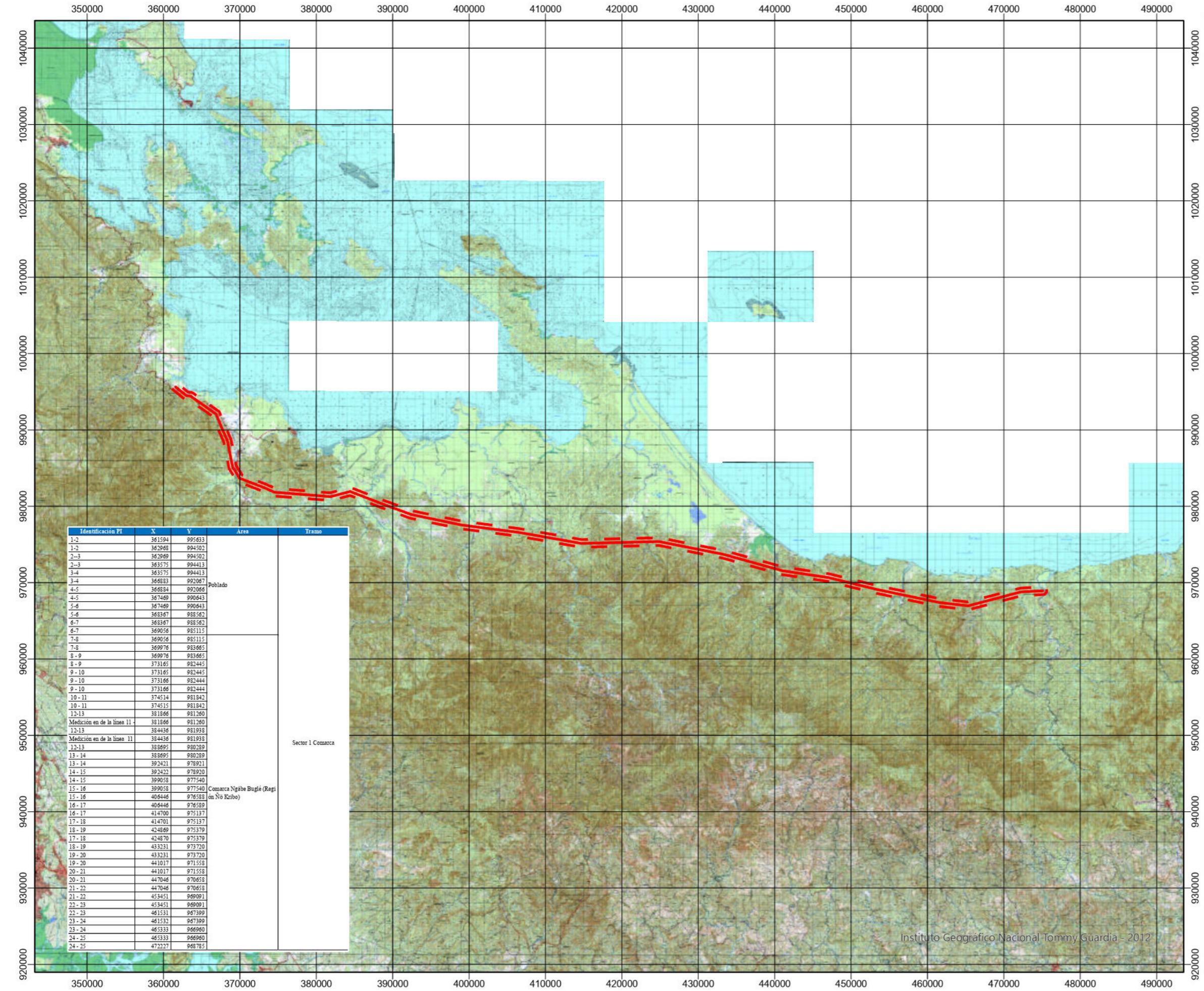


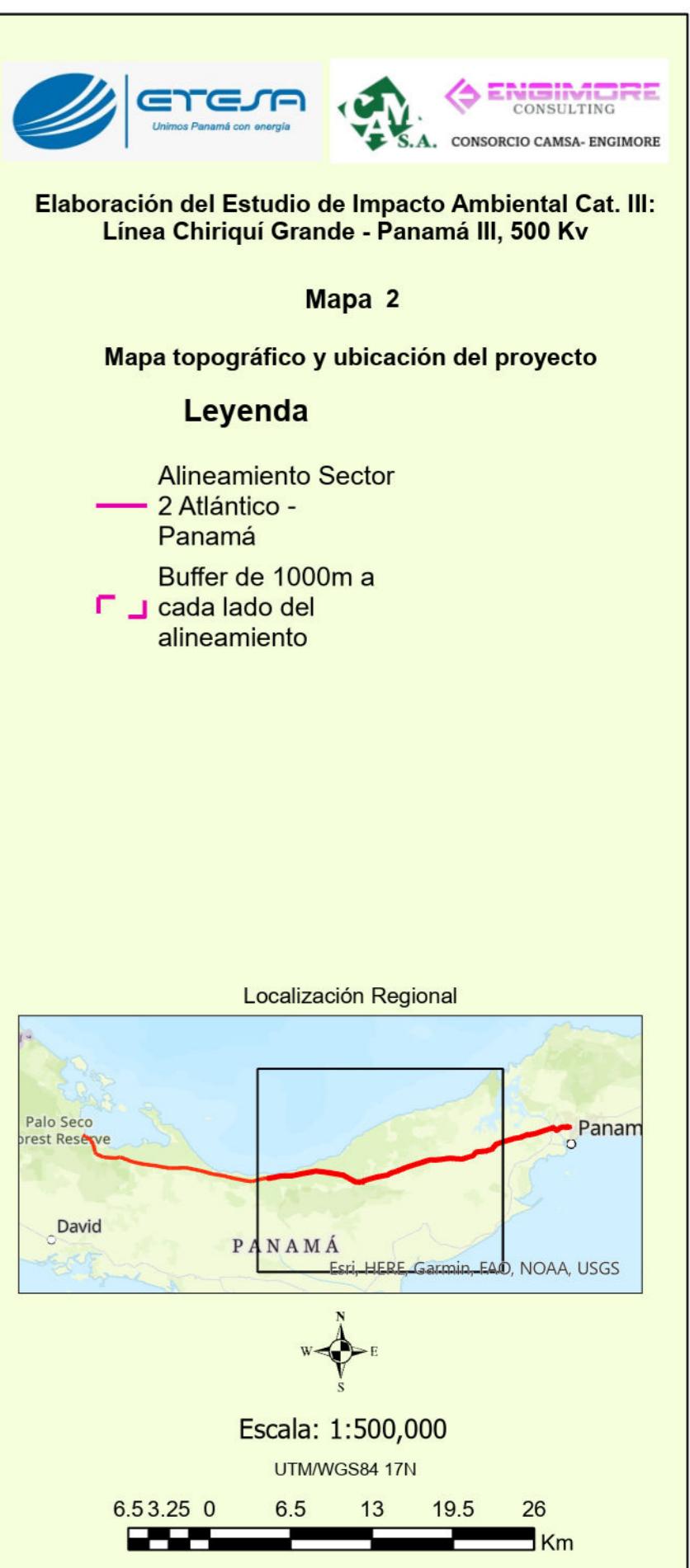
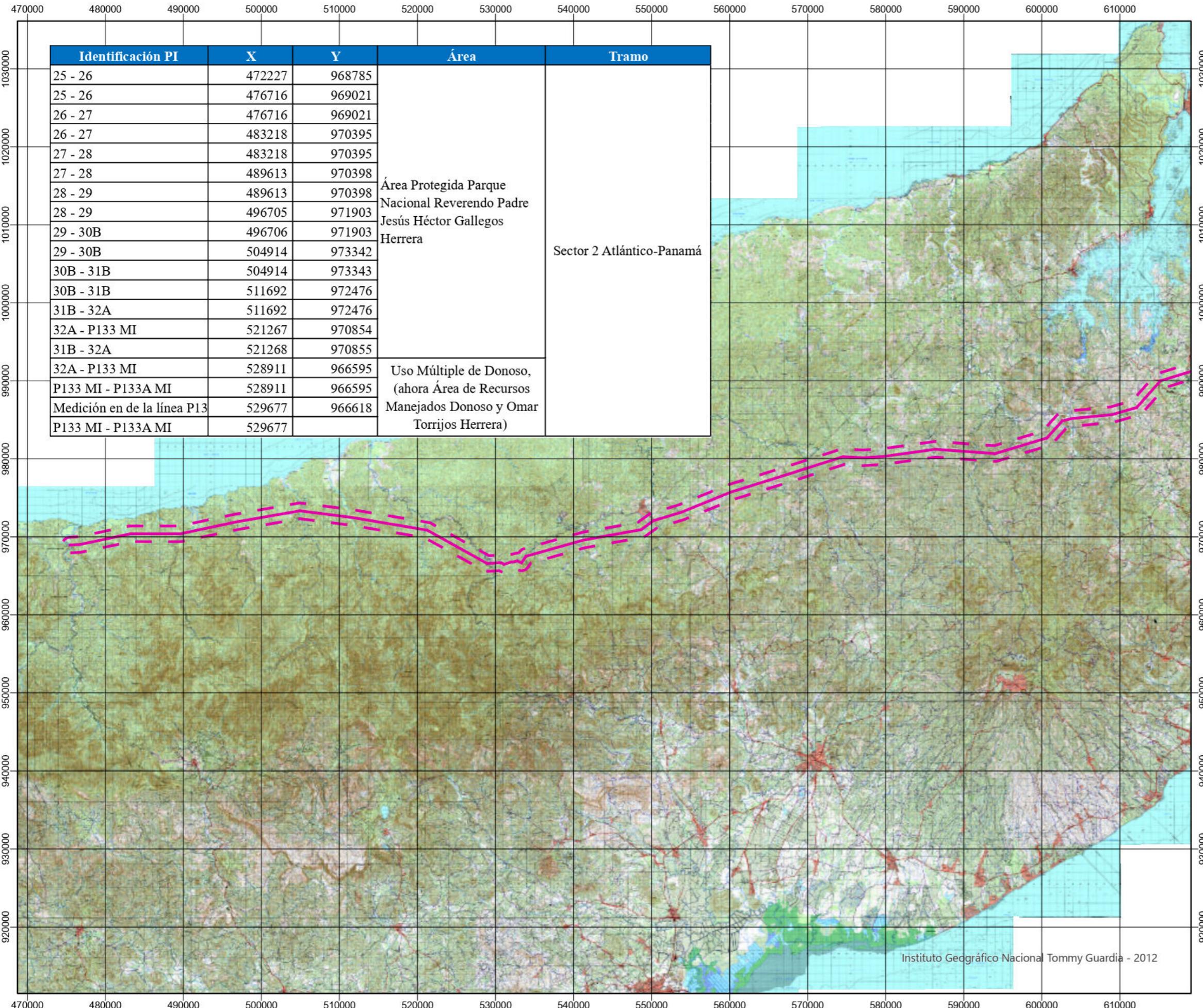
ANEXOS No.5.

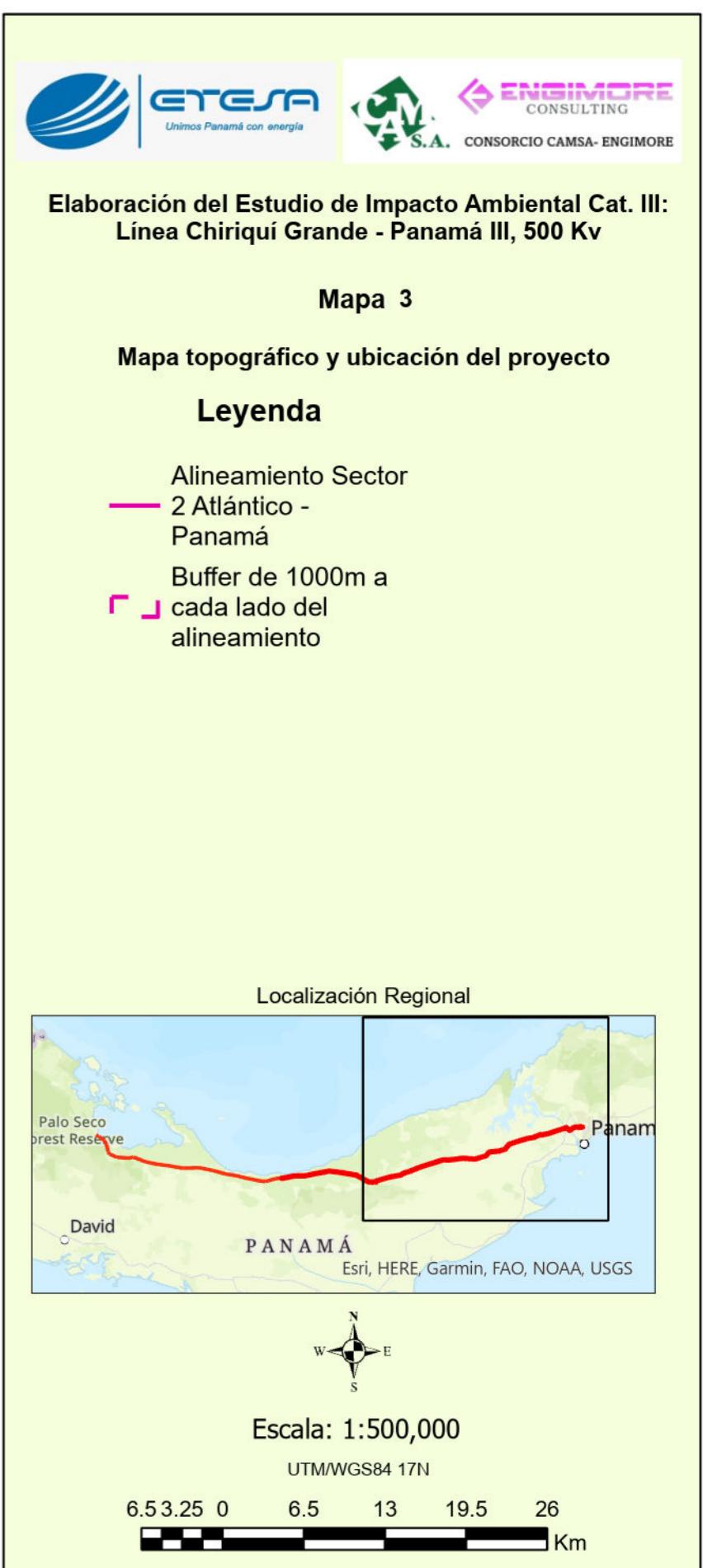
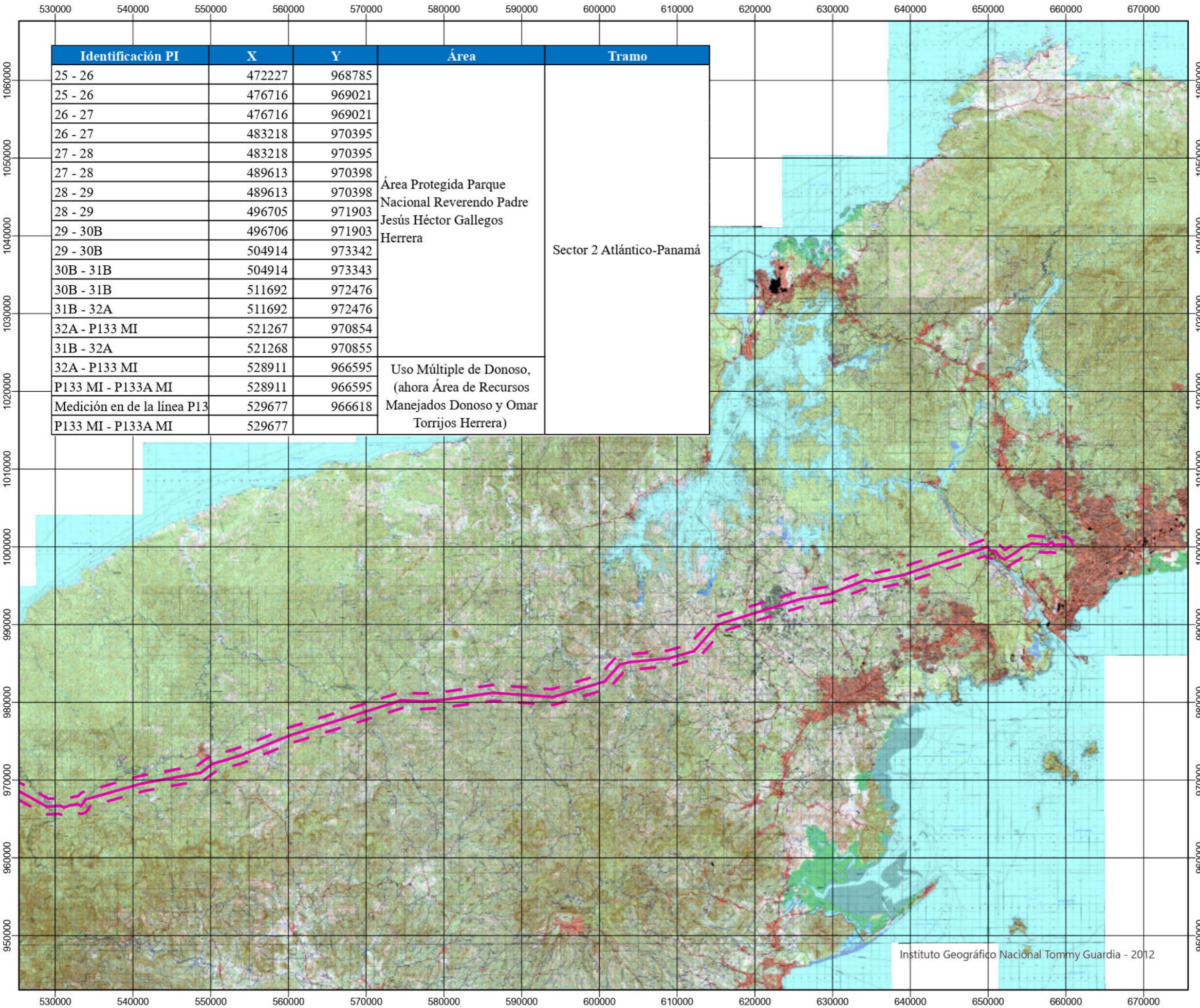
DESCRIPCION DEL PROYECTO

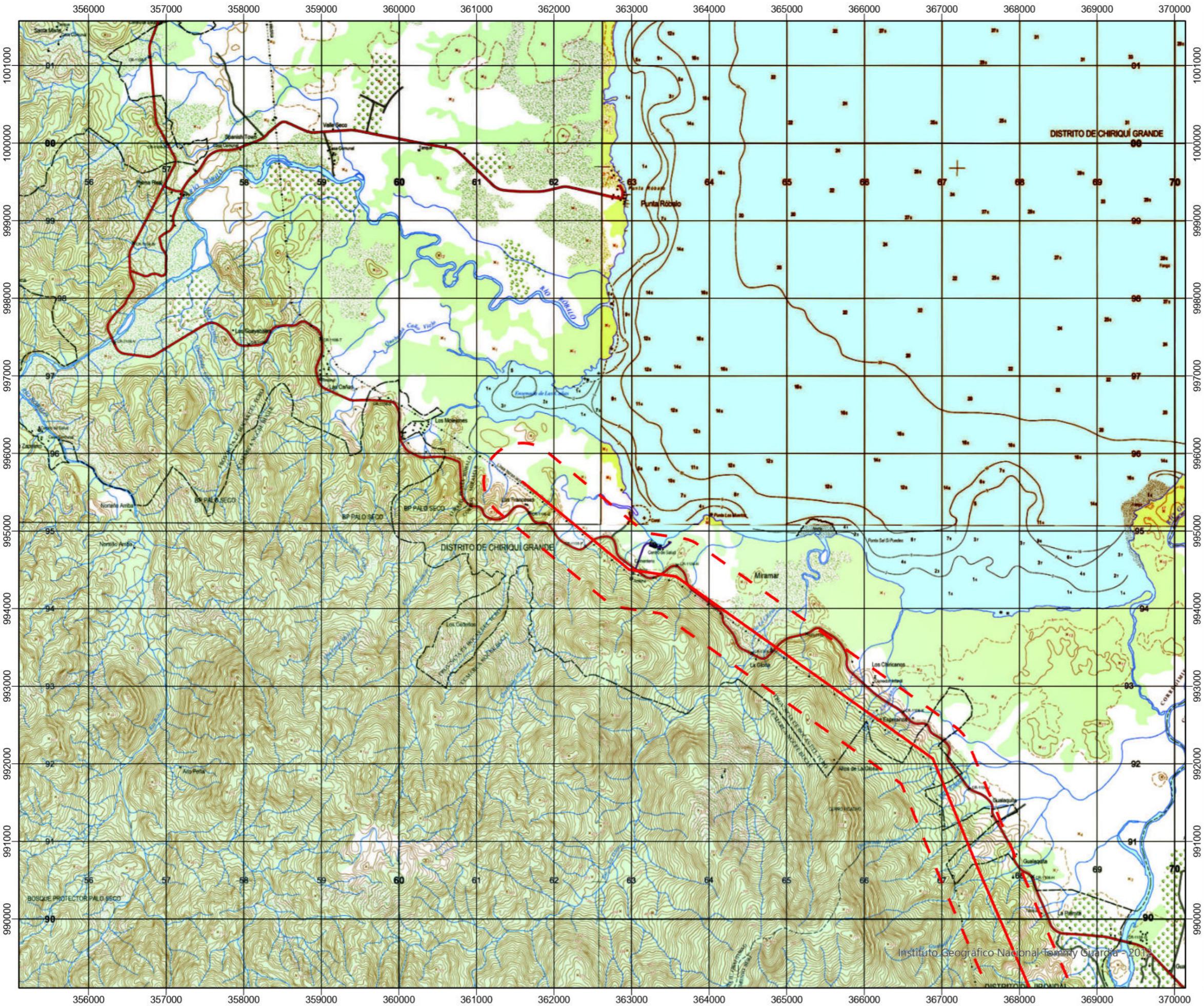
ANEXO No. 5.1. MAPAS DE LOCALIZACIÓN DEL PROYECTO

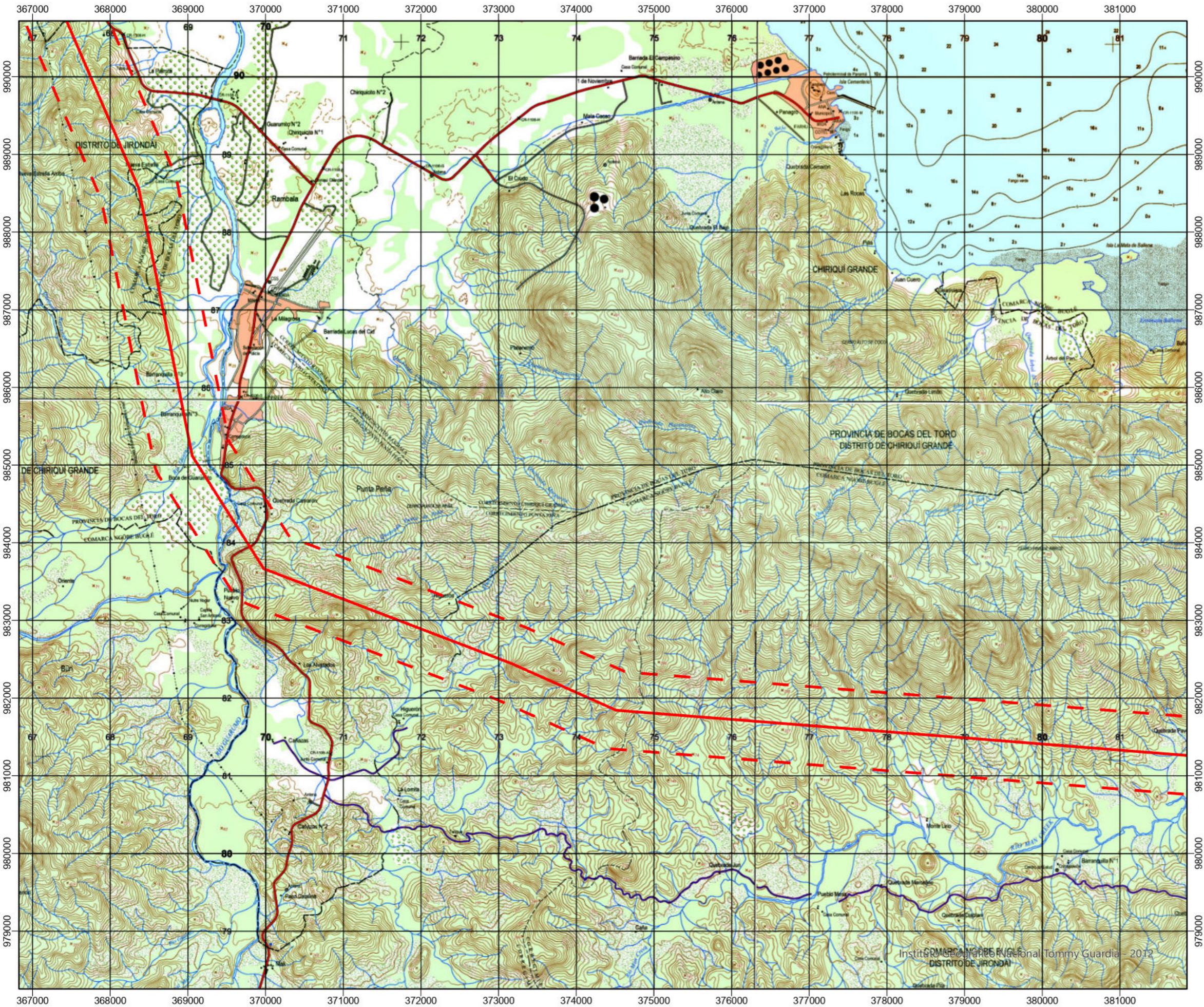
Anexo No. 5.1-A. Mapa de Ubicación del Proyecto.

