientalmente responsable.

Alcance:

- Reemplazo del autotransformador 230/115/34.5 kV.

- Instalación de cuchillas, PTs, cableado, sistema antiincendio y monitoreo.
- Sistema 100% digital, AMI, cumplimiento con el protocolo DNP/TCP-IP.
- Infraestructura amigable con el ambiente y preparada para

integración futura del sistema SPEAR.

Inversión:

Costo: B/.6,591,186.00

Entrada en operación: 31/12/2034

Tabla 15. 1 Plan de Ampliaciones de Conexión

SISTEMA DE CONEXIÓN		
DESCRIPCION	FECHA	COSTO
NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV	30/sep/25	B/.19,686,000.00
REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE CORRIENTE – S/E LLANO SÁNCHEZ 34.5 KV	31/dic/27	B/.21,000.00
REEMPLAZO DE PTS SE LLANO SANCHEZ 34.5 KV	31/dic/25	B/.110,000.00
REEMPLAZO DEL INTERRUPTOR 11M12 S/E LLS I.	31/dic/29	B/.330,000.00
REEMPLAZO DE TRES INTERRUPTORES DE 115 KV S/E LLS I.	31/dic/29	B/.510,000.00
REEMPLAZO DE 15 TRANSFORMADORES DE POTENCIAL DE 115 KV S/E LLS I.	31/dic/29	B/.135,000.00
REEMPLAZO DE AUTOTRANSFORMADOR T2 PROGRESO	31/may/34	B/.6,591,186.00
REEMPLAZO DE AUTOTRANSFORMADOR T3 SE MATA DE NANCE	31/may/34	B/.6,591,186.00



CAPÍTULO XVI

CONCLUSIONES



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 16

CONCLUSIONES

El análisis integral del Sistema Interconectado Nacional (SIN) desarrollado en el marco del Plan de Expansión 2025-2039 evidencia una serie de hallazgos técnicos relevantes que permiten establecer conclusiones diferenciadas para los horizontes de corto y largo plazo, en función de los desafíos operativos actuales y las proyecciones de evolución del sistema eléctrico nacional.

En el corto plazo, correspondiente al período 2025-2028, los estudios eléctricos han revelado una serie de restricciones operativas que afectan la confiabilidad y eficiencia del sistema. Se identificaron sobrecargas recurrentes en líneas del sistema troncal de 230 kV, así como violaciones a los límites de tensión bajo condiciones normales y de contingencia simple. Estas condiciones han obligado a la aplicación de redespachos obligados de generación, lo cual representa una medida temporal que compromete la eficiencia económica del sistema y refleja una limitación estructural en la capacidad de transporte actual.

Asimismo, el análisis de contingencias críticas muestra que el sistema es vulnerable ante eventos simples que generan caídas severas de voltaje y sobrecargas localizadas. Si bien algunas de estas condiciones

son atendidas mediante obras en ejecución, persisten vulnerabilidades que requieren nuevas inversiones en infraestructura de transmisión. A nivel de estabilidad de voltaje, los estudios QV evidencian que ciertos nodos estratégicos como Panamá y Llano Sánchez mantienen márgenes de soporte reactivo aceptables, pero altamente dependientes de generación forzada, lo que introduce una condición de sensibilidad operacional no deseable.

Frente a este diagnóstico, se concluye que la ejecución oportuna de los proyectos de expansión previamente aprobados, así como la incorporación de nuevas obras prioritarias, resulta imprescindible para preservar la integridad del sistema, liberar el despacho económico y reducir los riesgos de fallas generalizadas. La atención inmediata a los requerimientos del corto plazo permitirá mantener la estabilidad del sistema ante un entorno cada vez más complejo, sin depender de medidas operativas extraordinarias.

Por su parte, en el horizonte de largo plazo (2029-2035), los estudios proyectan una evolución técnica más desafiante para el sistema de transmisión. El crecimiento sostenido de la demanda, junto con la incorporación acelerada de generación renovable

principalmente ubicada en regiones periféricas del país, ocasionará un aumento considerable en los flujos de potencia hacia la zona metropolitana. Esta condición de operación prolongada provocará sobrecargas crónicas, consumo excesivo de potencia reactiva y deterioro de los perfiles de tensión, además de un incremento significativo en las pérdidas técnicas del sistema.

Adicionalmente, se observó que el sistema presenta una elevada sensibilidad ante contingencias críticas, particularmente en corredores troncales o transformadores estratégicos. Las simulaciones dinámicas revelan que, en ausencia de nuevos refuerzos, podrían producirse colapsos de voltaje, desconexiones masivas o activaciones indeseadas de protecciones ante escenarios razonablemente probables. Esta situación pone en evidencia la necesidad impostergable de robustecer la infraestructura troncal para evitar cuellos de botella estructurales.