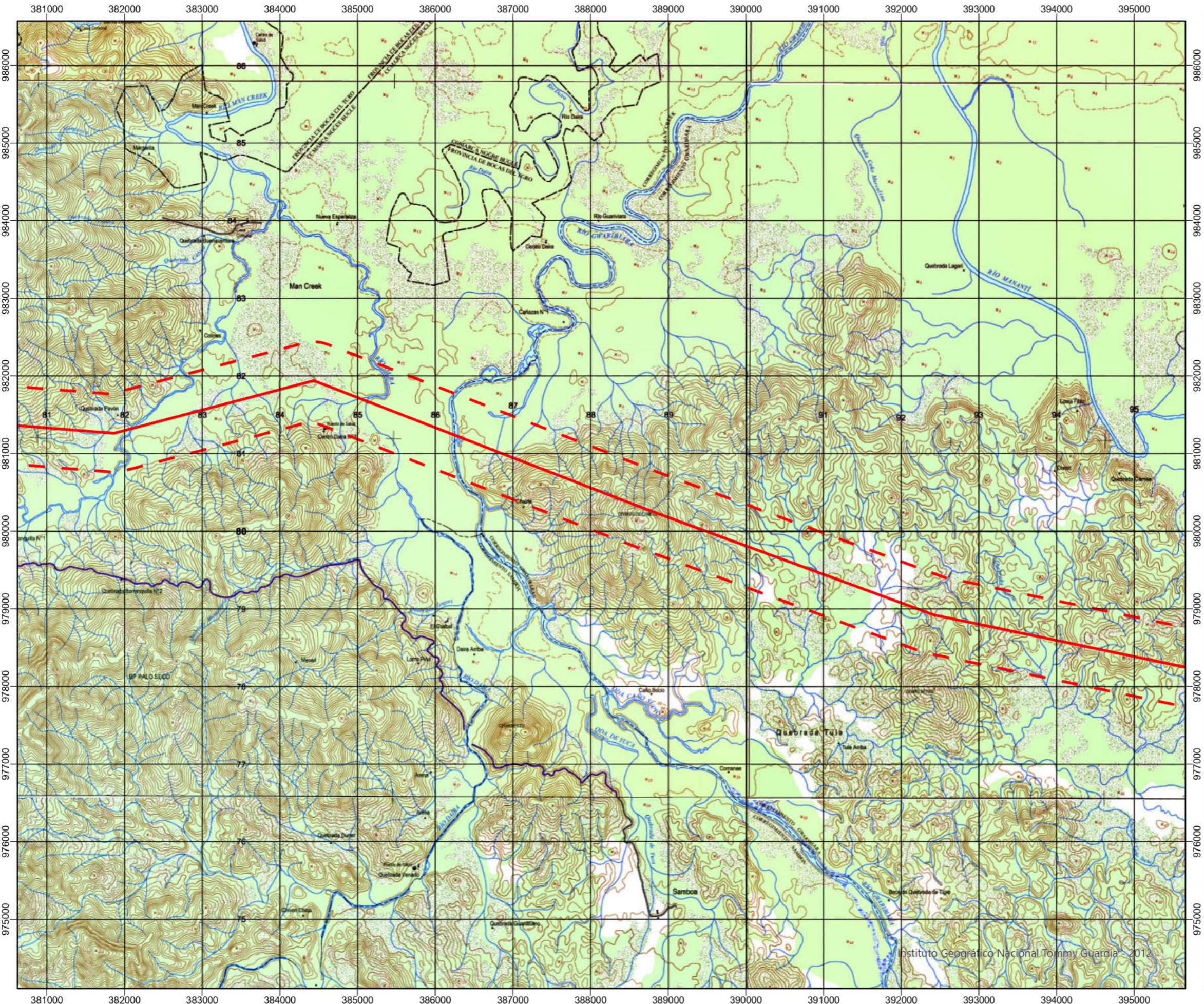












Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental Cat. III:
Línea Chiriquí Grande - Panamá III, 500 Kv

Mapa 3

Mapa topográfico y ubicación del proyecto

Leyenda

- Alineamiento Sector 1 Comarca
- Buffer de 500m a cada lado del alineamiento

Localización Regional

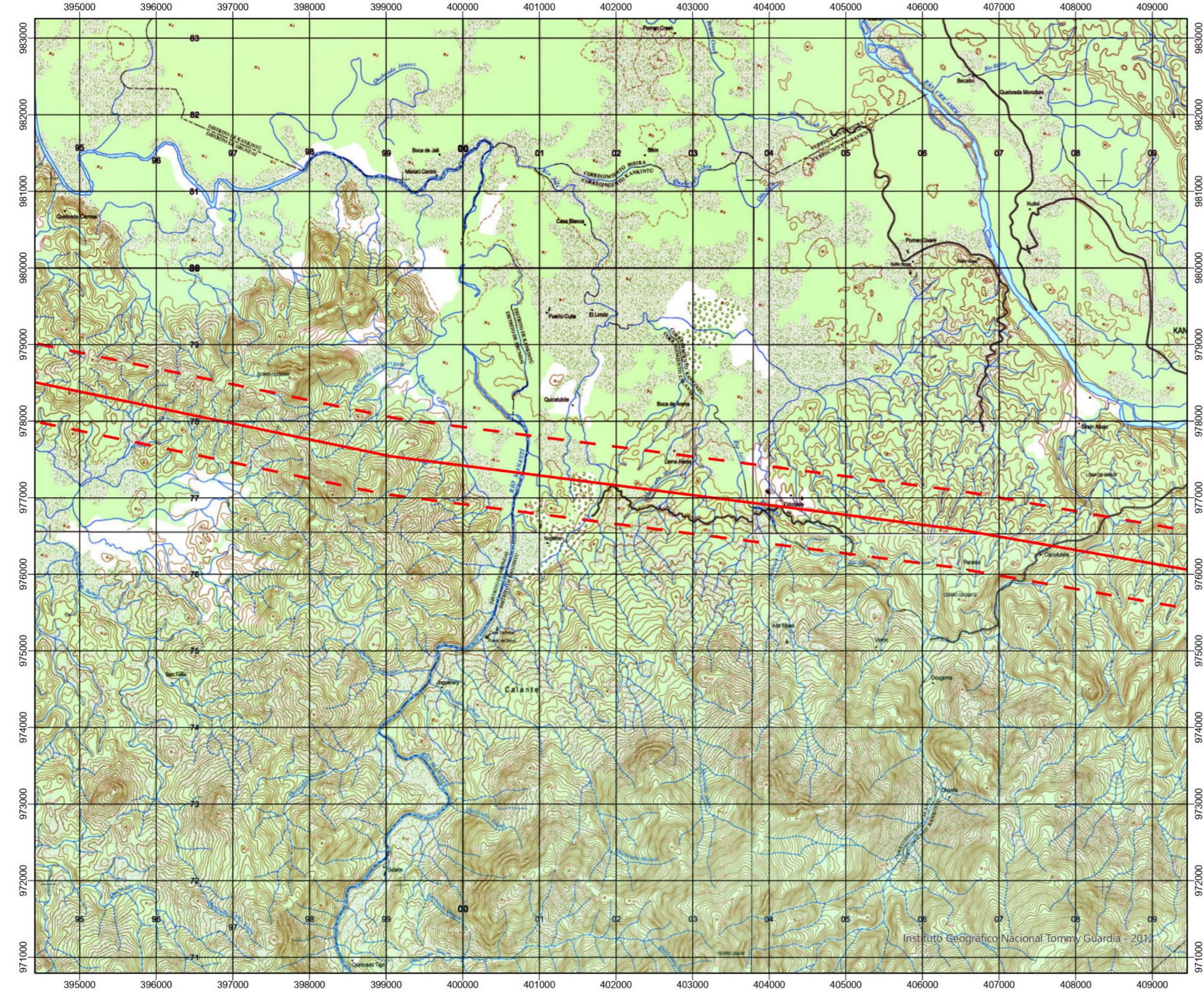


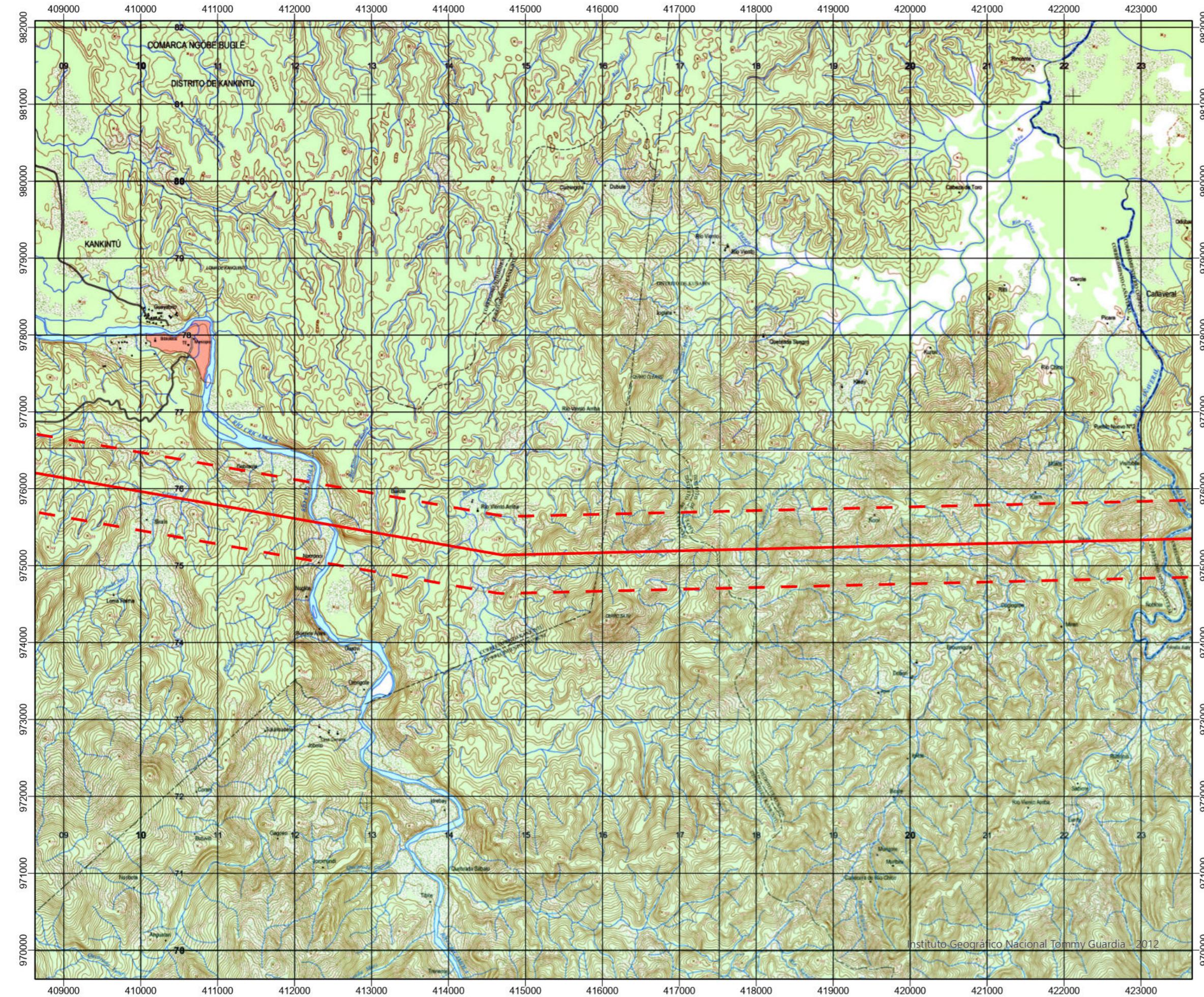
Escala: 1:50,000

UTM/WGS84 17N

0.650.33 0 0.65 1.3 1.95 2.6 Km

3407





Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental Cat. III: Línea Chiriquí Grande - Panamá III, 500 Kv

Mapa 5

Mapa topográfico y ubicación del proyecto

Leyenda

- Alineamiento Sector 1 Comarca
 - Buffer de 500m a cada lado del alineamiento

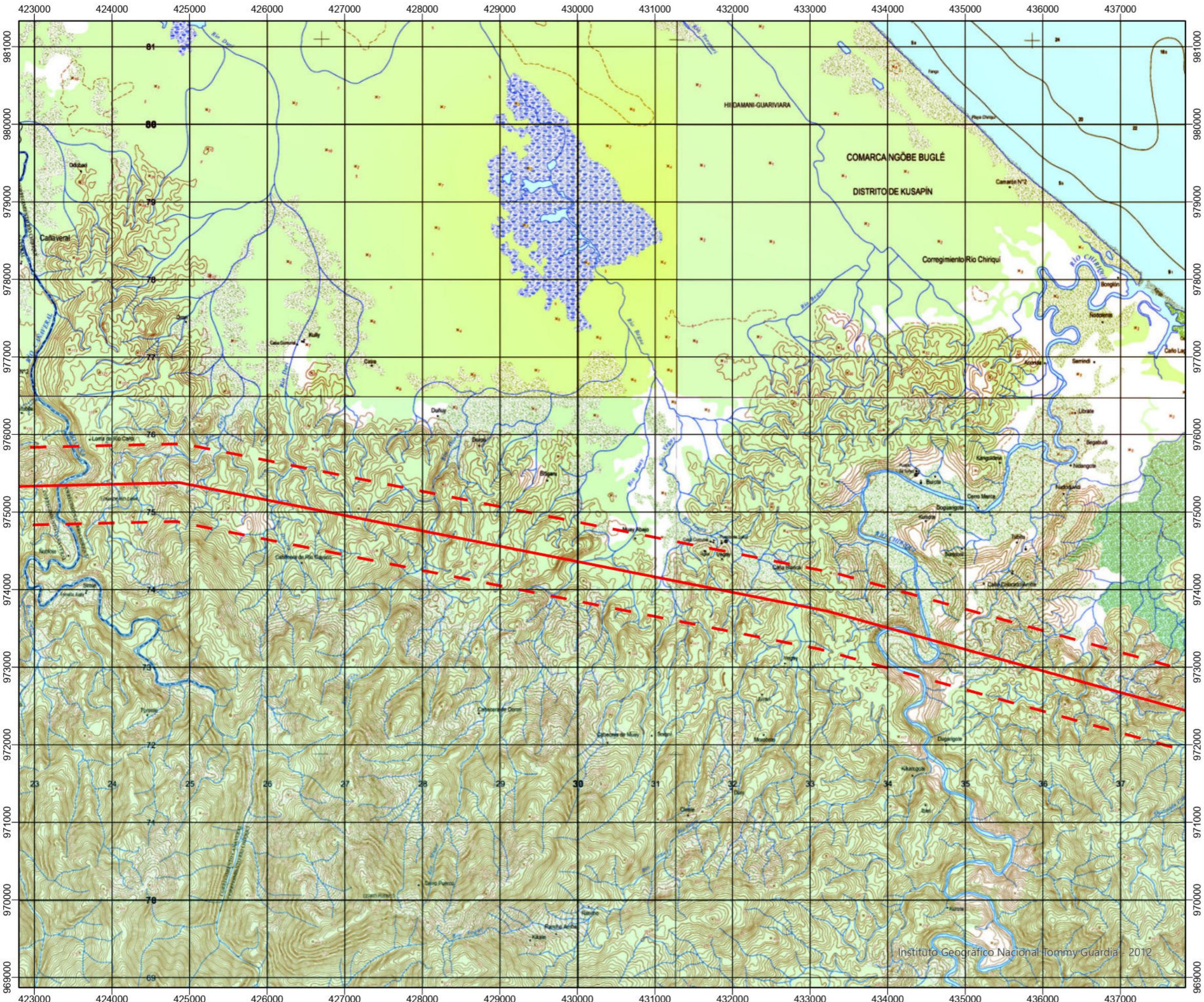
Localización Regional

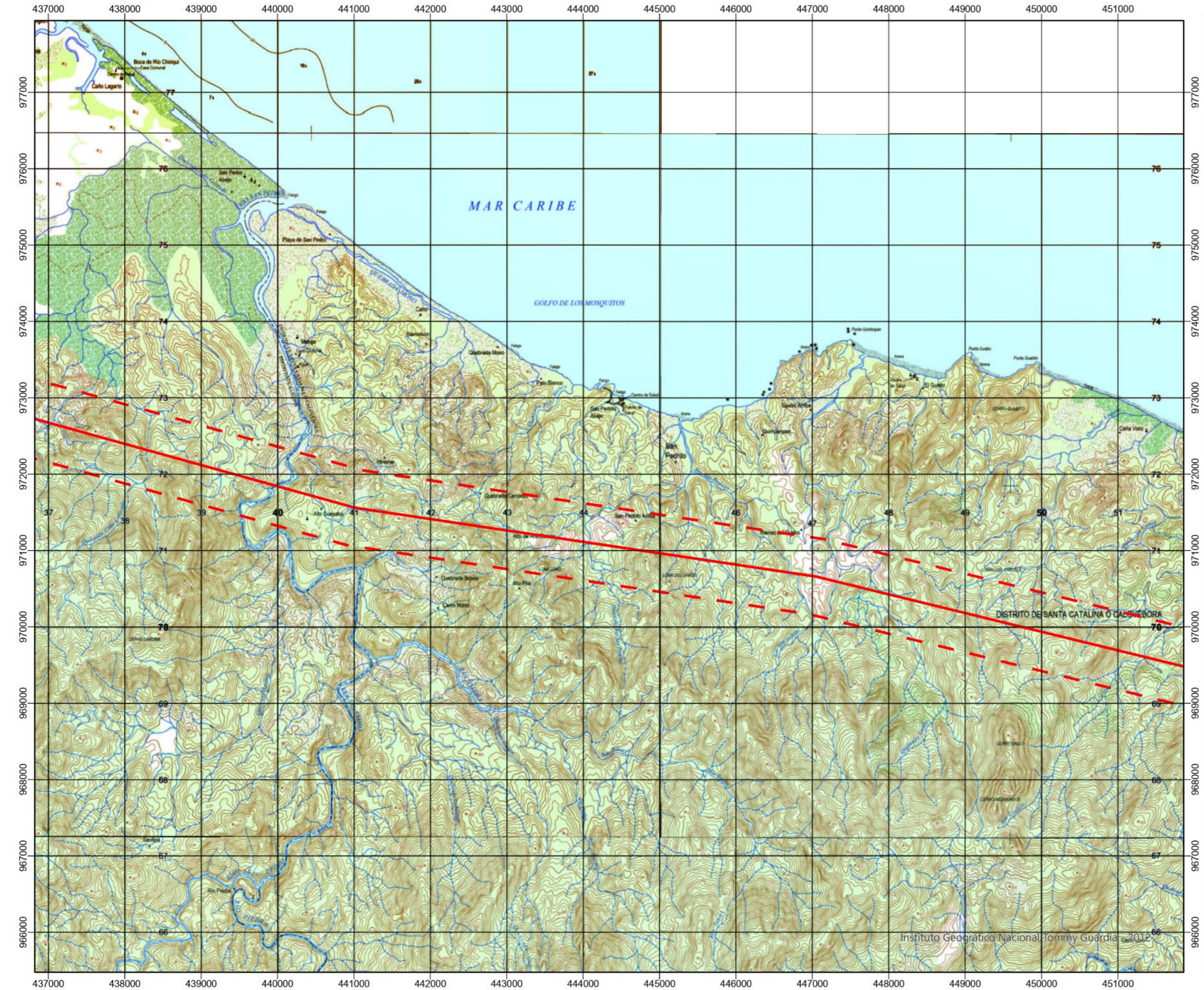


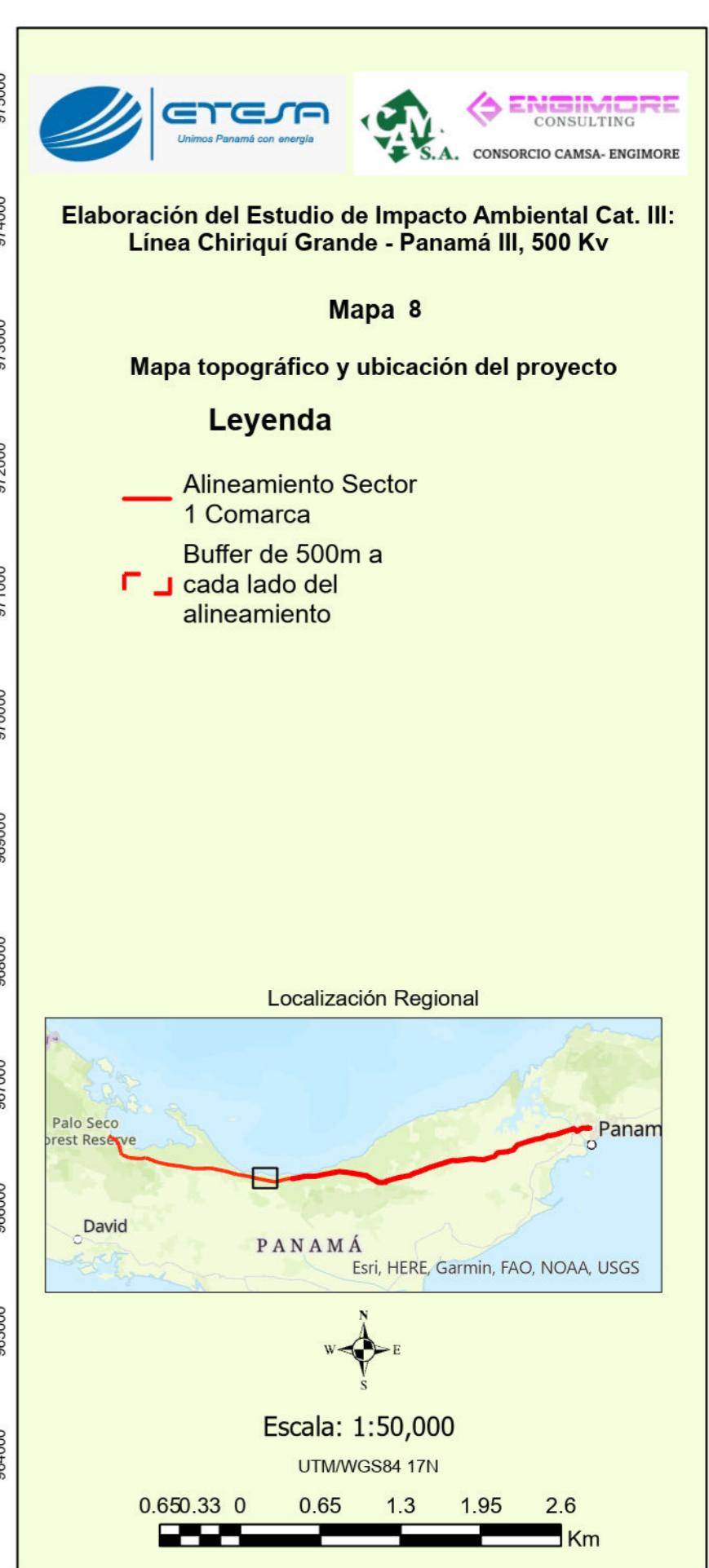
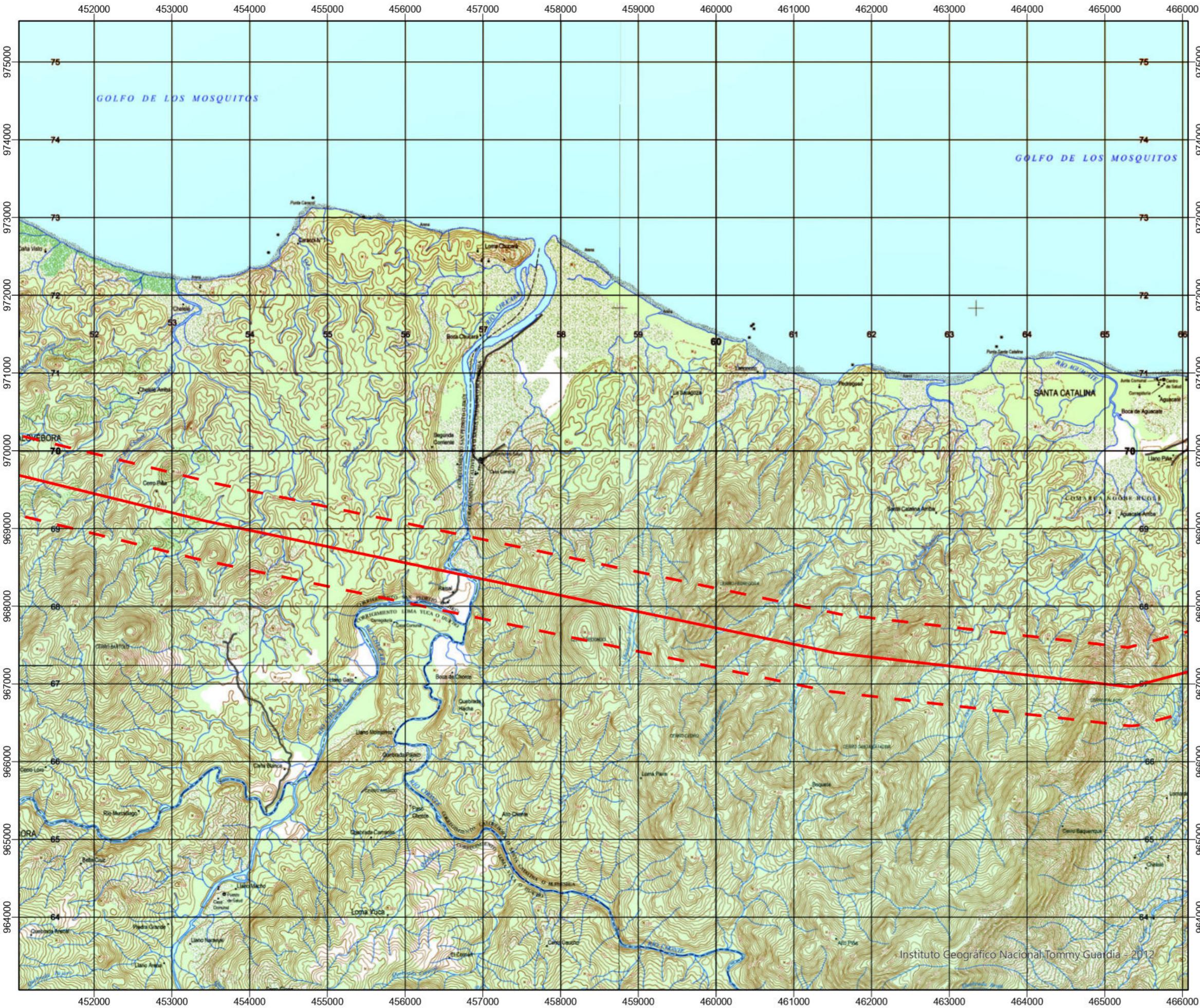
Escala: 1:50,000

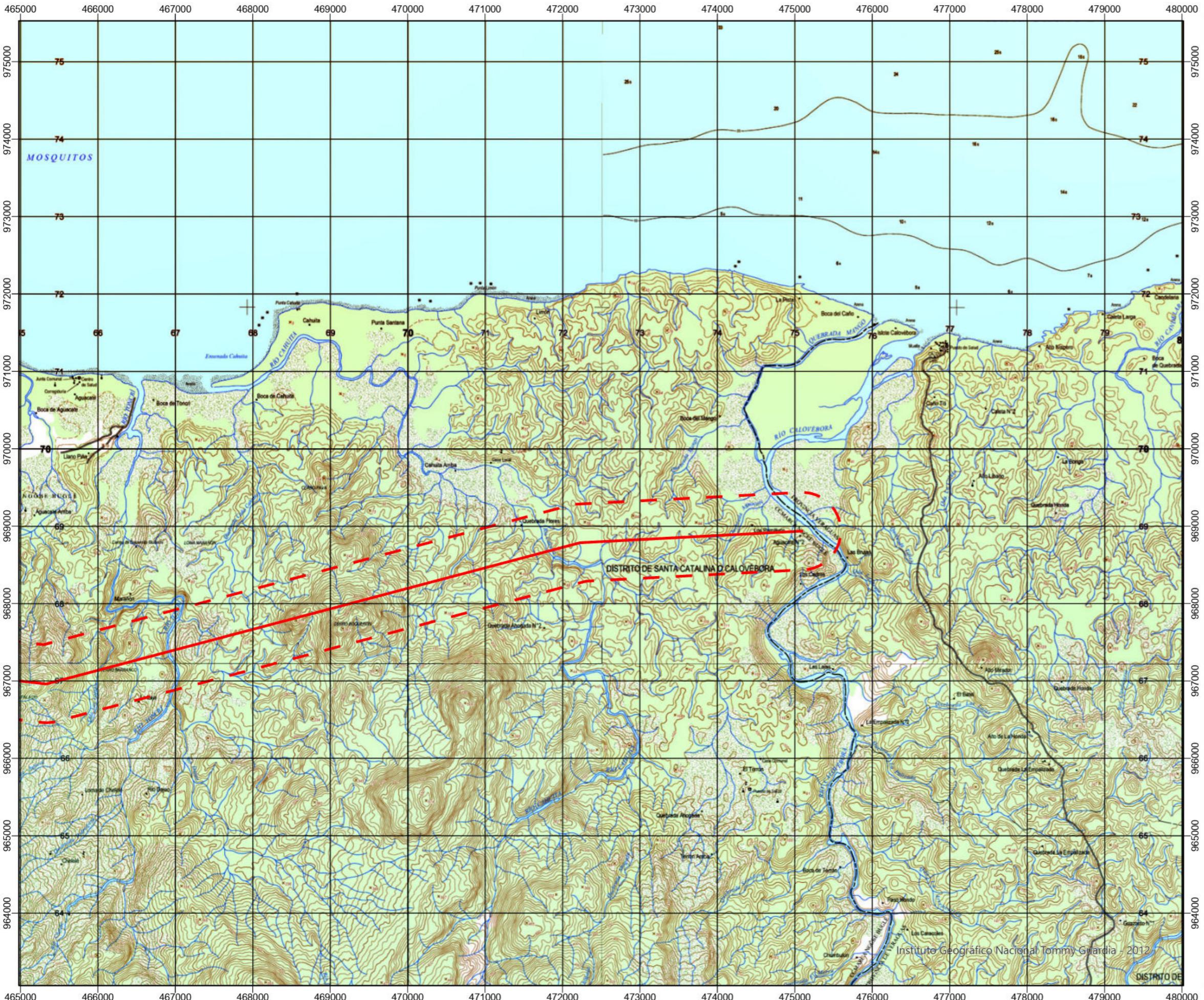
UTM/WGS84 17N

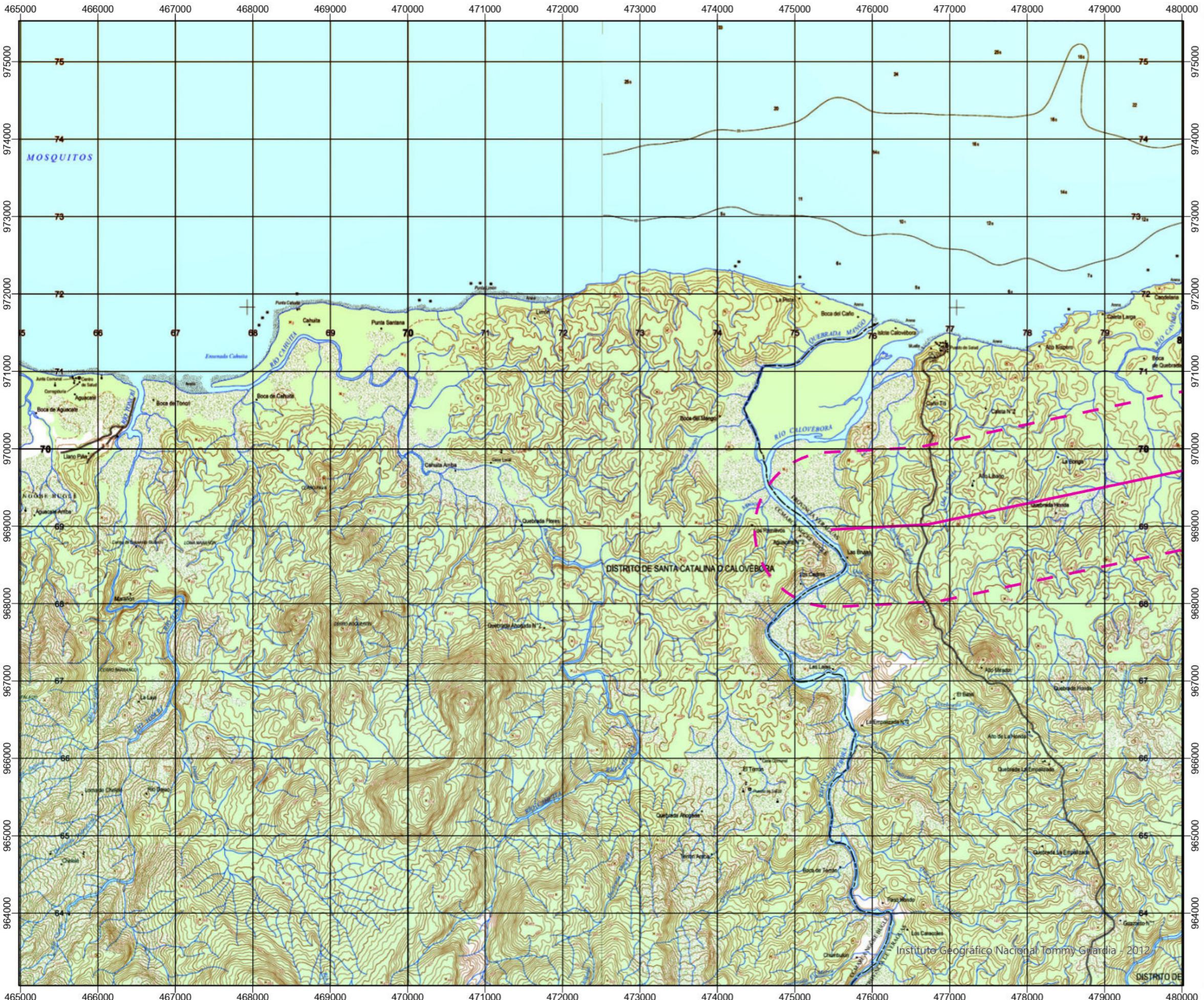
3409

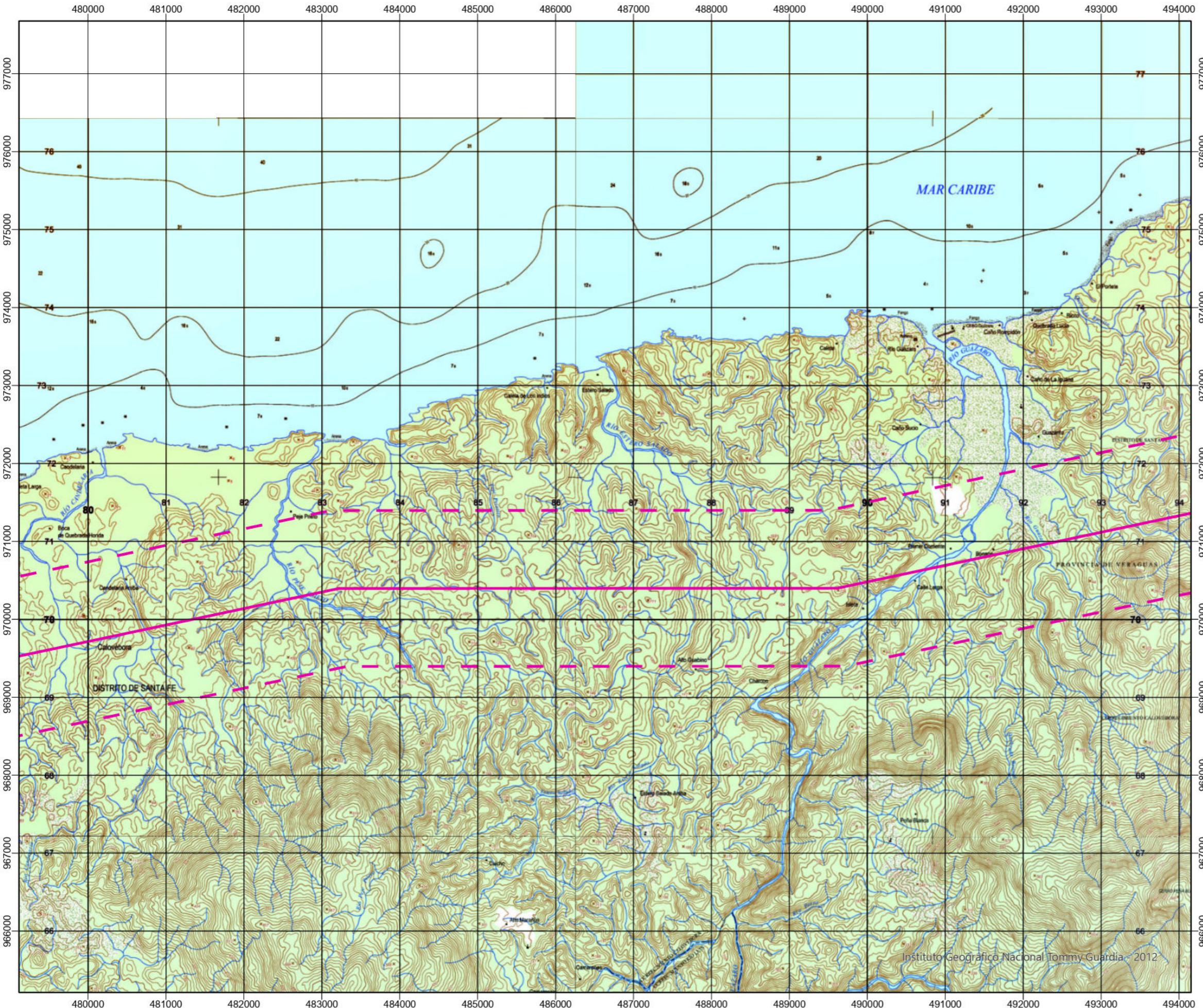


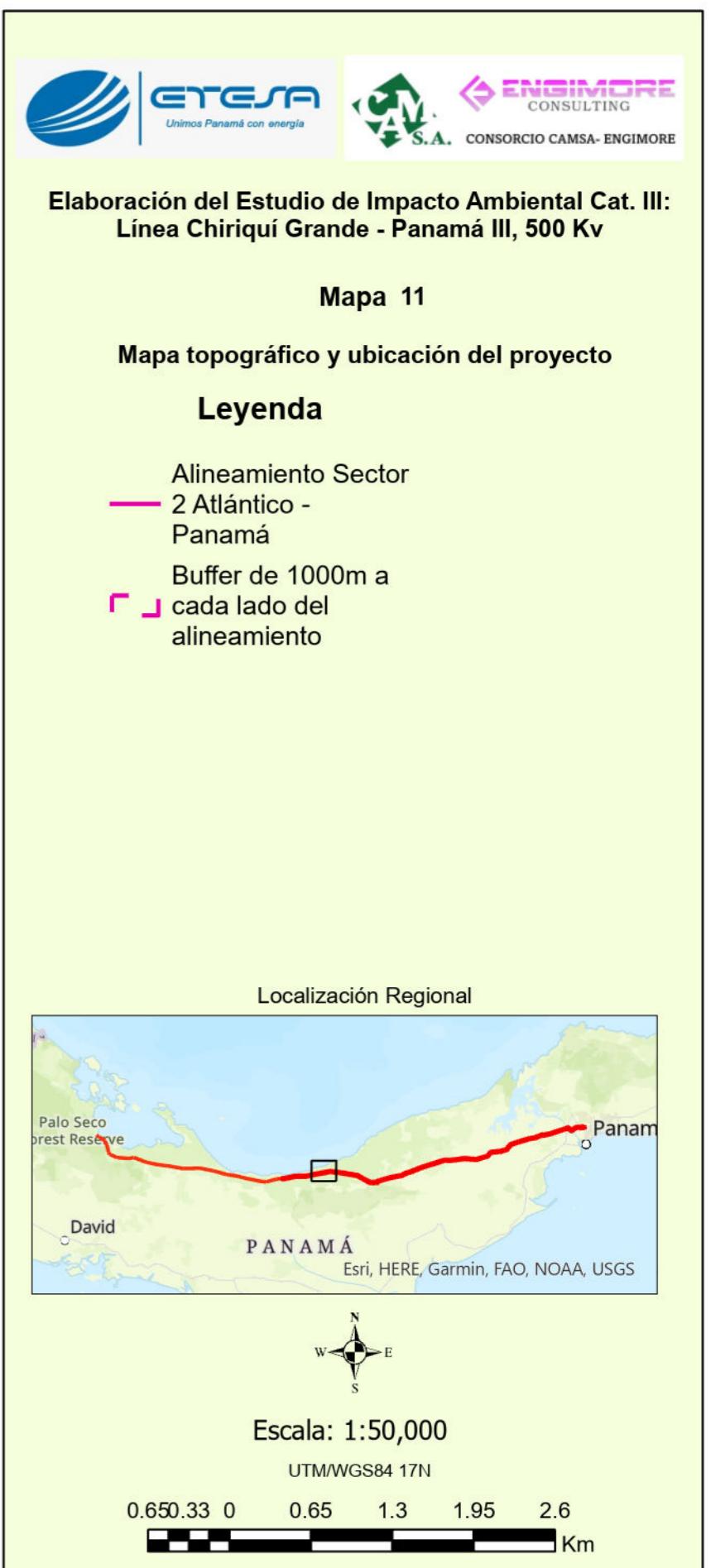


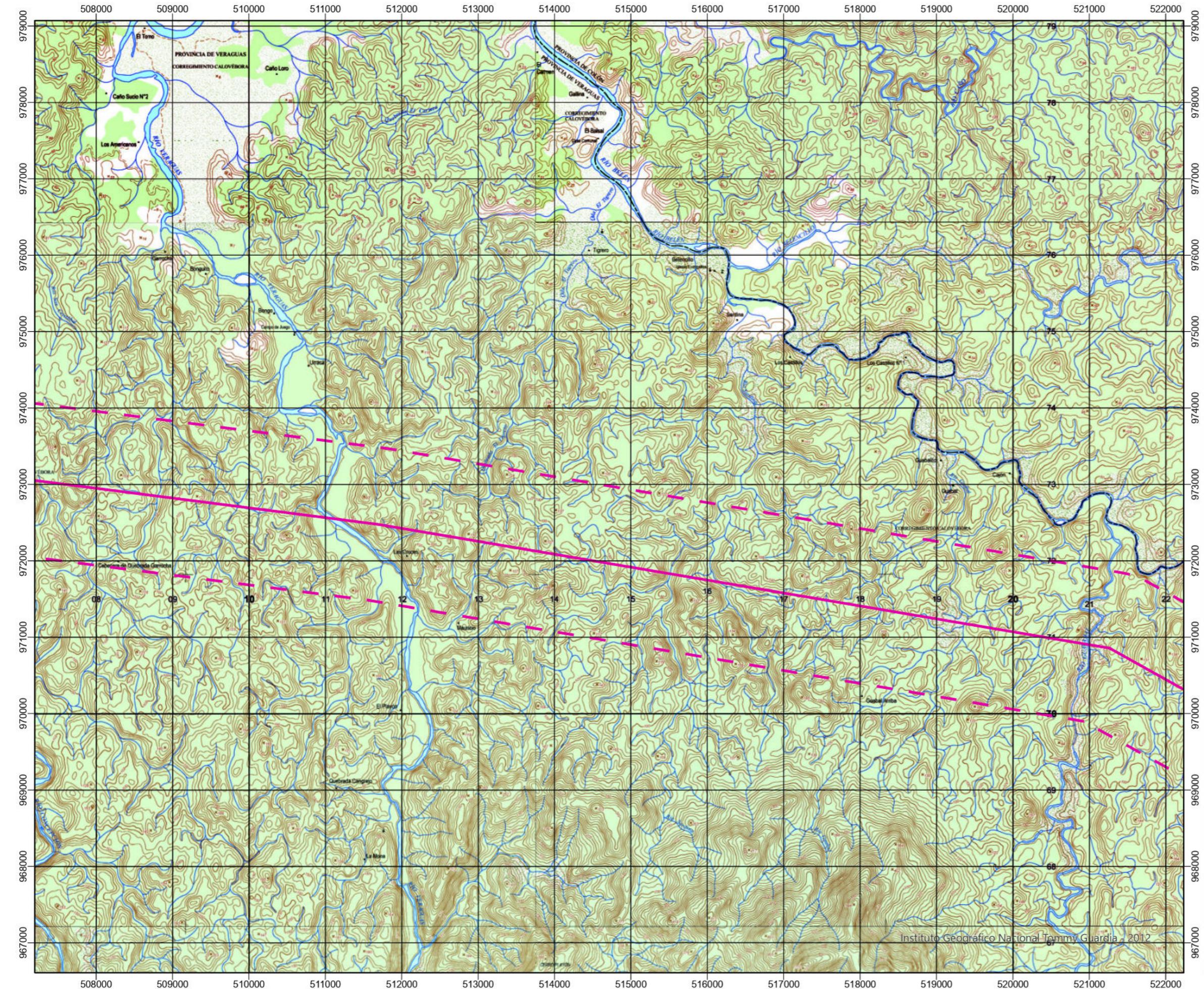












Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental Cat. III: Línea Chiriquí Grande - Panamá III, 500 Kv

Mapa 12

Mapa topográfico y ubicación del proyecto

Leyenda

Alineamiento Sector 2 Atlántico - Panamá

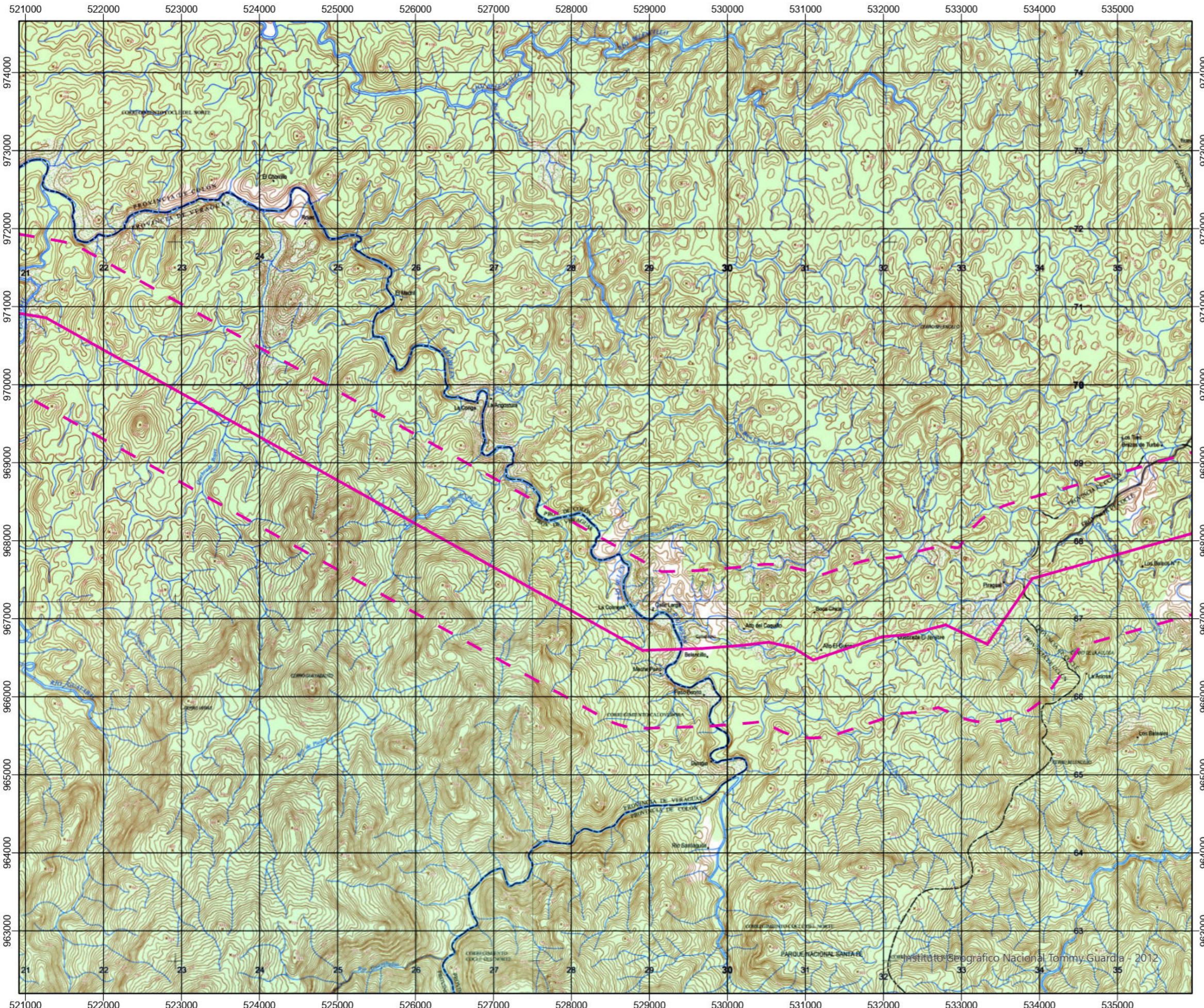
Buffer de 1000m a
cada lado del
alineamiento

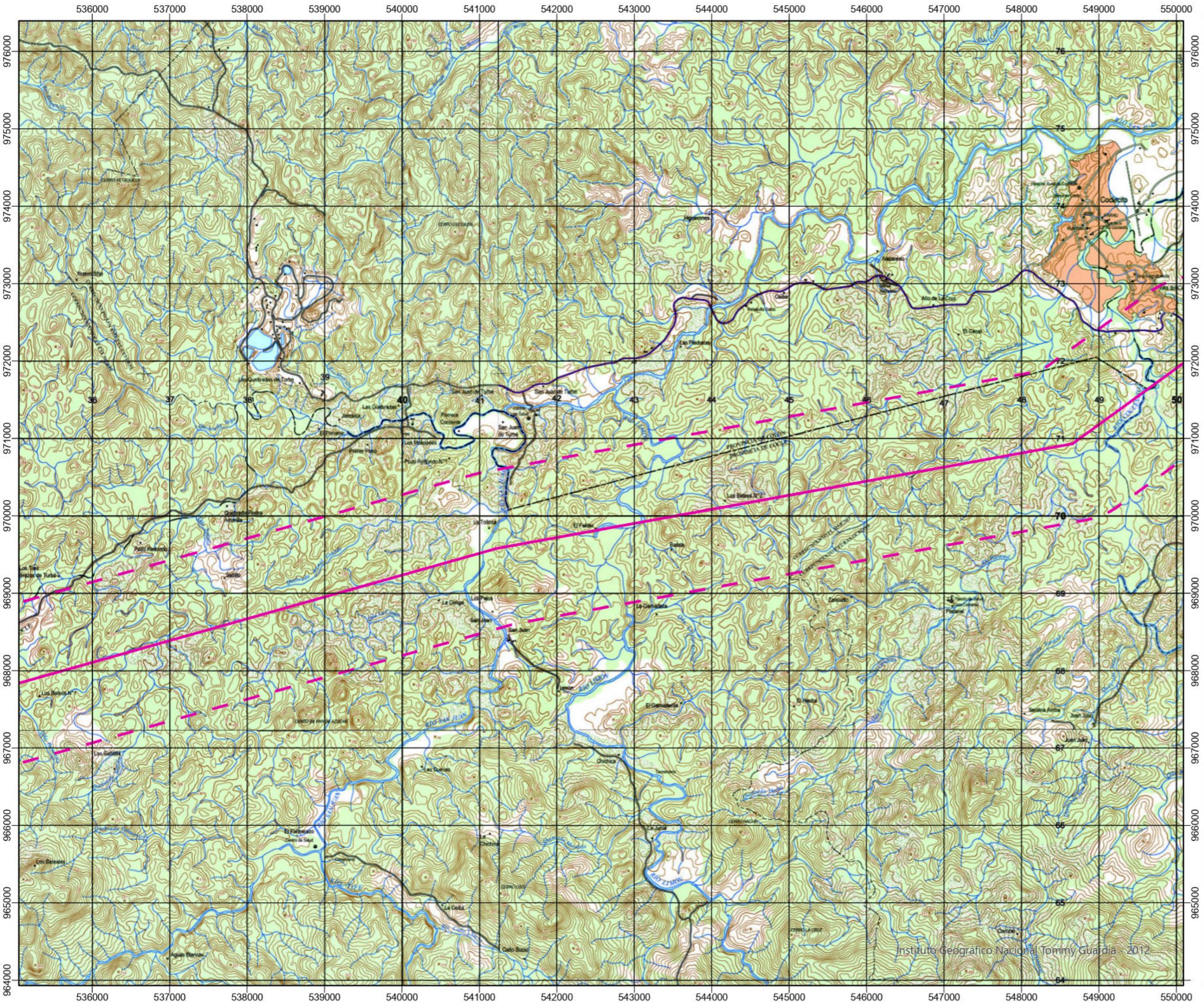
Localización Regional

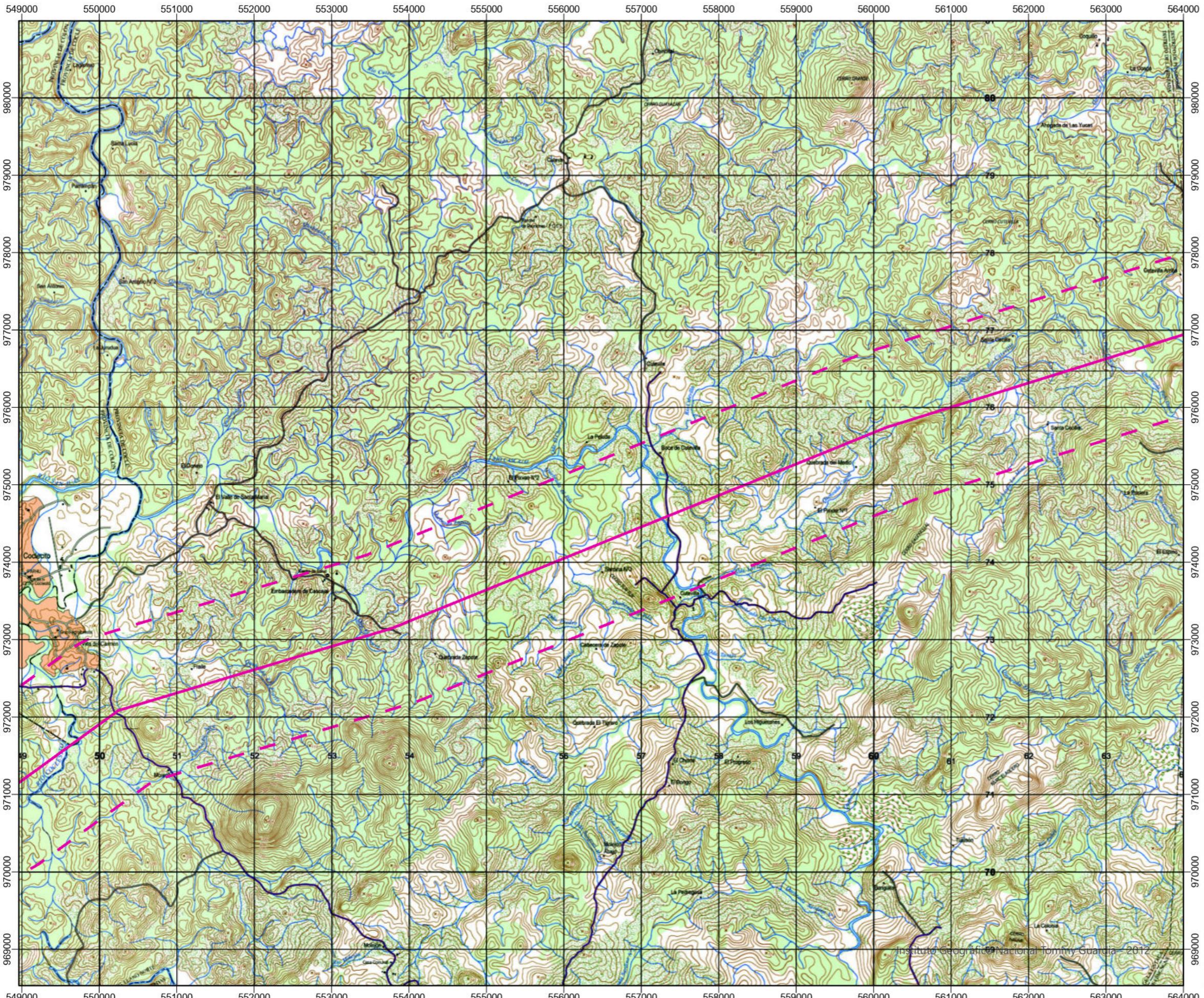


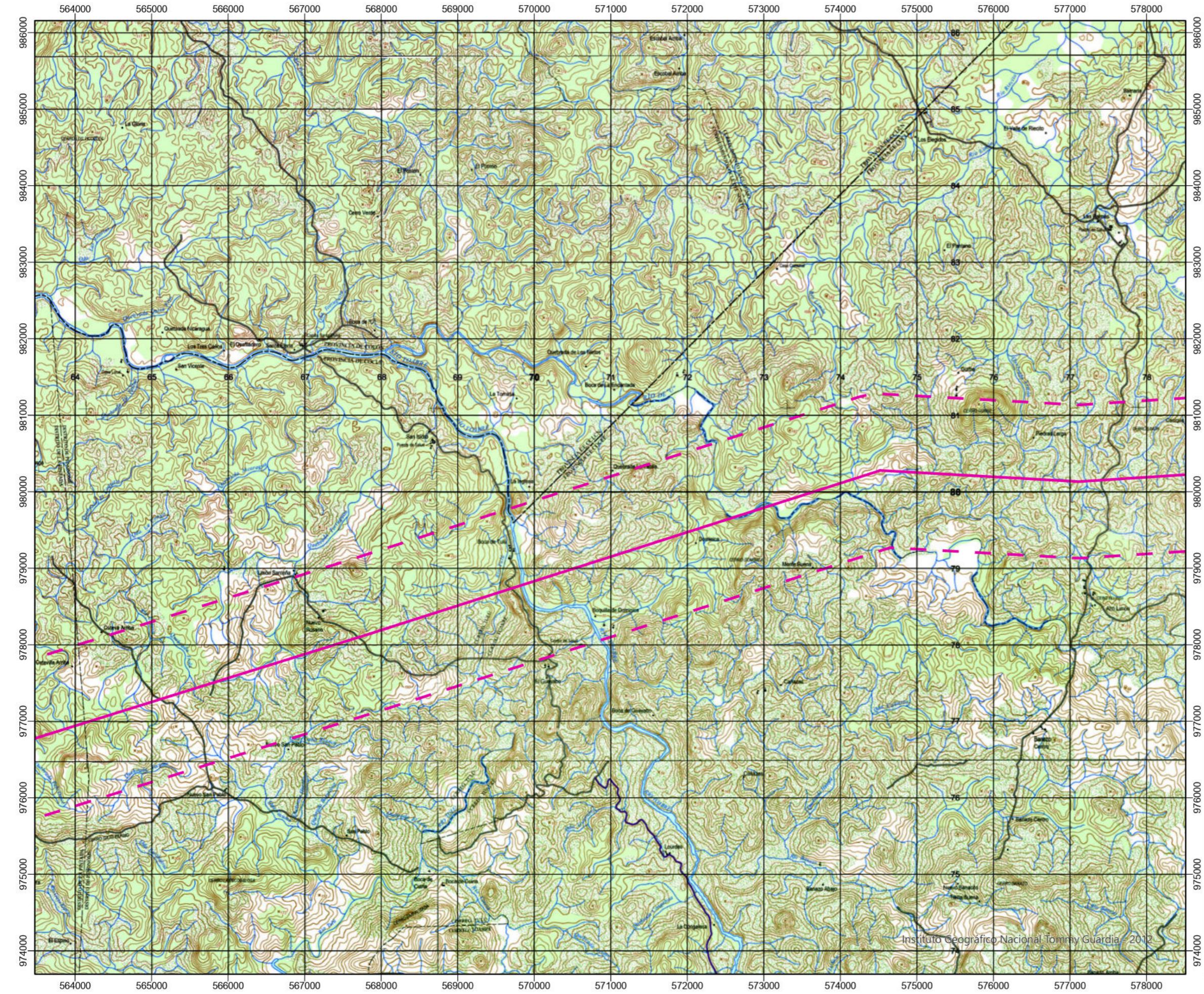
Escala: 1:50.000

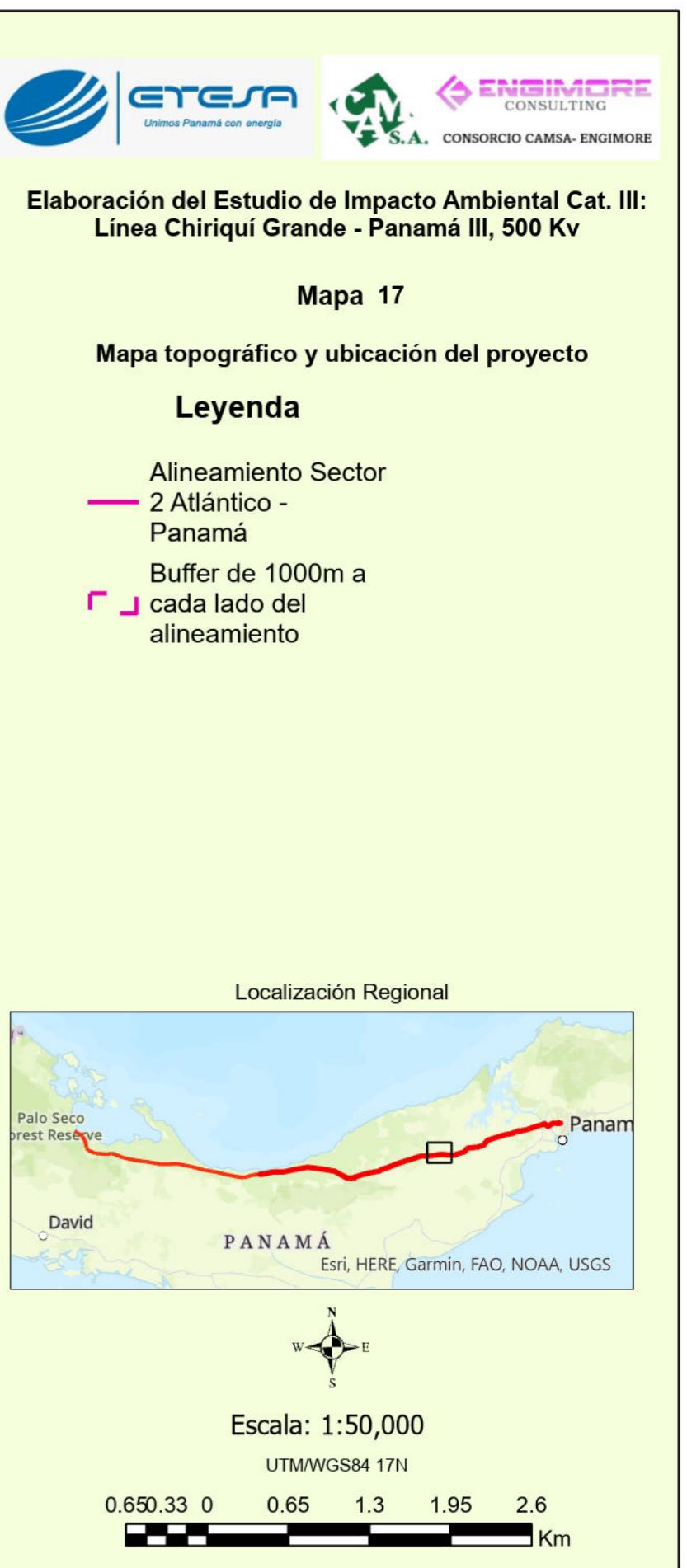
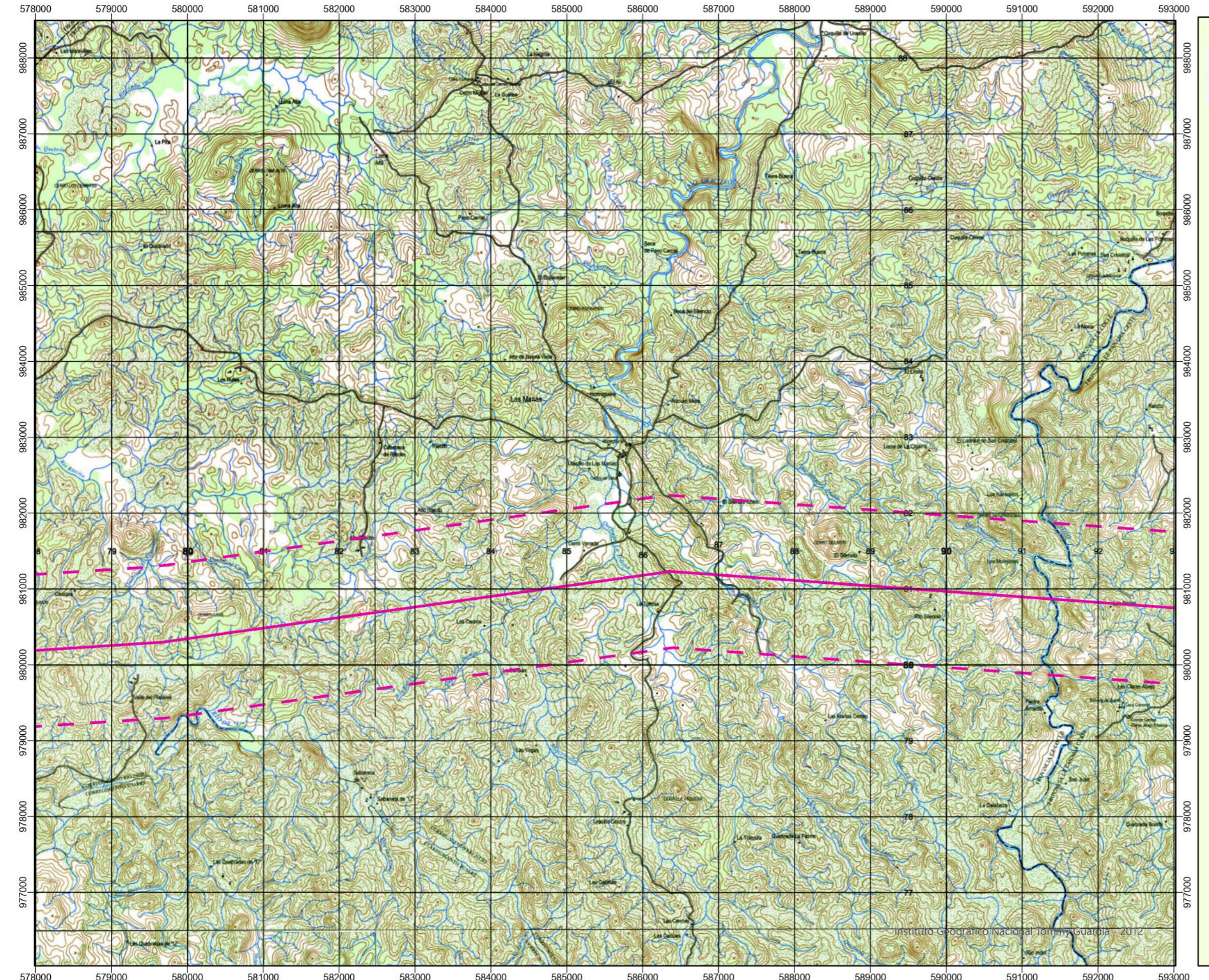
UTM/WGS84 17N

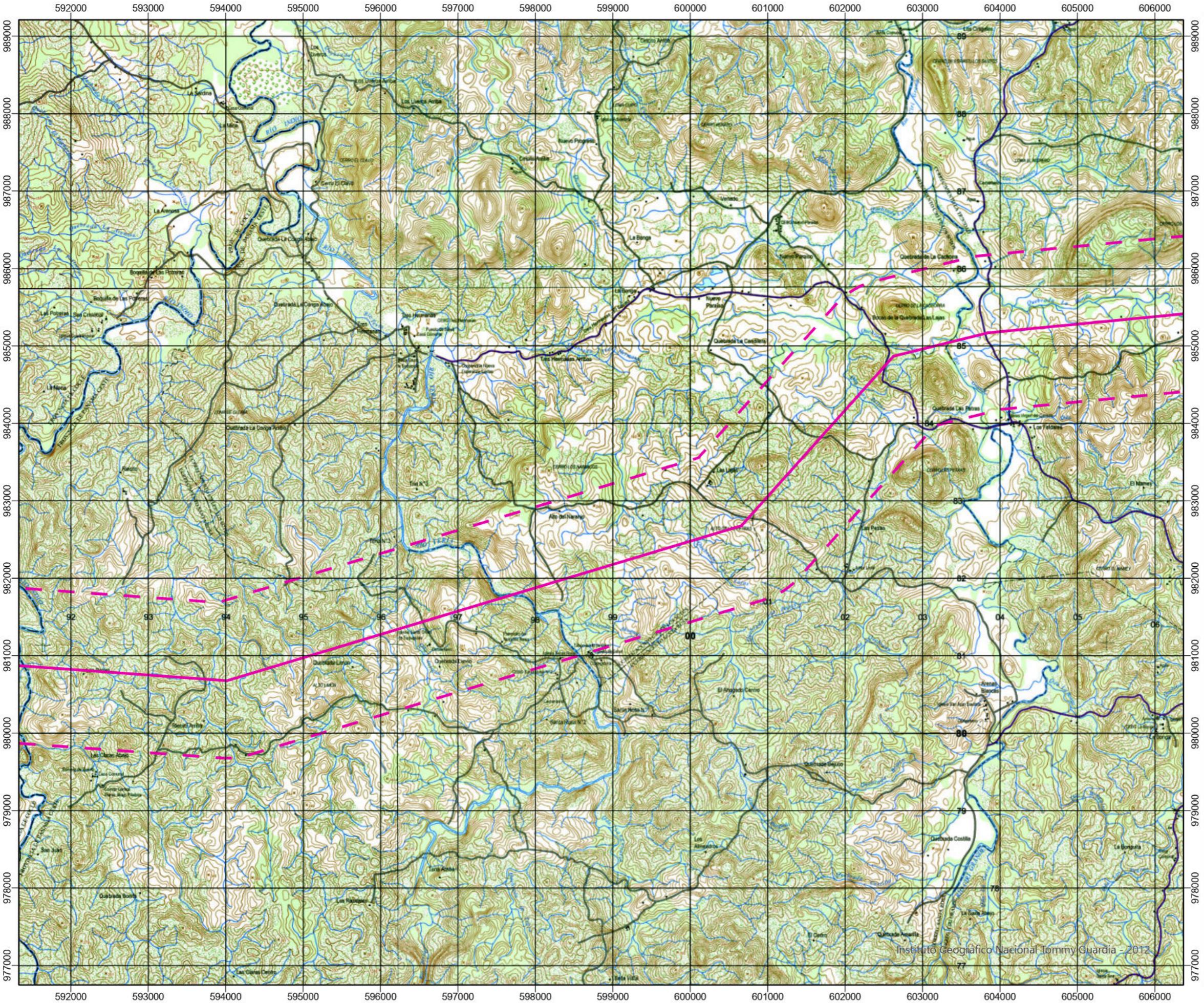


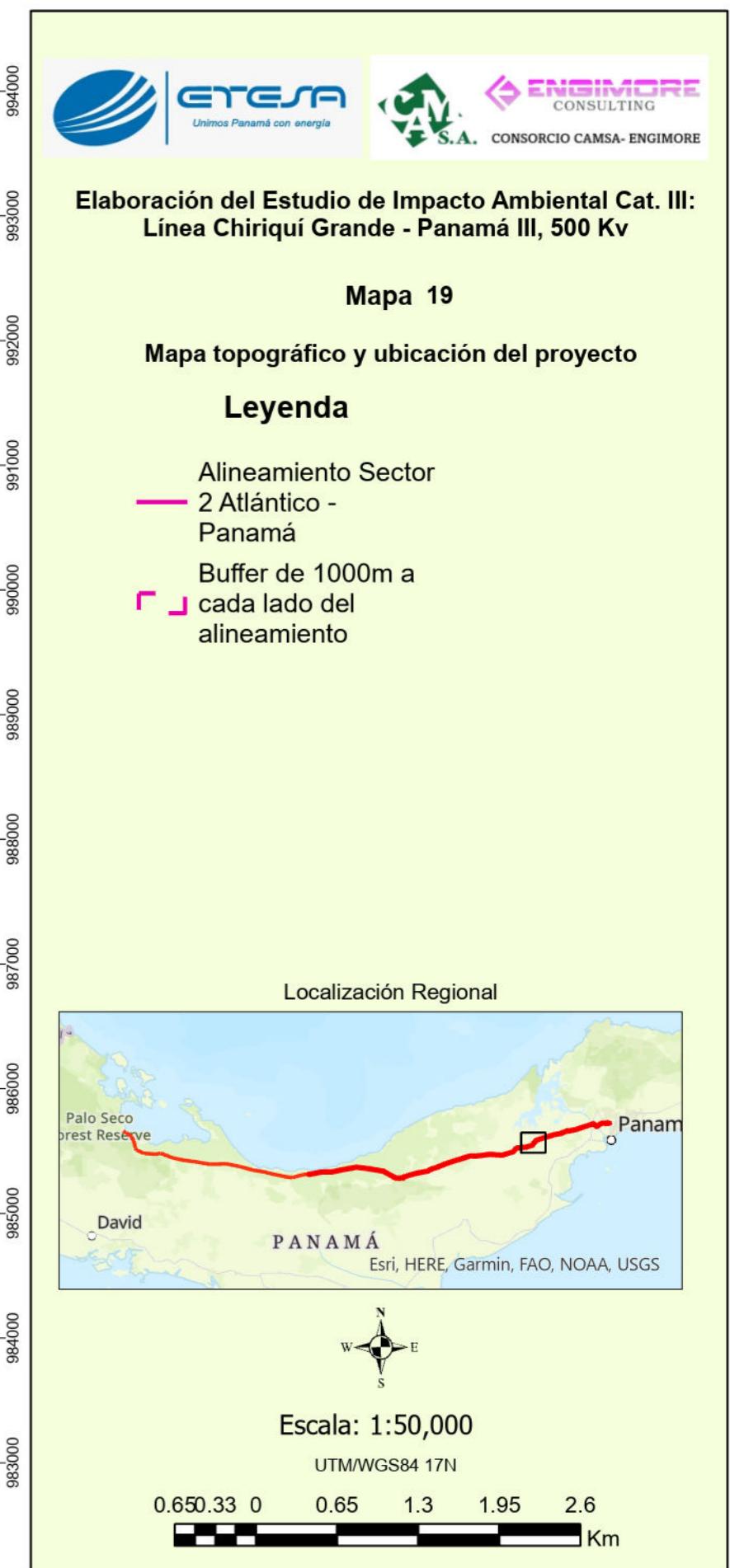
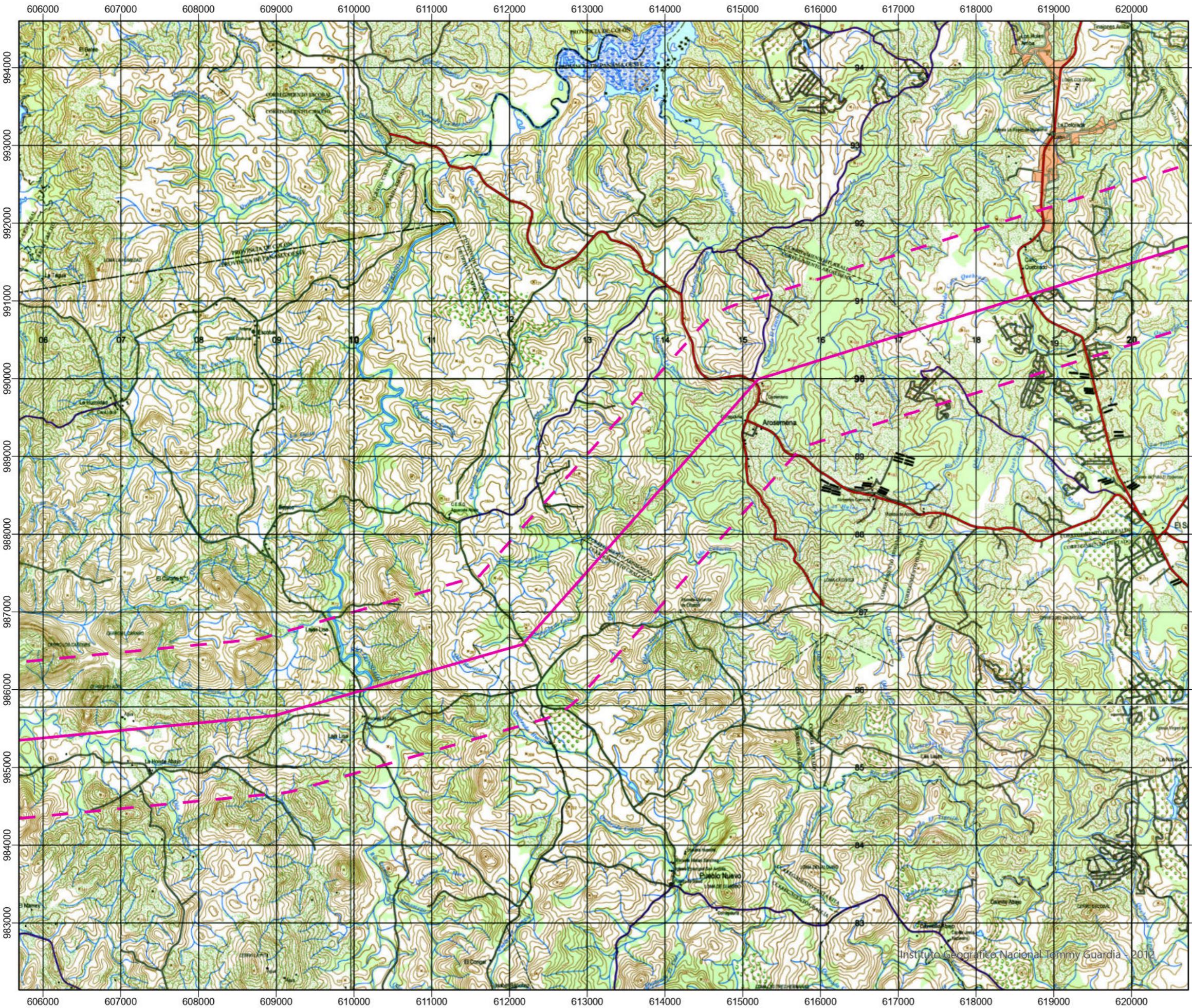


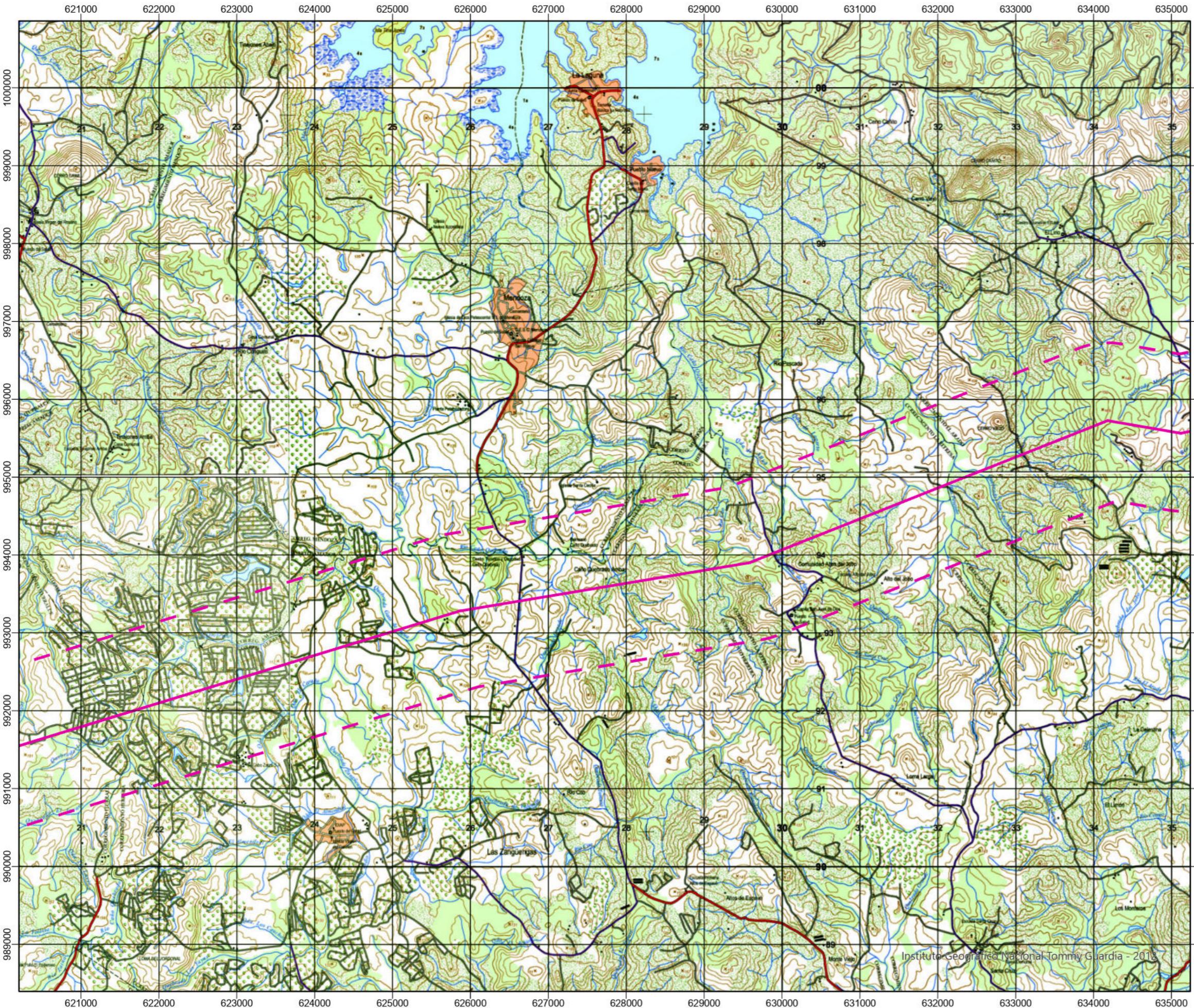


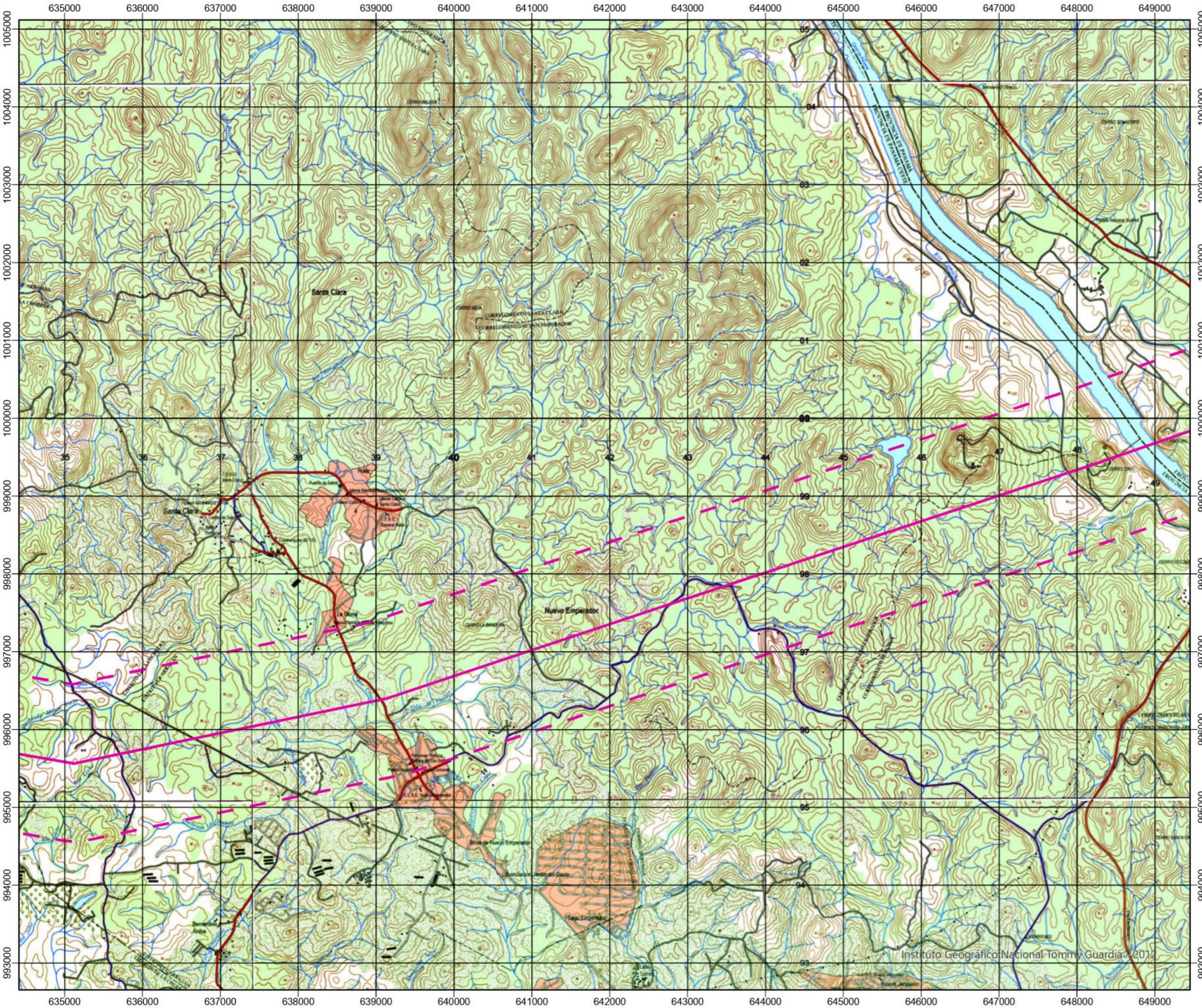


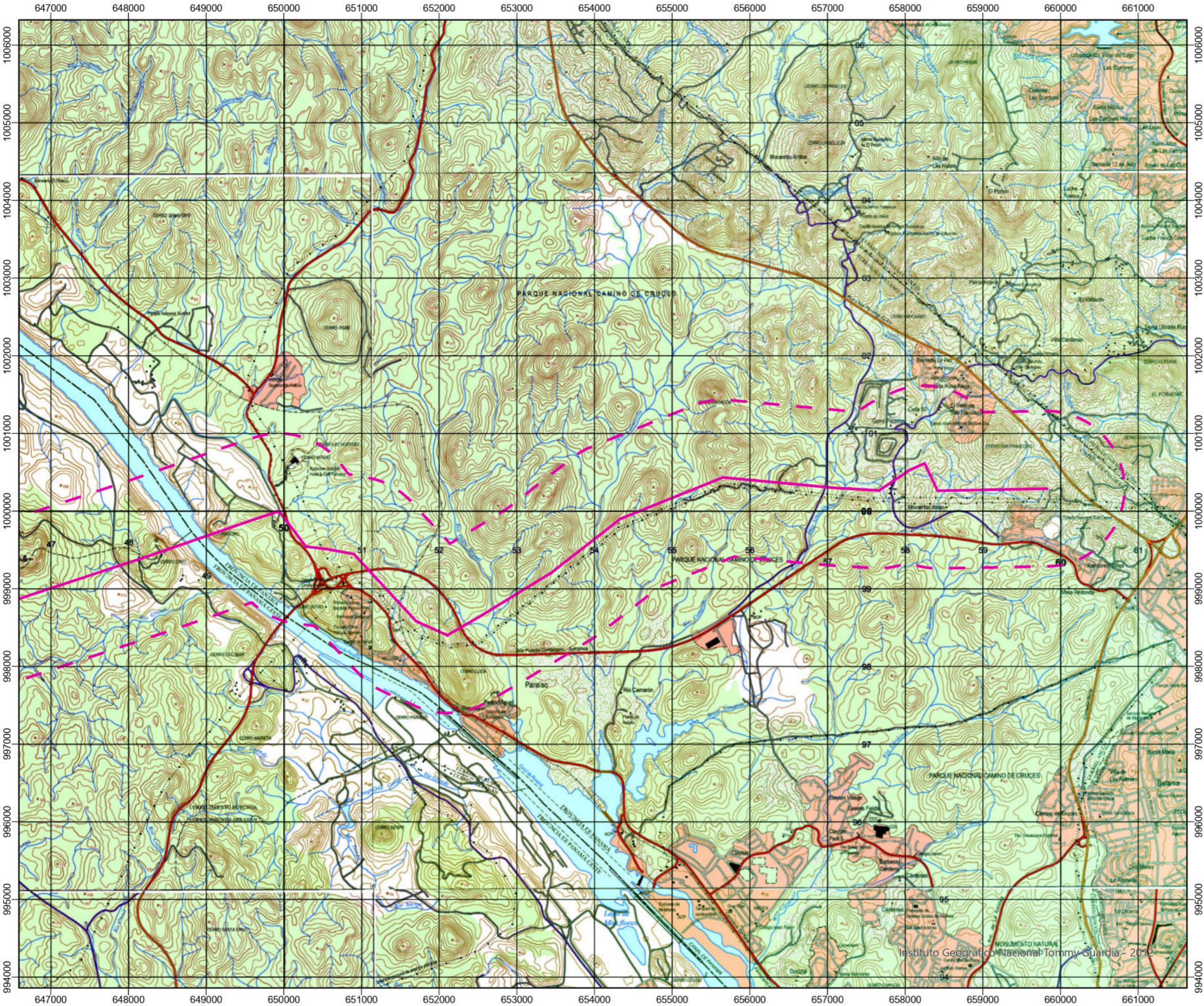




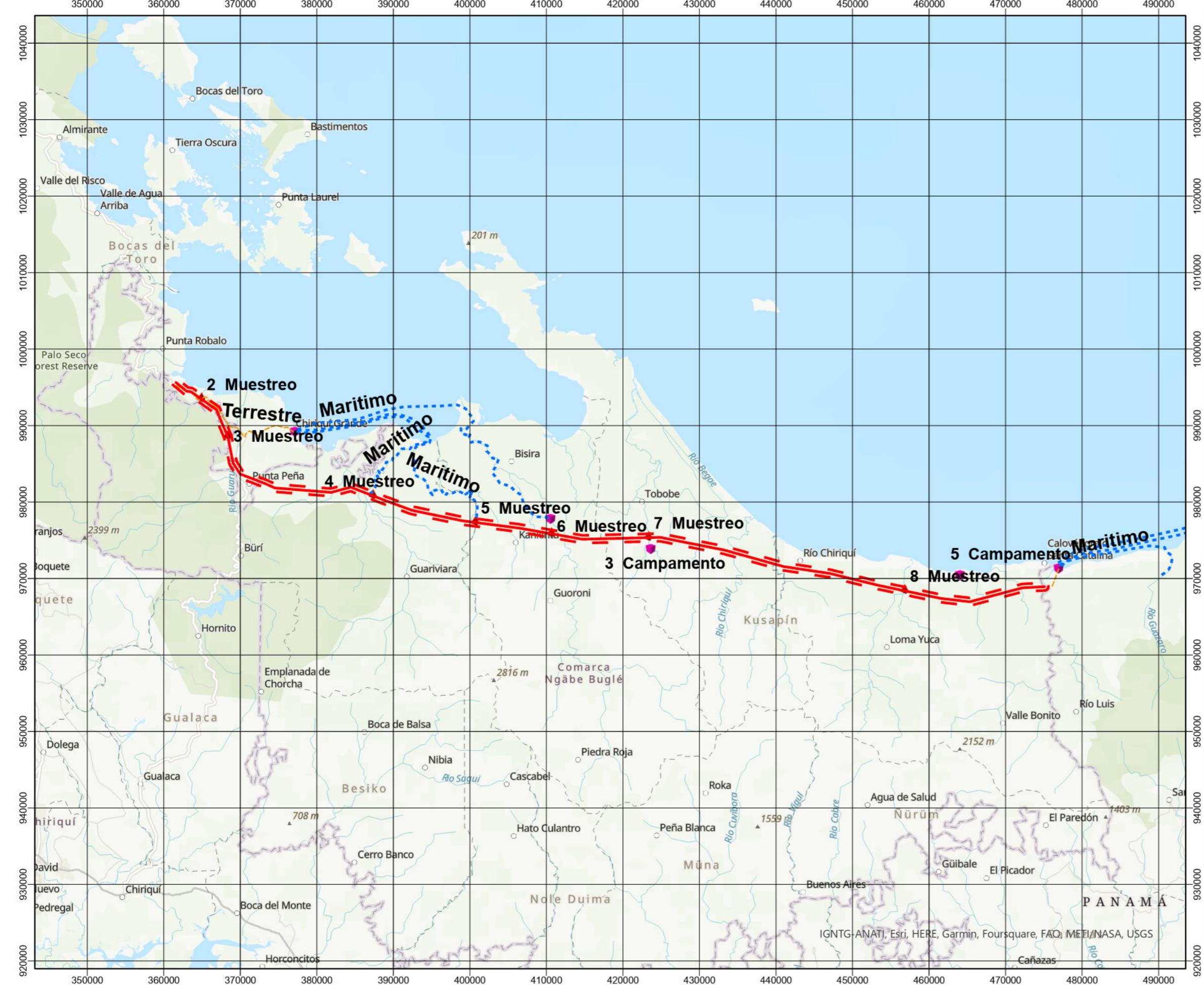




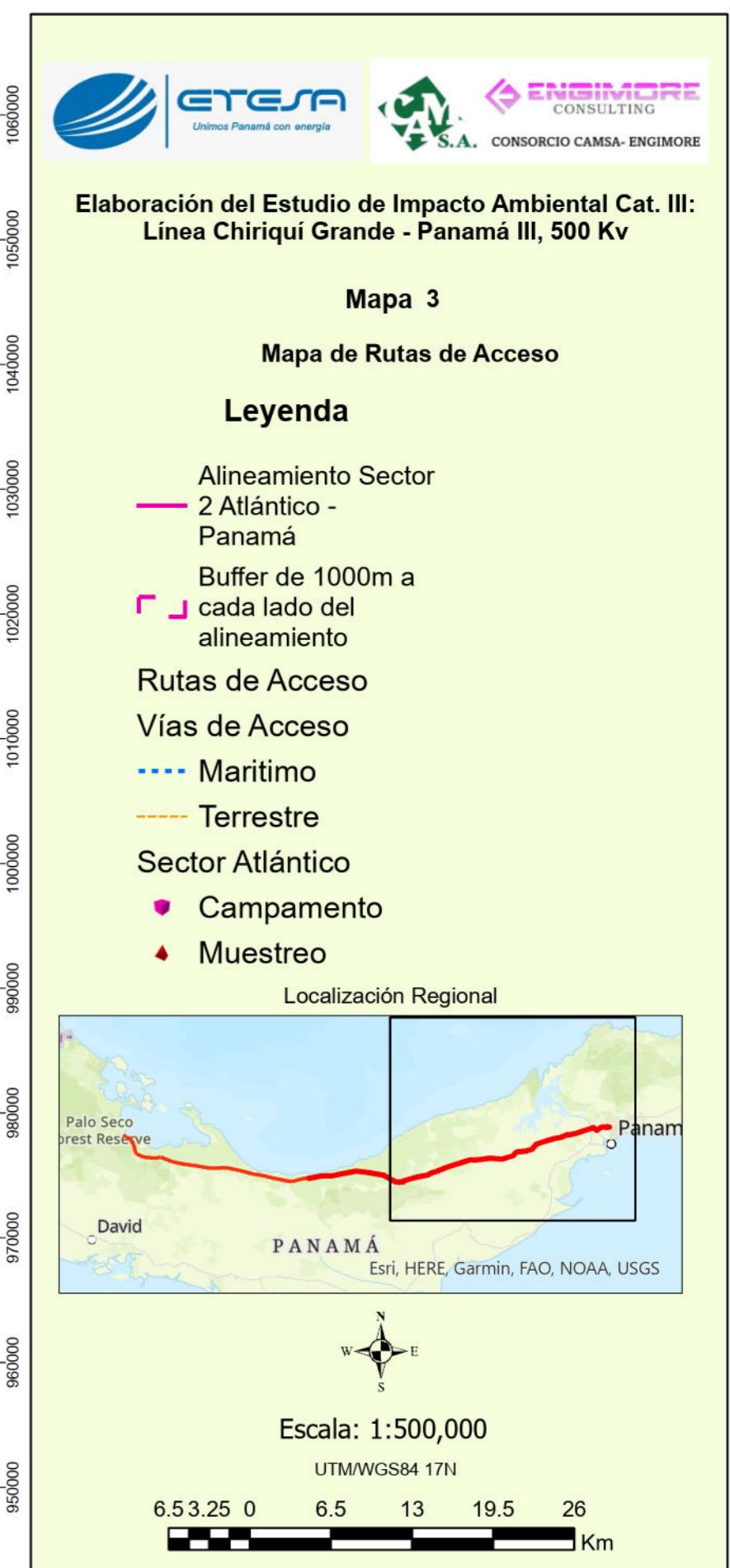
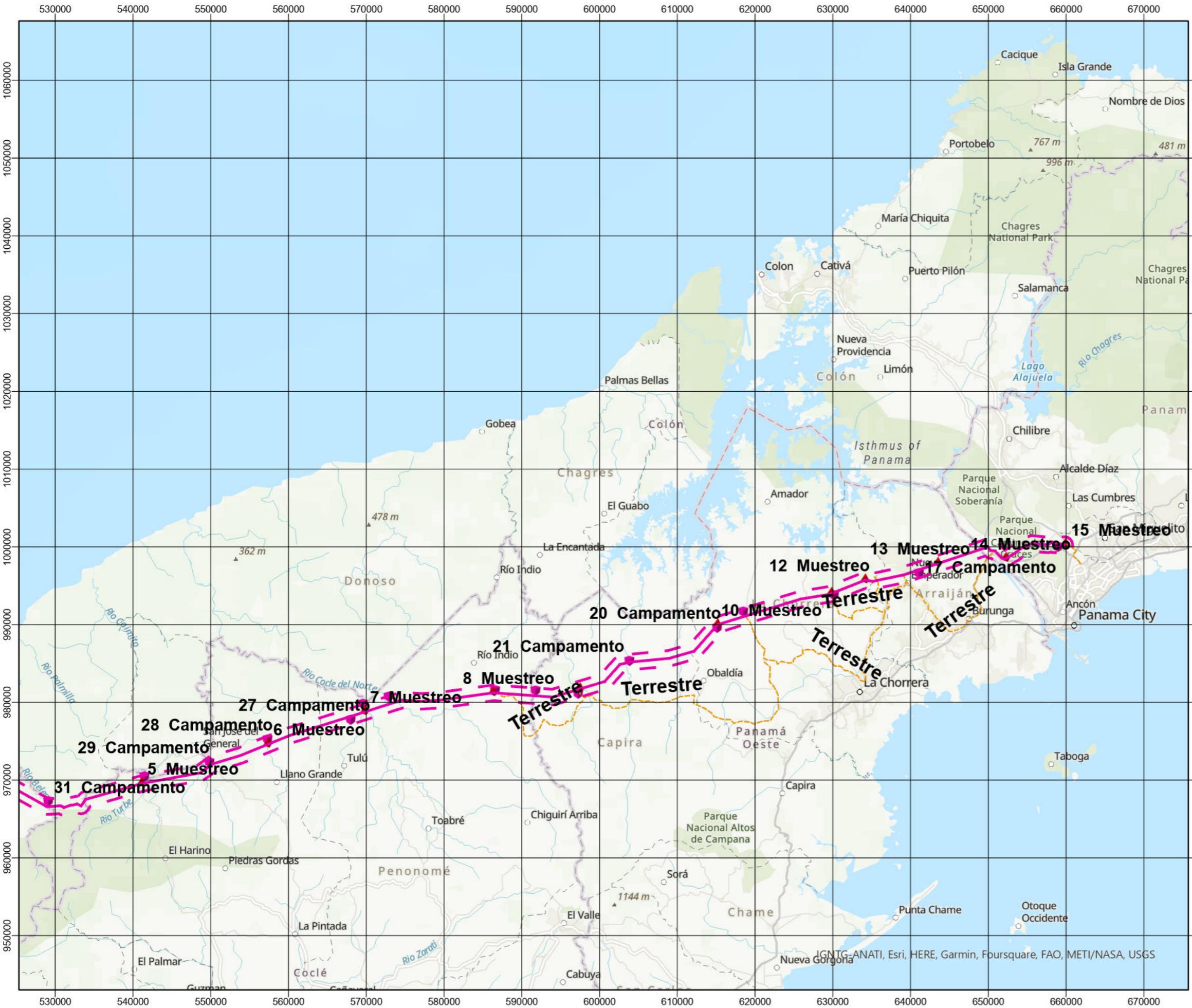




Anexo No. 5.1-B. Mapa de Rutas de Acceso y Ubicación de Campamentos.



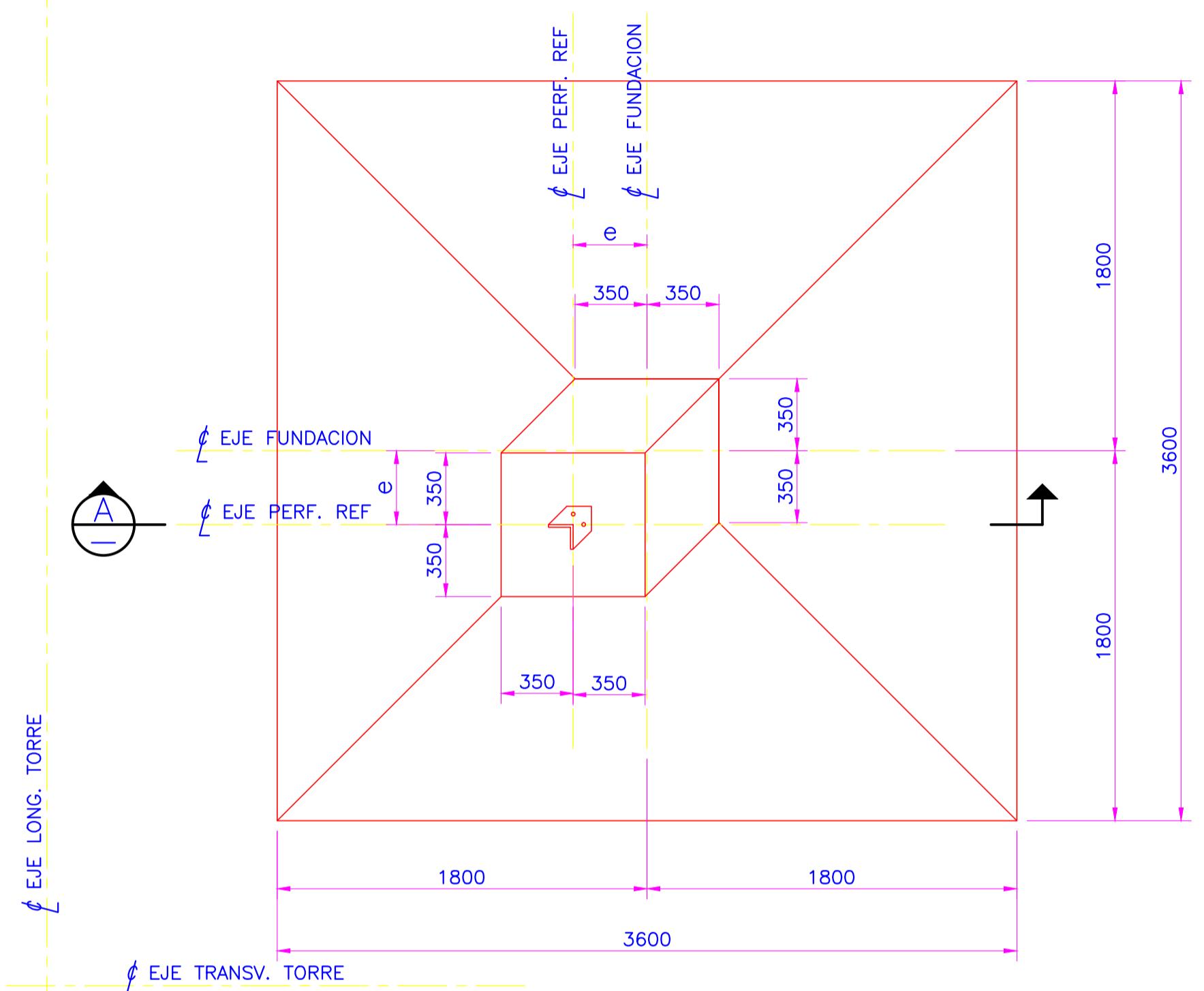




ANEXO No. 5.2.

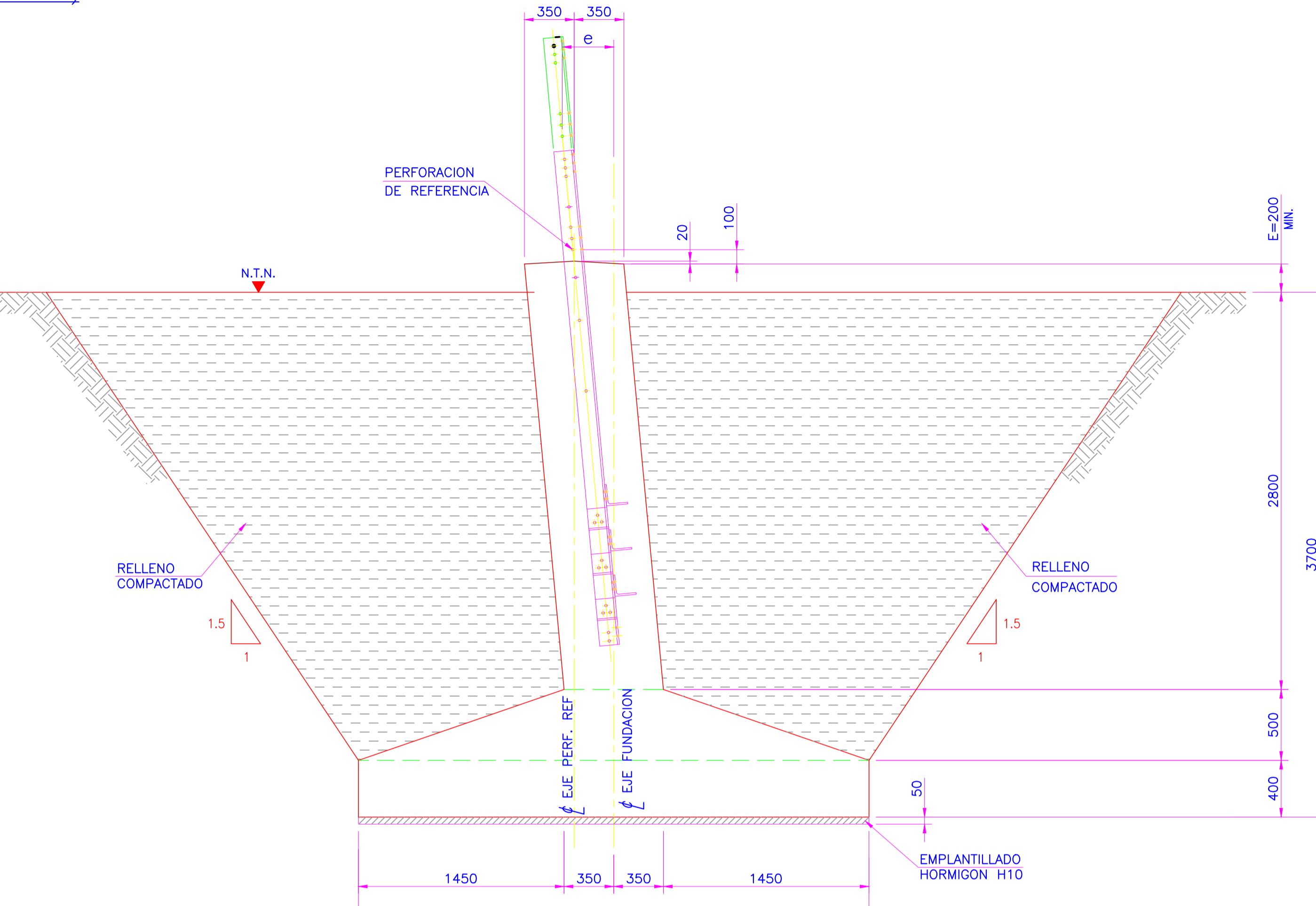
PLANOS DE FUNDACIONES

FUNDACION F1
TORRE SUSPENSION
SUELO GP-SP/RF (SUCS)



PLANTA
ESC. 1:25

CUBICACION CONCRETO	
DESCRIPCION	m ³
CONCRETO C28	9.71
CONCRETO C10	0.65
EXCAVACION APROX.	122.17
ACERO REFUERZO	971 kgf



CORTE A (FORMAS)
ESC. 1:25

ESPECIFICACIONES TECNICAS:

- 1.- CONCRETO ARMADO C28
SOLADO CONCRETO GRADO C10
- 2.- ACERO ARMADURAS A5TM A615 GRADO 60
- 3.- RECOBRIMIENTO ARMADURAS
75 mm ZAPATA (CONTRA TERRENO)
50 mm PEDESTAL (CONCRETO ENCOFRADO)
- 4.- EXCAVACION Y RELLENO:
4.1.- RELLENO DEBERA SER DE MATERIAL GRAVO-ARENOSO, TAMAÑO MAXIMO 3",
Y MENOS DE 2% DE SALES SOLUBLES.
4.2.- RELLENO COMPACTADO PARA CONFINAMIENTO DE FUNDACIONES:
EL MATERIAL SE COLOCARA EN CAPAS DE 20cm DE ESPESOR, CADA CAPA SE DEBE
COMPACTAR HASTA ALCANZAR UNA DENSIDAD EN SITIO MAYOR O IGUAL AL 95% DE LA
DENSIDAD MAXIMA DE SU PROCTOR MODIFICADO O UNA DENSIDAD RELATIVA MAYOR O
IGUAL AL 80%.

NOTA:

1. TODAS LAS MEDIDAS ESTAN EN MILIMETROS, EXCEPTO LAS INDICADAS EN OTRAS UNIDADES.
 2. TODOS LOS ESQUEMAS SON REFERENCIALES.
- SUCS = SISTEMA UNIFICADO DE CLASIFICACION DE SUELOS
RF = ROCA FRACTURADA

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL CATEGORIA III

PROYECTO: LÍNEA CHIRIQUÍ GRANDE-PANAMA III,
500KV.

Fundación F1, Torre Suspension Suelo GP-SP/RF
(SUCS)

Fuente: PEPSA TECSULT, Mayo 2018
No. Plano 9708-LT-OC-001



Página 1 de 1



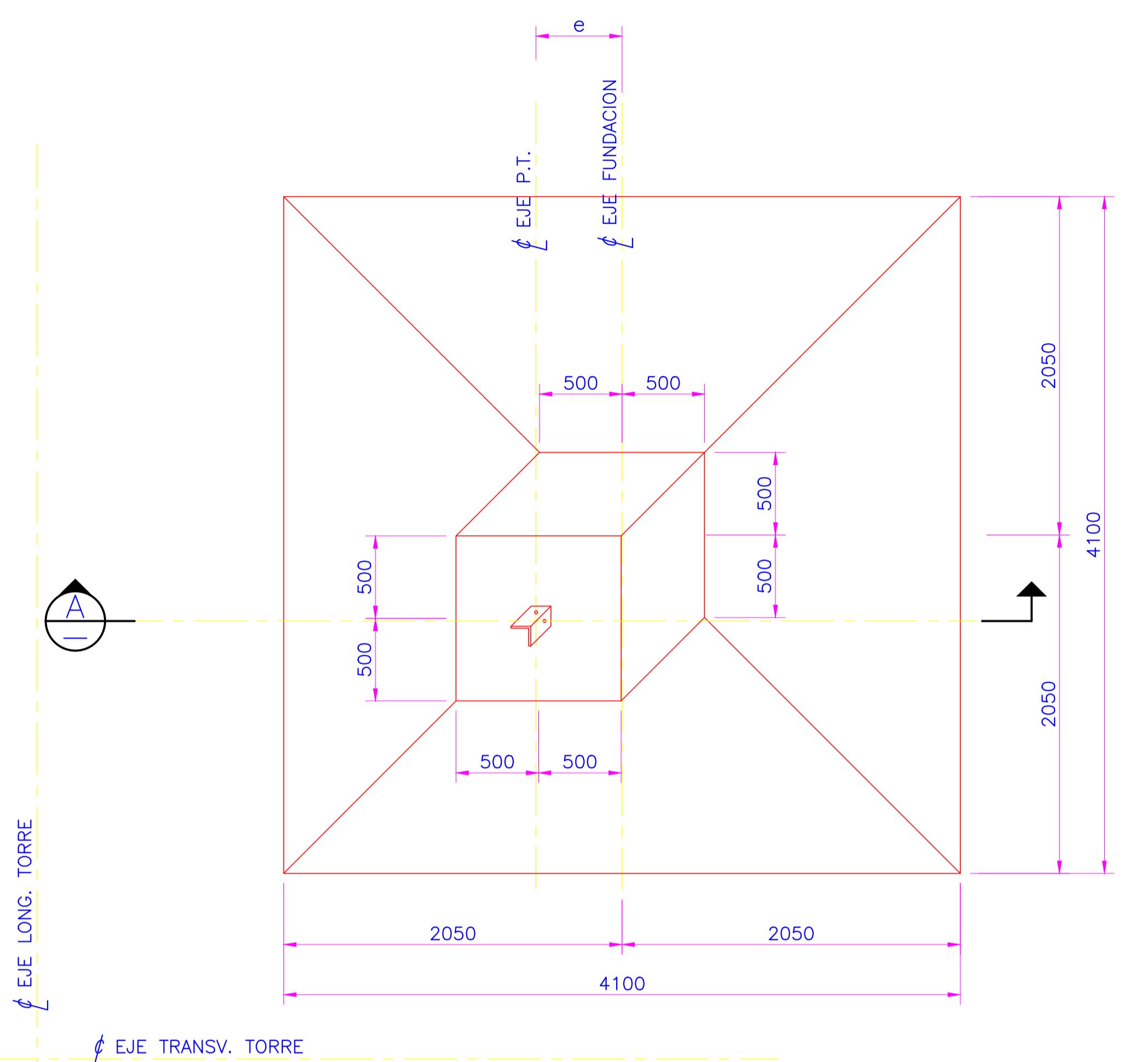
Datum
WGS 84 Zone 17 Norte

1:450,000

FUNDACION F2

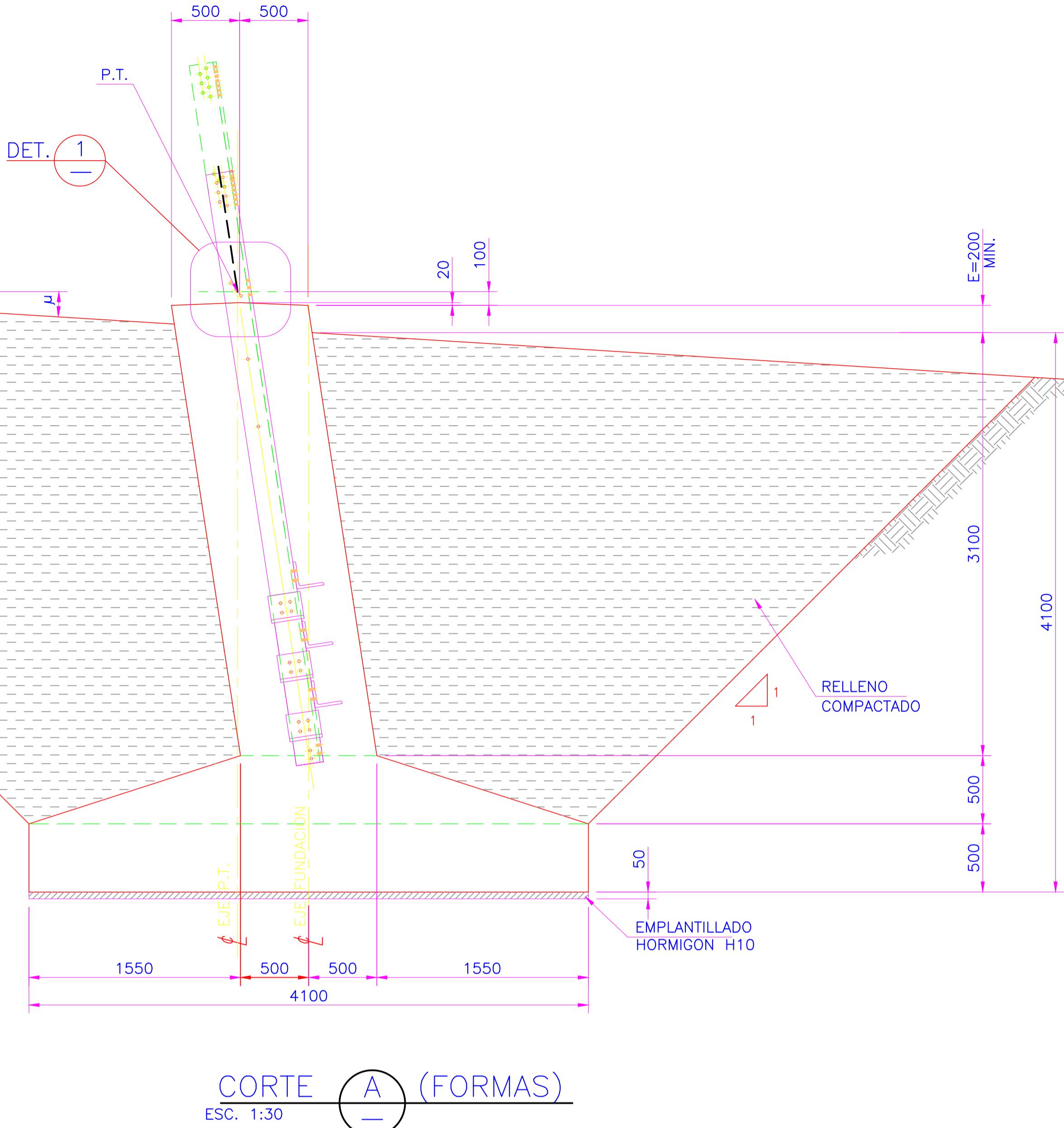
TORRE SUSPENSION

SUELO SM-SC (SUCS)



PLANTA
ESC. 1:25

CUBICACIÓN CONCRETO	
DESCRIPCIÓN	m ³
CONCRETO C28	16.16
CONCRETO C10	0.84
EXCAVACION APROX.	238.24
ACERO REFORZO	1566.3 kgf



CORTE A (FORMAS)
ESC. 1:30

ESPECIFICACIONES TECNICAS:

- ESPECIFICACIONES TECNICAS:

 - 1.- CONCRETO ARMADO C28 f'—280 kg/cm²
SOLADO CONCRETO GRADO C10 f'—100 kg/cm²
 - 2.- ACERO ARMADURAS A5TM A615 GRADO 60
 - 3.- RECUBRIMIENTO ARMADURAS
75 mm ZAPATA (CONTRA TERRENO)
50 mm PEDESTAL (CONCRETO ENCOFRADO)
 - 4.- EXCAVACIÓN Y RELLENO:
 - 4.1.- RELLENO DEBERÁ SER DE MATERIAL GRAVO–ARENOSO, TAMAÑO MAXIMO 3", Y MENOS DE 2% DE SALES SOLUBLES.
 - 4.2.- RELLENO COMPACTADO PARA CONFINAMIENTO DE FUNDACIONES:
EL MATERIAL SE COLOCARÁ EN CAPAS DE 20cm DE ESPESOR, CADA CAPA SE DEBE COMPACTAR HASTA ALCANZAR UNA DENSIDAD EN SITIO MAYOR ó IGUAL AL 95% DE LA DENSIDAD MAXIMA DE SU PROCTOR MODIFICADO O UNA DENSIDAD RELATIVA MAYOR ó

NOTA:

- NOTA.**

 1. TODAS LAS MEDIDAS ESTAN EN MILIMETROS, EXCEPTO LAS INDICADAS EN OTRAS UNIDADES.
 2. TODOS LOS ESQUEMAS SON REFERENCIALES.

SUCS = SISTEMA UNIFICADO DE CLASIFICACION DE SUELOS

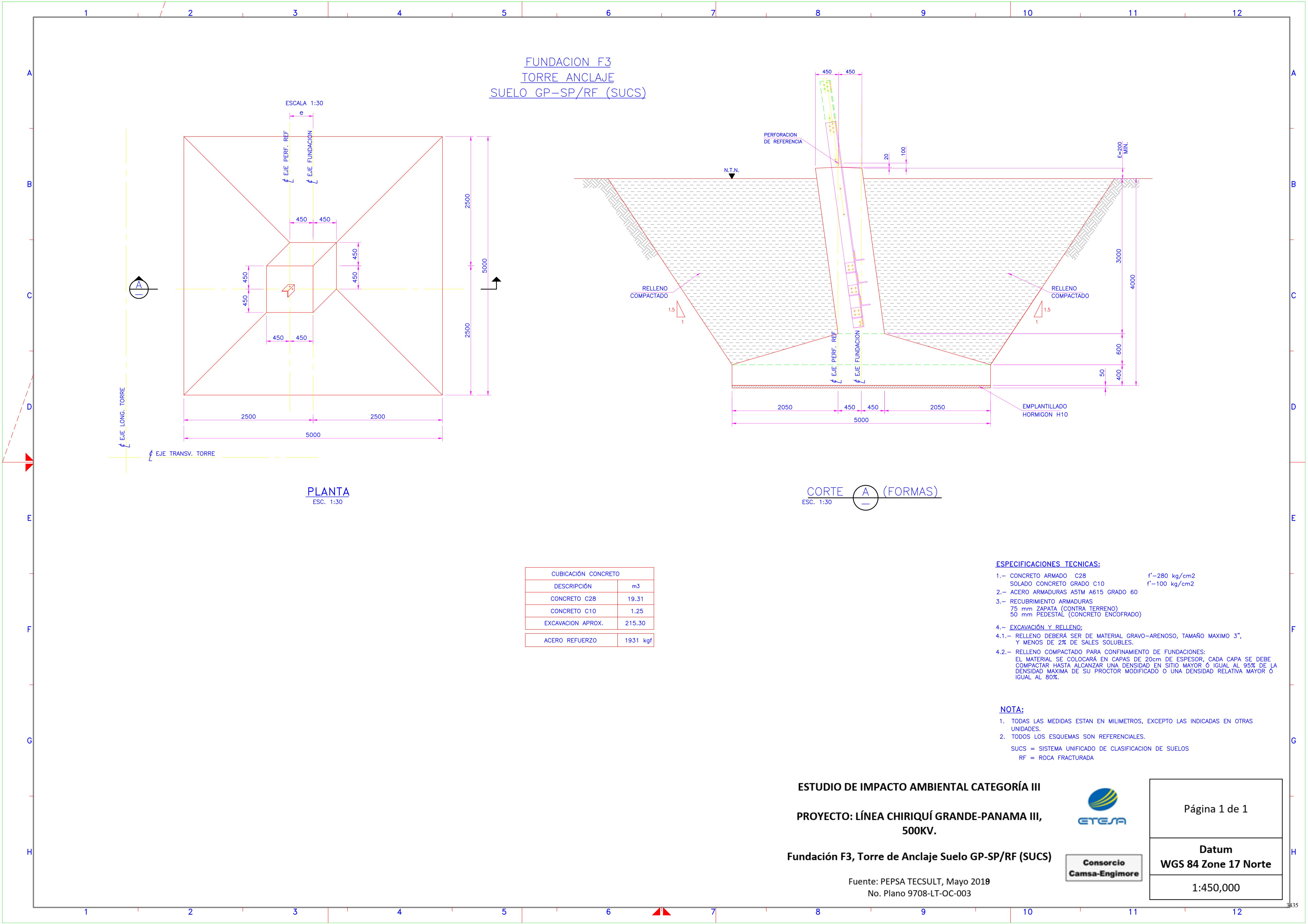
RF = RODA FRAGMENTADA

ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL CATEGORÍA III

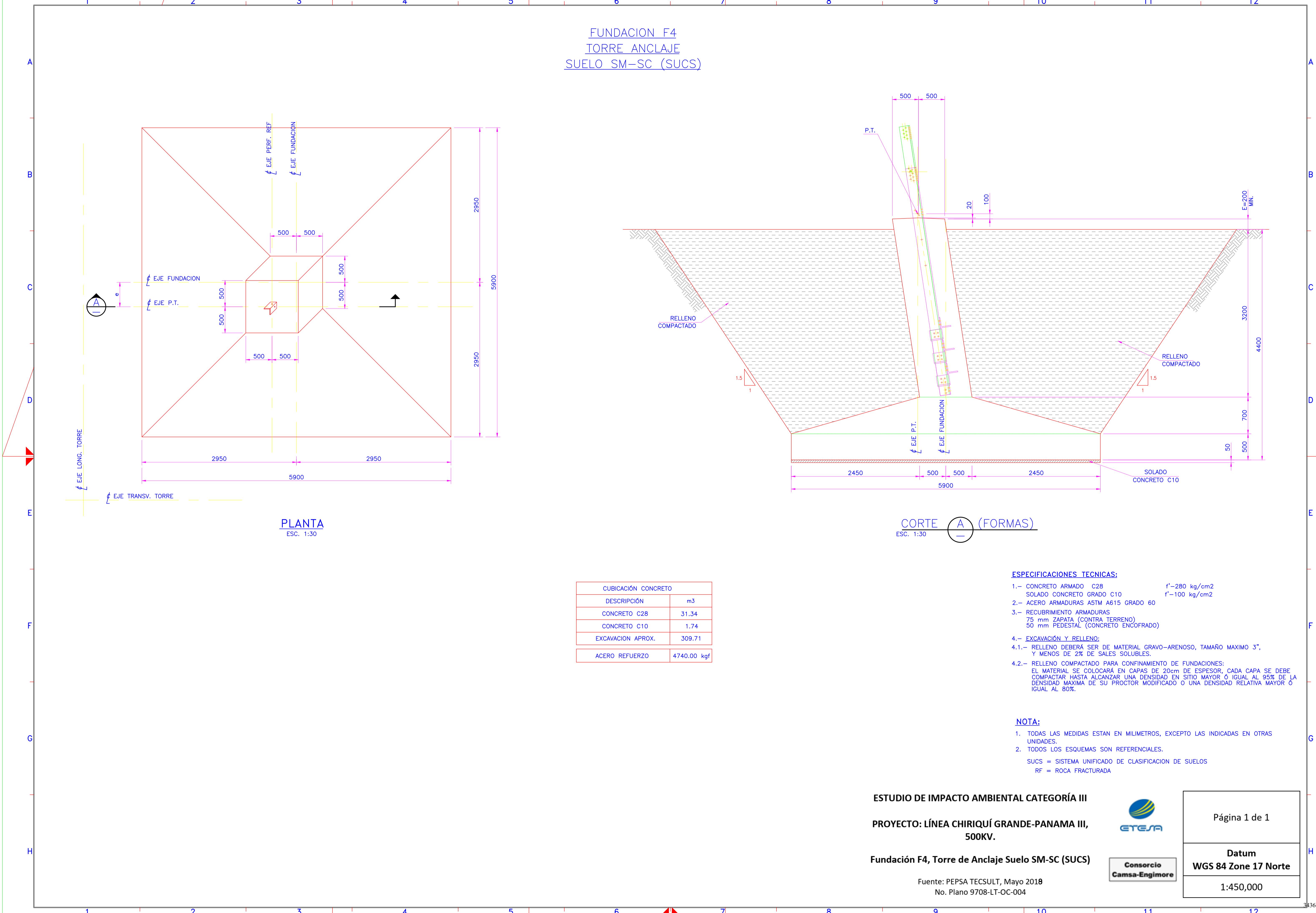
PROYECTO: LÍNEA CHIRIQUÍ GRANDE-PANAMA III, 500KV

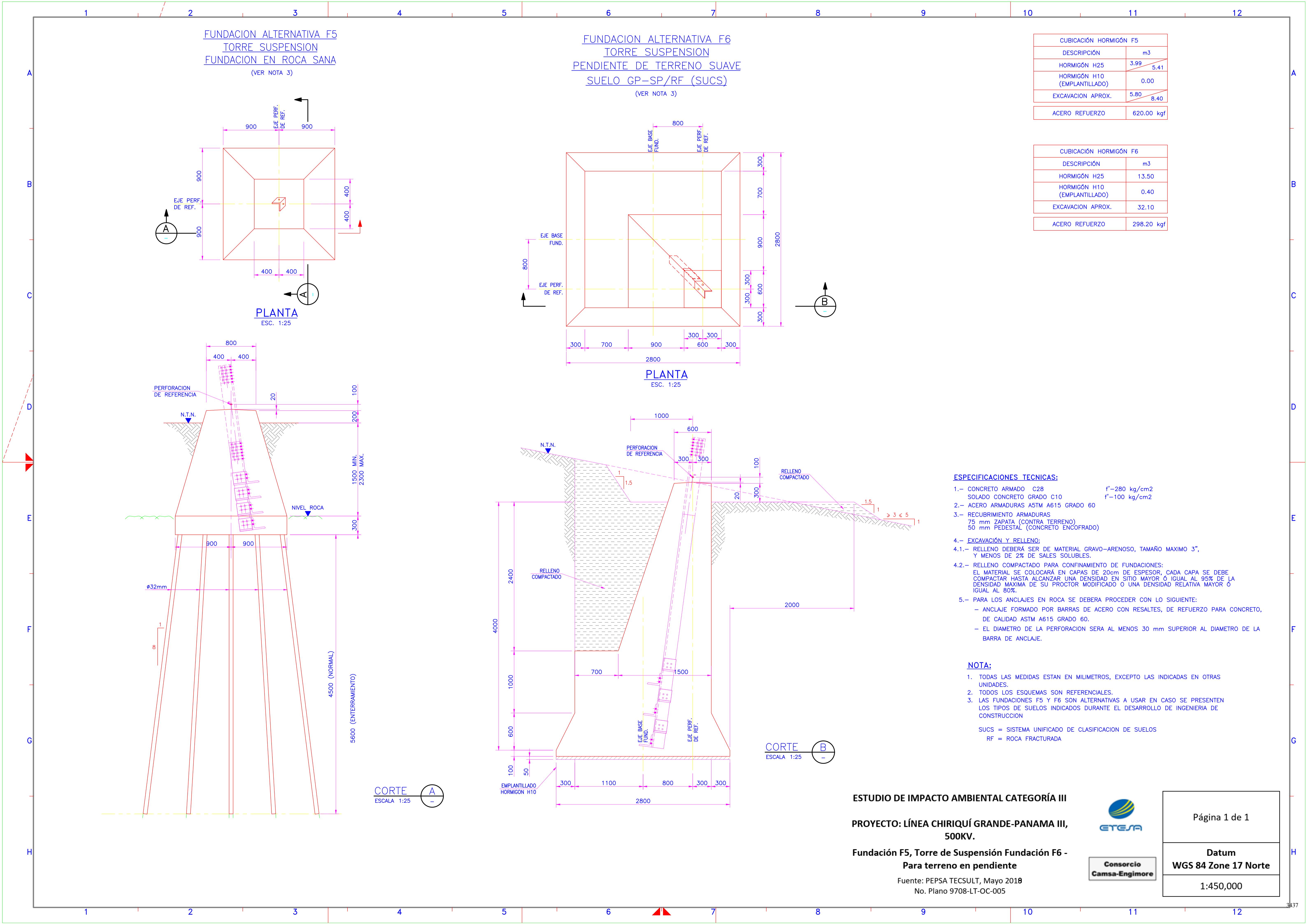
500kV.

Fuente: PEPSA TECSULT, Mayo 2018
No. Plano 9708-LT-OC-002



FUNDACION F4
TORRE ANCLAJE
SUELO SM-SC (SUCS)





ANEXO No. 5.3. INFORMES TÉCNICOS

Anexo No. 5.3-A. Reporte de Ingeniería Básica.



**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 KV, S.E. CHIRIQUI GRANDE –
S. E. PANAMÁ III Y SUBESTACIONES ASOCIADAS
(LINEA IV)**

INGENIERÍA BÁSICA

RESUMEN EJECUTIVO

PEPSA TECSULT
MIEMBRO DEL GRUPO **AECOM**[®]



PROYECTOS ESPECIALES PACÍFICO S.A. - PEPSA

Rev.	Fecha	Por	Revisado	Aprobado	Descripción
0	Mayo 2018	S.P./J.R./M.R./R.D.	C.R./D.H.	M.L.	Emitido para Informe Final

Limitación de Responsabilidad

La información contenida en este documento se publica con fines informativos, exclusivamente. La información aquí contenida es para ser utilizada como mera referencia y no será considerada parte de los documentos del proceso de selección de contratista. Esta información no es de carácter final y podrá ser revisada, modificada y/o actualizada por ETESA o sus autores sin que de ello derive responsabilidad alguna por parte de ETESA, sus colaboradores, sus directivos, agentes, contratistas o consultores, incluyendo, sin limitación, al IFC (International Finance Corporation). ETESA reconoce que el material compartido es de su propiedad, autoría o es realizado por encargo de ETESA, por lo que su utilización, distribución o reenvío sin permiso expreso está prohibido.

Borrador para discusión

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 KV, S.E. CHIRQUI GRANDE –
S.E. PANAMÁ III Y SUBESTACIONES ASOCIADAS
(LINEA IV)**

INGENIERÍA BÁSICA

RESUMEN EJECUTIVO

INDICE

CONTENIDO	INDICE	Pág.
1.	INTRODUCCIÓN.....	5
2.	ANTECEDENTES	5
3.	OBJETO DEL ESTUDIO	6
4.	ALCANCE DEL ESTUDIO	6
5.	CARÁCTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO	6
5.1	UBICACIÓN GEOGRÁFICA	7
5.2	ALTITUD.....	7
6.	LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO - LIDAR	10
6.1	INTRODUCCIÓN.....	10
6.2	CONTROLES DE TIERRA	11
6.2.1	<i>Instalación de Puntos de Control.....</i>	11
6.2.2	<i>Cobertura del vuelo LIDAR.....</i>	12
6.3	PROCESAMIENTO DE DATOS LIDAR: DEM - DSM	14
6.4	ETAPA DE PROCESAMIENTO DE DATOS EN GABINETE.....	16
7.	DESCRIPCION DEL PROYECTO	20
7.1	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 KV S-E. CHIRQUI GRANDE –S.E. PANAMÁ III	20
7.1.1	<i>Introducción</i>	20
7.1.2	<i>Características Técnicas Generales de Referencia.....</i>	20
7.1.3	<i>Trazo preliminar de la Ruta de la Línea de Transmisión 500 kV.....</i>	21
7.1.4	<i>Materiales de la Línea de Transmisión</i>	22
7.1.5	<i>Ampacidad</i>	24
7.1.6	<i>Gradiente de Tensión Superficial.....</i>	24
7.1.7	<i>Pérdidas Joule</i>	25
7.1.8	<i>Implementación del Proyecto.....</i>	25
7.1.9	<i>Servidumbre</i>	25
7.2	SUBESTACIONES 500/230 KV.....	25
7.2.1	<i>Esquema Eléctrico de las Subestaciones</i>	25
7.2.2	<i>S.E. Chiriquí Grande 500/230 kV</i>	26
7.2.3	<i>S.E. Panamá III 500/230 kV</i>	27

7.2.4	<i>Sistemas de Protección y Medición</i>	27
7.2.5	<i>Equipos Registradores de Falla (Oscilopertubografos).....</i>	28
7.2.6	<i>Equipos de Medición de Energía</i>	28
7.2.7	<i>Servicios Auxiliares de las Subestaciones</i>	28
7.2.8	<i>Sistema de Pórticos y Estructuras Metálicas de Subestaciones</i>	28
7.2.9	<i>Características Técnicas del equipamiento principal.....</i>	29
7.2.10	<i>Características principales del equipamiento GIS</i>	29
7.2.11	<i>Características de los Transformadores de Tensión (AIS).....</i>	31
7.2.12	<i>Características de los descargadores de sobretensión (AIS)</i>	32
7.2.13	<i>Características de los Autotransformadores de Potencia</i>	32
7.2.14	<i>Características de los Reactores de Línea y Barras</i>	34
7.2.15	<i>Características de los Interruptores de Potencia AIS (Celda Reactores de Línea.....</i>	35
7.2.16	<i>Características de los Seccionadores AIS (Celda Reactores de Línea).....</i>	35
7.3	SISTEMAS DE TELECOMUNICACIONES Y CONTROL DIGITAL	36
7.3.1	<i>Sistema de Telecomunicaciones</i>	36
7.3.2	<i>Red de Fibra Óptica</i>	36
7.3.3	<i>Medios de comunicación para coordinación del Despacho</i>	37
7.3.4	<i>Red de Radio Troncalizado</i>	38
7.3.5	<i>Teleprotección.....</i>	38
7.3.6	<i>Medio de comunicación a lo largo de la línea</i>	39
7.4	SISTEMA DE CONTROL DIGITAL	39
7.4.1	<i>Jerarquía de Control</i>	39
7.4.2	<i>Sistema de Control de Subestaciones (Automatización)</i>	39
8.	SERVIDUMBRE DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 500 KV CHIRQUI	
GRANDE – PANAMA III.....		40
9.	PLANOS	41

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 KV, S.E. CHIRQUI GRANDE – S.E. PANAMÁ III Y SUBESTACIONES ASOCIADAS (LINEA IV)

INGENIERÍA BÁSICA

RESUMEN EJECUTIVO

1. INTRODUCCIÓN

El Departamento de Servicios de Asesoría de la International Finance Corporation (IFC) World Bank Group, está brindando asistencia técnica al Gobierno de Panamá para el desarrollo del diseño, construcción, operación y mantenimiento de una línea de transmisión de doble circuito de 500 kV con una capacidad de 1.280 MVA, por circuito, una longitud de 317 km entre una nueva subestación en la provincia de Bocas del Toro y una subestación que será existente cuando ingrese el presente proyecto, ubicada en las afueras de la ciudad de Panamá. ETESA, la Empresa de Transmisión Eléctrica será la responsable de llevar a cabo el proceso de licitación por mejor valor con evaluación separada, para seleccionar al socio estratégico a cargo del desarrollo del diseño, financiamiento, construcción y operación y mantenimiento del proyecto.

2. ANTECEDENTES

Con el desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas, térmicas, solares y eólicas en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro, ubicadas en la parte occidental del país, la República de Panamá ha duplicado su capacidad instalada de generación eléctrica de aproximadamente 980 MW en el año 2000 a más de 3,000 MW en 2017, por lo que se requiere la implementación de la línea de transmisión en 500 kV para trasmisir a los centros de carga de las ciudades de Panamá y Colón la generación de las nuevas plantas en forma confiable y segura.

La línea de transmisión en 500 kV, de 317 kilómetros de longitud aproximadamente, (en una primera etapa operará en 230 kV) le permitirá el transporte de 1,280 MVA, bajo condiciones normales de operación y 1,856 MVA en condiciones de emergencia.

Esta nueva línea de transmisión responde además, a la creciente integración de los mercados regionales de energía a través del SIEPAC (Sistema de Interconexión Eléctrica Centroamericana) y a la reducción de la vulnerabilidad de las líneas de transmisión existentes en el corredor del Pacífico.

El Departamento de Servicios de Asesoría de la International Finance Corporation (IFC) World Bank Group, ha contratado los servicios de la consultoría PEPSA TECSULT para el desarrollo de la Ingeniería Básica de la **Línea de Transmisión 500 KV, S.E. Chiriquí Grande – S.E. Panamá III y Subestaciones Asociadas.**

3. OBJETO DEL ESTUDIO

El objetivo del presente documento es presentar el resumen de la elaboración y resultados de la Ingeniería Básica de la Línea Transmisión 500 KV, S.E. Chiriquí Grande - S.E. Panamá III, y Subestaciones Asociadas (Línea IV) cuyas instalaciones formará parte del Sistema Interconectado Nacional de Panamá.

4. ALCANCE DEL ESTUDIO

El servicio a desarrollar dentro de la Ingeniería Básica cuyos documentos formarán parte del proceso de Licitación por Mejor Valor con Evaluación separada para la selección del operador, incluirán los siguientes aspectos:

- Definición y dimensionamiento de los parámetros básicos del proyecto.
- Características principales del equipamiento
- Aspectos específicos relativos a los sistemas de comunicación, control, medición y protección.
- Obras, trabajos e instalaciones principales
- Estrategia para el desarrollo técnico del proyecto
- Especificaciones para el desarrollo de la ingeniería de detalle
- Documentación técnica y hojas de cálculo de sustento de los principales aspectos del proyecto.

5. CARÁCTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO

5.1 Ubicación geográfica

Las Subestaciones de Chiriquí Grande y la Ampliación de la Panamá III, se ubicarán en las provincias de Bocas del Toro y Panamá respectivamente, mientras la Línea de Transmisión 500 kV entre la S.E. Chiriquí Grande y la S.E. Panamá III tendrá una trayectoria a todo lo largo de la costa atlántica de la República de Panamá, cuya altitud fluctúa entre 2 y 474 m.s.n.m....

Fig. N° 1: Ámbito del Proyecto



5.2 Altitud

El área de proyecto se desarrollará a una altitud que fluctúa entre 2 y 474 metros sobre el nivel del mar.

Clima

Las características climáticas principales se muestran en las siguientes figuras:

Fig.N°2. Tipos de Clima, según A. McKay: año 2000

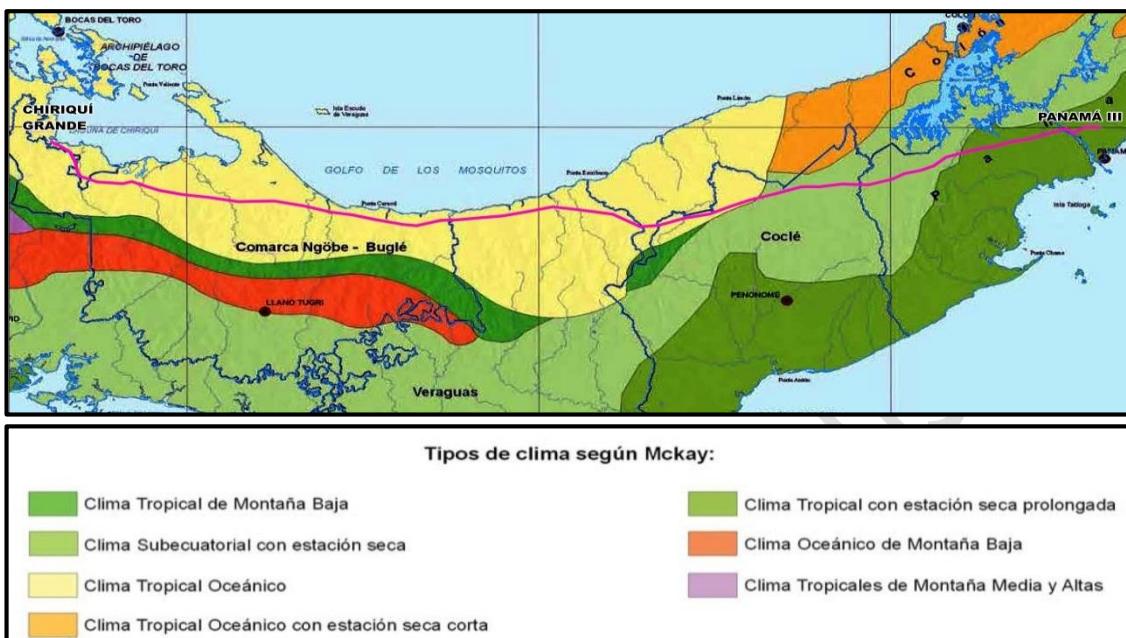
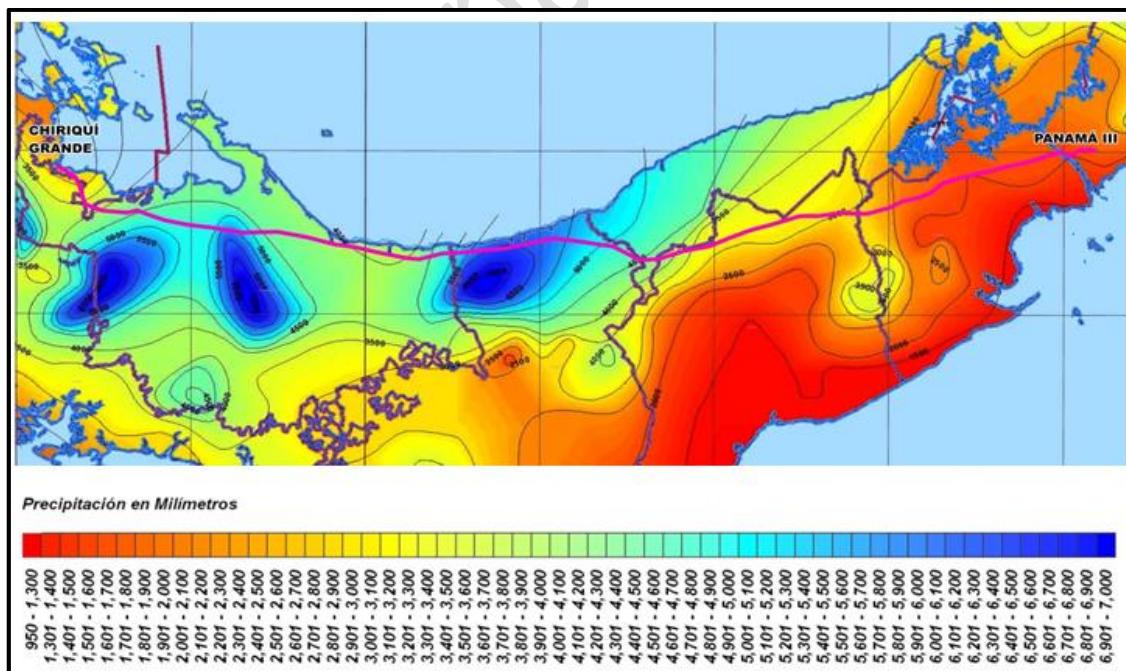


Fig.N°3. Mapa de Isoyetas -Precipitación promedio Anual



Fuente: ETESA, 2007. Gerencia de Hidrometeorología. Rep.Panamá

Fecha: Mayo 2018

Fig.N°4. Mapa de Isotermas Promedio Anual

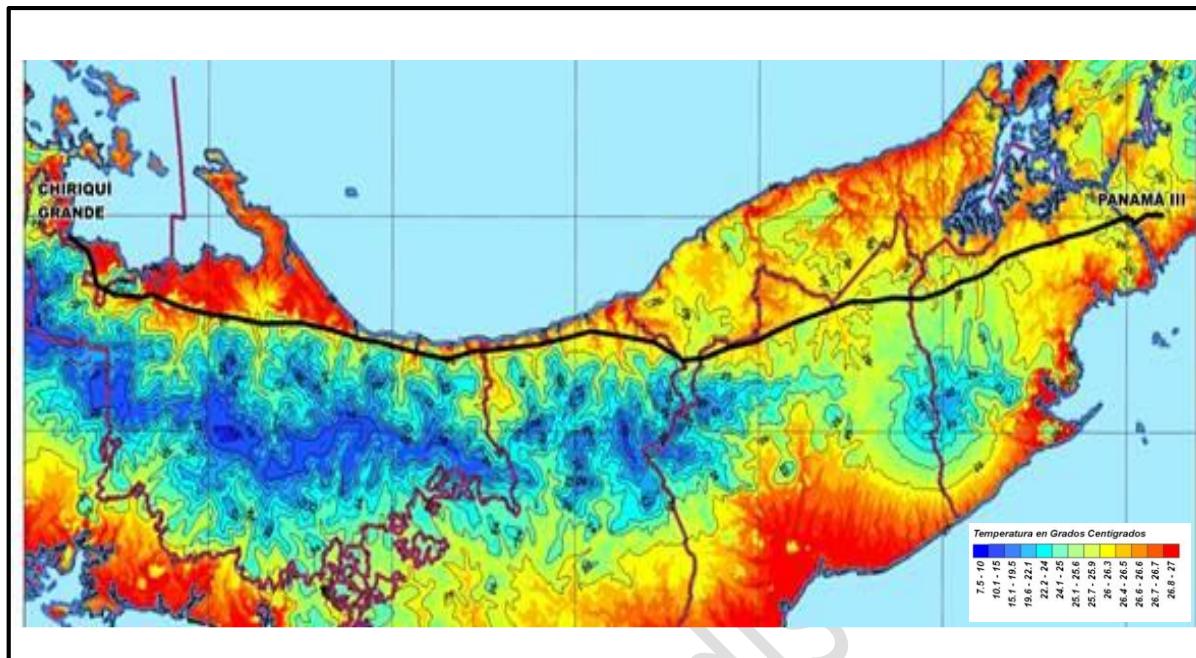


Fig. N°5. Mapa de Cuencas Hidrográficas

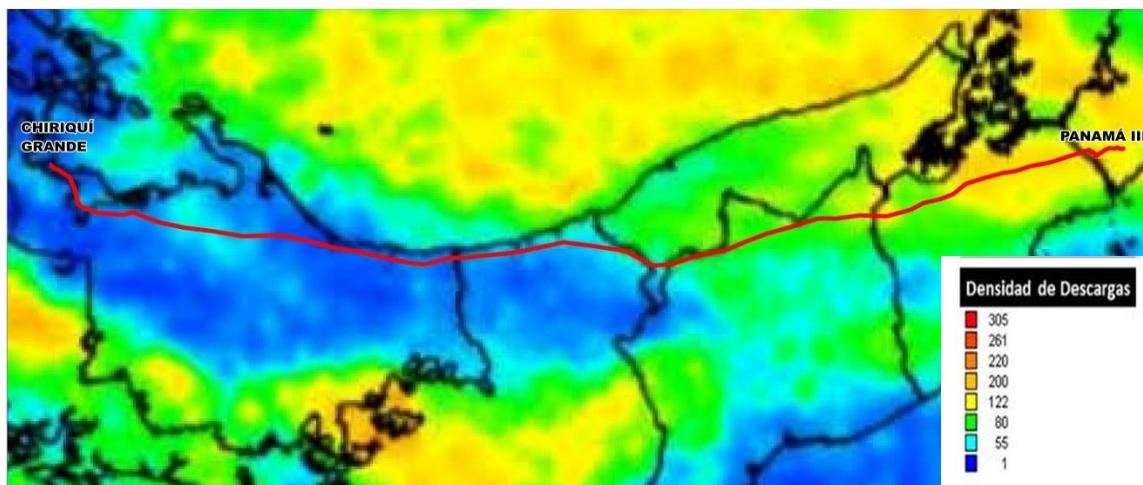


Panamá cuenta con 52 cuencas hidrográficas, de las cuales 34 desembocan en la vertiente del Pacífico y el resto en la vertiente del Atlántico (18). La Línea de transmisión, en su recorrido preliminar, atraviesa por 10 cuencas hidrográfica.

Descargas Eléctricas

El recorrido preliminar de la línea de transmisión atraviesa zonas con rango entre 1 a 122 descargas anuales/km² de acuerdo al mapa de Densidad de las descargas eléctricas Promedio anual 2008-2010 (ETESA) que se muestra a continuación:

Fig. N°6. Densidad por Km2 de Descargas Eléctricas. Promedio Anual 2008-2010



6. LEVANTAMIENTO TOPOGRAFICO - LIDAR

6.1 Introducción

El levantamiento topográfico del trazo de la ruta de la Línea de Transmisión 500 KV S.E. Chiriquí Grande – S.E. Panamá III, se realizó mediante el sistema LIDAR, utilizando una avioneta, que efectuó el vuelo sobre el trazo de la ruta preliminar de la línea de transmisión con una longitud de 317 kilómetros y un barrido de 1.0 Km. de ancho

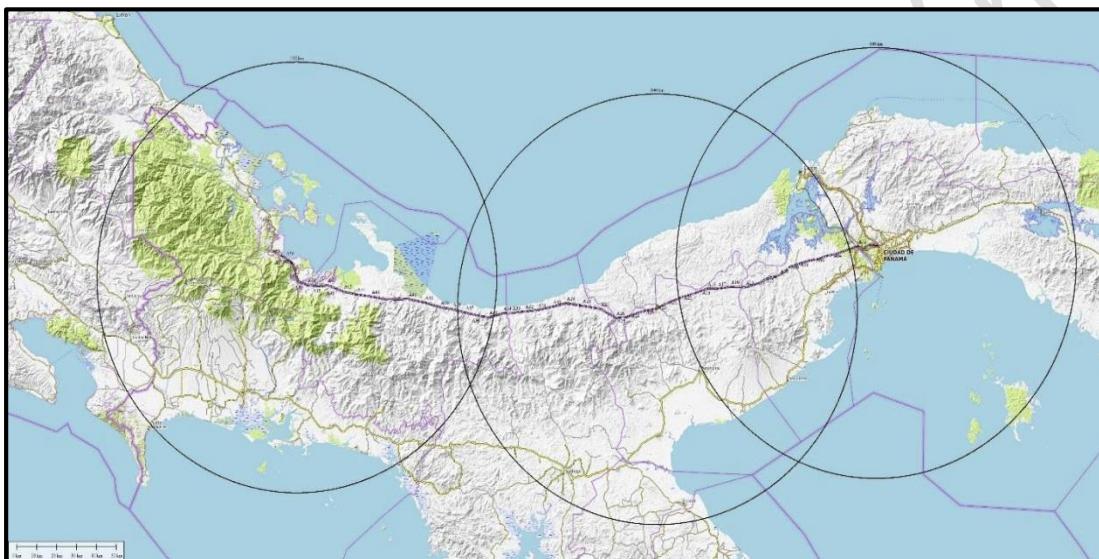
Una vez generada la nube de puntos mediante el vuelo sobre el trazo de la ruta preliminar de la línea, se procedió a su procesamiento, que permite generar productos finales de gran calidad y precisión, entre estos: curvas de nivel a detalle, modelos de superficie, modelos de terreno, nube de puntos clasificadas (datos 3D), separación de la vegetación, u otros objetos específicos sobre el terreno.

El levantamiento topográfico se inicia en la S.E. Chiriquí Grande, ubicada en Miramar hasta la S.E. Panamá III, en Ancón. Un alineamiento de 317 km de longitud por 1.0 km de ancho, de barrido.

6.2 Controles de Tierra

Se planificó controlar los vuelos con 3 estaciones de tierra localizadas y distribuidos a lo largo del trazo de ruta de la línea.

Fig. N° 7: Puntos de Control Trazo de la ruta de la LT 500 KV

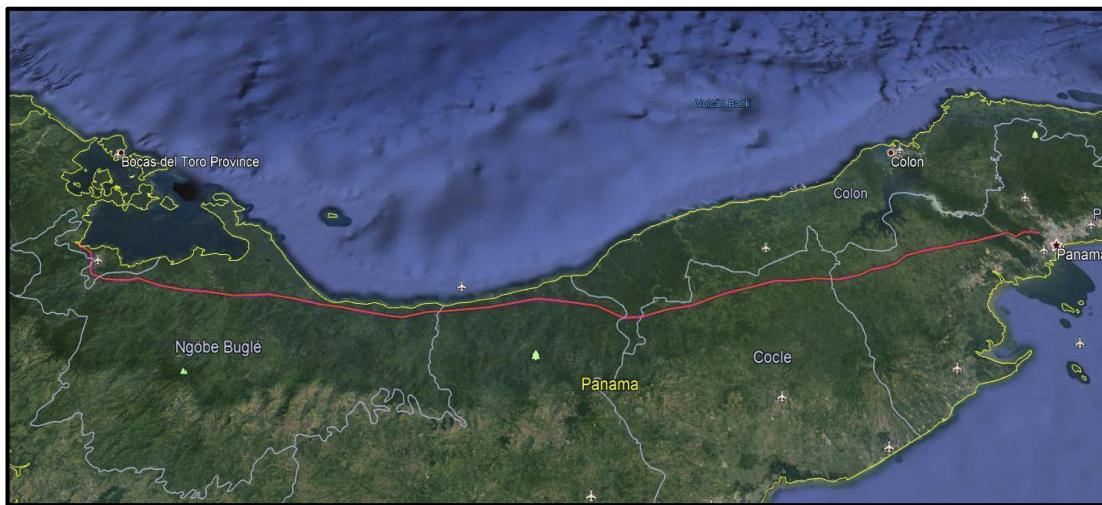


6.2.1 Instalación de Puntos de Control

Se instaló los siguientes tres puntos de control en campo, por ser los más convenientes.

- Rambala
- Coclesito
- Aeropuerto Albrook

Fig. N° 8: Trazo de la ruta de la LT 500 KV



6.2.2 Cobertura del vuelo LIDAR

Luego de realizado el vuelo, se procedió al procesamiento de datos en gabinete.

Fig. N° 9: Área de Bocas del Toro

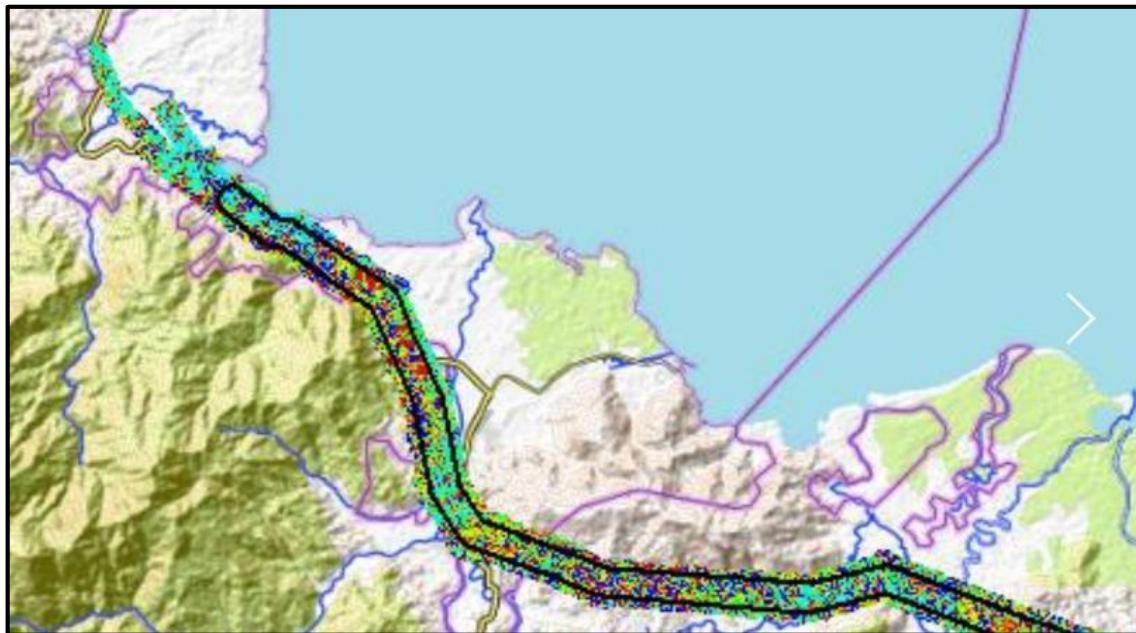


Fig. N° 10: Área de Veraguas



Fig. N°11: Área de Coclé

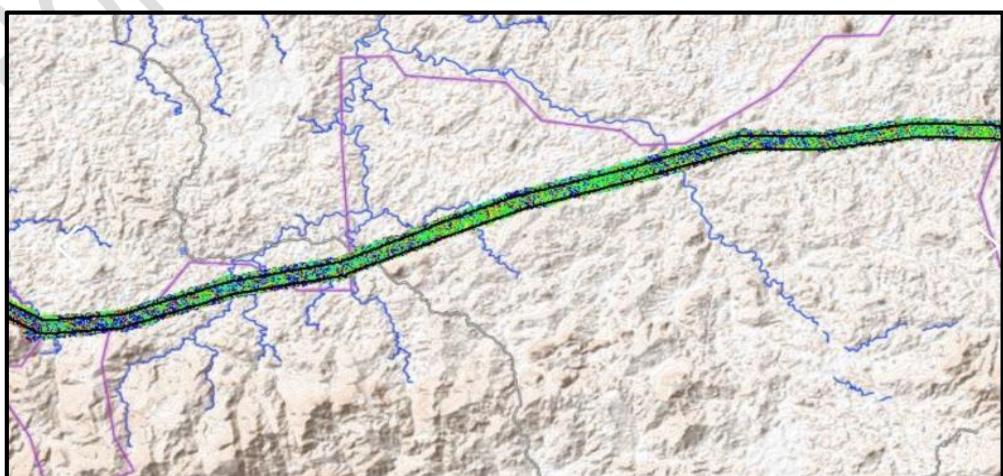
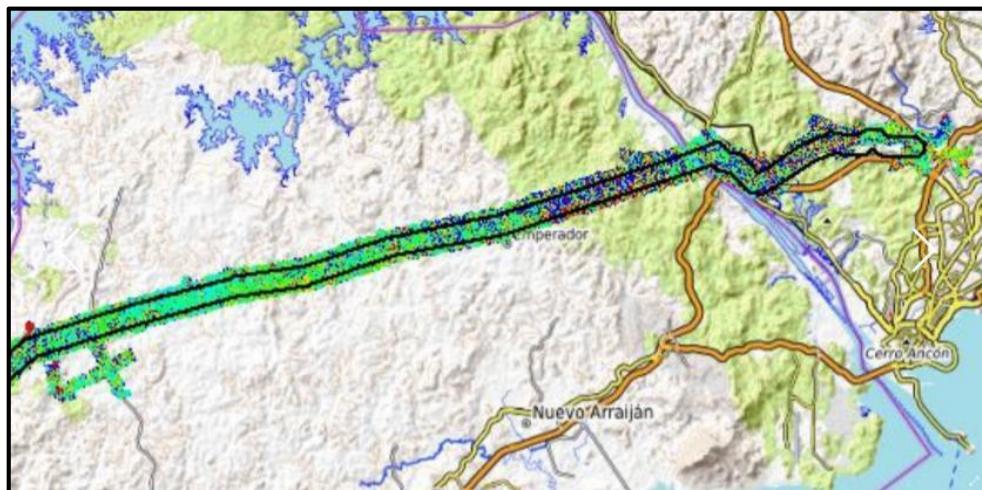


Fig. N°12: Área de Panamá



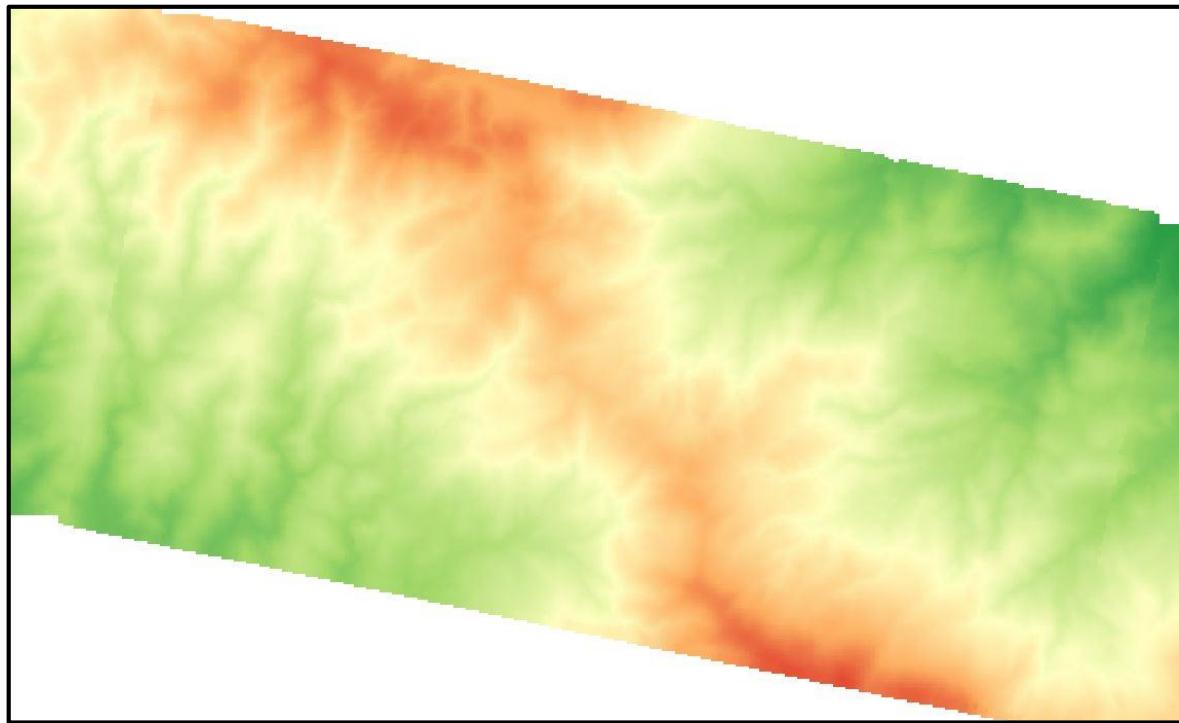
6.3 Procesamiento de Datos LIDAR: DEM - DSM

El procesamiento de los datos combina la precisión de las trayectorias de la aeronave desarrolladas por las soluciones diferenciales del GPS, la corrección de la clasificación del láser y la disposición de la aeronave (giro, declive y cabeceo). La integración de estos datos genera la posición precisa tanto en la horizontal (X, Y) como en la elevación (Z) y los valores de intensidad de cada punto del terreno.

Cada uno de los valores puede ser identificado según su clasificación automática. Una vez clasificados, los datos son seleccionados, removiendo capas y creando modelos digitales de elevación (DEM, Digital Elevation Model) de los puntos del “suelo desnudo”. La información final del procesamiento genera una serie de datos bastante extensa, mucho mejor que los DEM que se pueden generar con la fotogrametría convencional o analógica. Los datos en sus coordenadas X, Y, Z forman la base de datos del DEM.

A continuación se muestra la vista cruda de un modelo digital de elevación.

Fig. N° 13: DEM (Modelo de Elevación Digital)



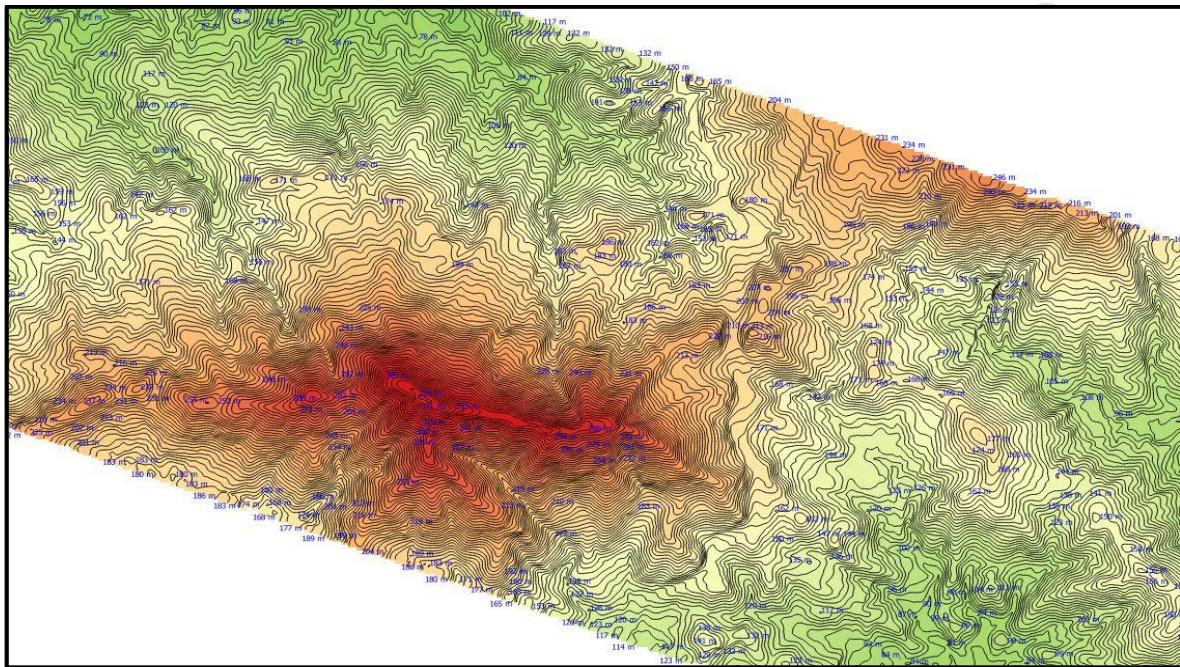
Los retornos de los rayos láser del LIDAR procesados luego de remover los datos de vegetación y cualquier otro objeto sobre la superficie se generará el Modelo Digital del Suelos Desnudo (DSM).

A continuación se presentan los gráficos de las curvas de nivel, que fueron procesadas, para ello se ha utilizado algoritmos internos para suavizar las curvas de nivel. Estos algoritmos proporcionan curvas más suaves de lo que normalmente se deriva de puntos LIDAR, pero mantienen las características del terreno significativo y “disposición de la tierra” adecuado.

Fecha: Mayo 2018

En el Gráfico siguiente, se muestra la vista procesada.

Fig. N° 14: Muestra de DSM- Curvas de Nivel



6.4 Etapa de Procesamiento de Datos en Gabinete

Concluida la descarga de datos obtenidos de los vuelos, se inicia el post procesamiento de los datos, que consiste en realizar las correcciones y afinamiento de los datos obtenidos en campo, tal como se ha mostrado en el numeral Nº 6.3.

Como primer producto se obtiene la nube de puntos con la clasificación preliminar que arroja el software. Los datos están en metros, en el sistema de coordenadas WGS 84 UTM Zone 17N, y un archivo de tipo double con los datos de precisión, x,y,z,i.

Fig. N° 15: DSM de los primeros retornos del LIDAR

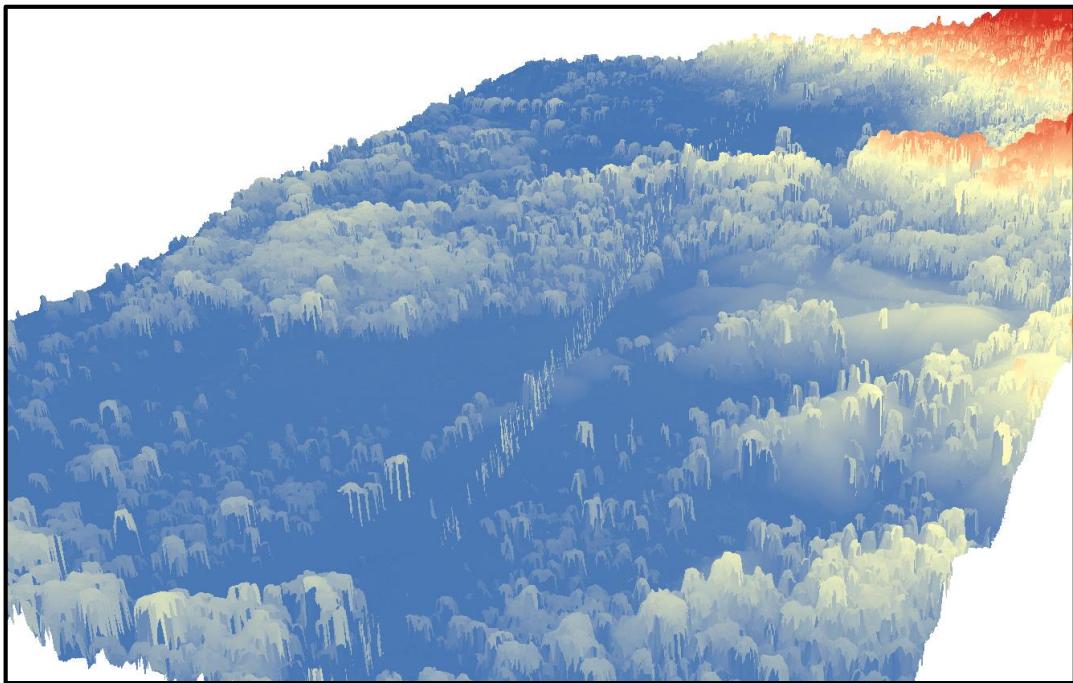


Fig. N° 16: Imagen de intensidad LIDAR