En este contexto, el desarrollo de una nueva línea de transmisión de alta capacidad idealmente en nivel de tensión superior al existente se configura como una solución estratégica indispensable. Esta infraestructura permitirá mejorar la capacidad de transferencia del sistema, reducir pérdidas, estabilizar los perfiles de voltaje y dotar al SIN de una mayor robustez frente a

condiciones de operación exigentes o perturbaciones severas. De forma complementaria, será necesario ejecutar inversiones adicionales, como la construcción de nuevas subestaciones, ampliación de nodos críticos, incorporación de equipos de compensación reactiva dinámica y modernización de los sistemas de protección, automatización y telecomunicaciones.

Desde la perspectiva operativa, los resultados del plan revelan que el SIN requiere avanzar hacia un modelo de gestión técnica más robusto, que contemple criterios explícitos de desempeño para la estabilidad de frecuencia y voltaje. En particular, la creciente participación de fuentes renovables no síncronas ha reducido los niveles de inercia del sistema, comprometiendo su capacidad de respuesta ante perturbaciones. Para mitigar este riesgo, se propone establecer un umbral mínimo de inercia (3,820 MVA·s) y adoptar tecnologías de soporte como inercia sintética, condensadores síncronos, controladores avanzados y almacenamiento con emulación de máquinas síncronas.

De igual forma, se hace evidente la necesidad de diferenciar y fortalecer las reservas primaria y secundaria, garantizando su disponibilidad continua en escenarios críticos y asegurando una respuesta coordinada y sostenida ante desbalances de generación-demanda. La aplicación de restricciones al despacho, la

obligación de participación de parques renovables en el control de frecuencia y la incorporación de mecanismos de respuesta rápida serán fundamentales para preservar la integridad del sistema ante la creciente complejidad operativa.

En conjunto, las conclusiones permiten establecer que el fortalecimiento del sistema de transmisión debe abordarse de manera integral, combinando inversiones físicas con criterios técnicos claros y mecanismos operativos eficientes. El cumplimiento de estos lineamientos será determinante para sostener la confiabilidad del SIN, habilitar la transición energética nacional y garantizar la prestación continua, segura y económica del servicio eléctrico en los años venideros.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



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 2025

PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN PERIODO DE CORTO PLAZO		
SUBESTACIONES	FECHA	COSTO
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	30/sep/27	B/.21,437,770.00
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	31/dic/27	B/.17,161,040.00
NUEVA S/E LA HUACA 230/115/34.5 KV	31/may/28	B/.46,872,290.00
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	31/may/28	B/.45,694,380.00
COMPENSACION REACTIVA	FECHA	COSTO
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	30/nov/25	B/.5,739,890.00
BANCO CAPACITORES 80 MVAR PANAMÁ 115 KV	31/dic/26	B/.9,618,360.00
BANCO CAPACITORES 80 MVAR PANAMA II 115KV 4x20 MVAR	31/dic/26	B/.9,330,380.00
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	30/abr/27	B/.8,193,000.00
STATCOM S/E PANAMA III +/- 240 MVAR	31/dic/28	B/.62,809,140.00
TRANSFORMADORES	FECHA	COSTO
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	31/oct/25	B/.8,765,140.00
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	30/abr/28	B/.9,310,480.00
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	30/abr/28	B/.379,580.00
LINEAS	FECHA	COSTO
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	31/dic/25	B/.2,777,590.00
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	30/jun/26	B/.45,682,880.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	30/mar/26	B/.57,772,480.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM_ CAMBIO DE CONDUCTOR HTLS	30/abr/28	B/.95,057,000.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL-LLS-EHI-CHO-PAN 230 KV 192 KM	31/dic/26	B/.151,241,440.00
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	31/oct/26	B/.28,091,960.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT SABANITAS PANAMA II 230 KV 50 KM	31/ago/27	B/.25,392,140.00
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	30/sep/27	B/.69,665,320.00
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	31/may/28	B/.37,426,940.00
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO		
SUBESTACIONES	FECHA	COSTO
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	31/may/29	B/.29,006,588.00
NUEVA S/E CHEPO 115/34.5 KV	30/abr/29	B/.22,048,800.00
NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV	31/jul/29	B/.35,697,329.73
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	31/may/29	B/.40,738,000.00
COMPENSACION REACTIVA	FECHA	COSTO
BANCO DE CAPACITORES S/E PANAMA 3 230 KV 6x30 MVAR	31/dic/29	B/.30,184,170.00
TRANSFORMADORES	FECHA	COSTO
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E SAN BARTOLO 150 MVA	31/ene/29	B/.16,997,600.00
LINEAS	FECHA	COSTO
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	30/nov/34	B/.596,610,000.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT GUASQ-FORT-CH. GRANDE 230 KV	31/dic/29	B/.38,379,000.00
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	30/may/36	B/.190,289,000.00



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco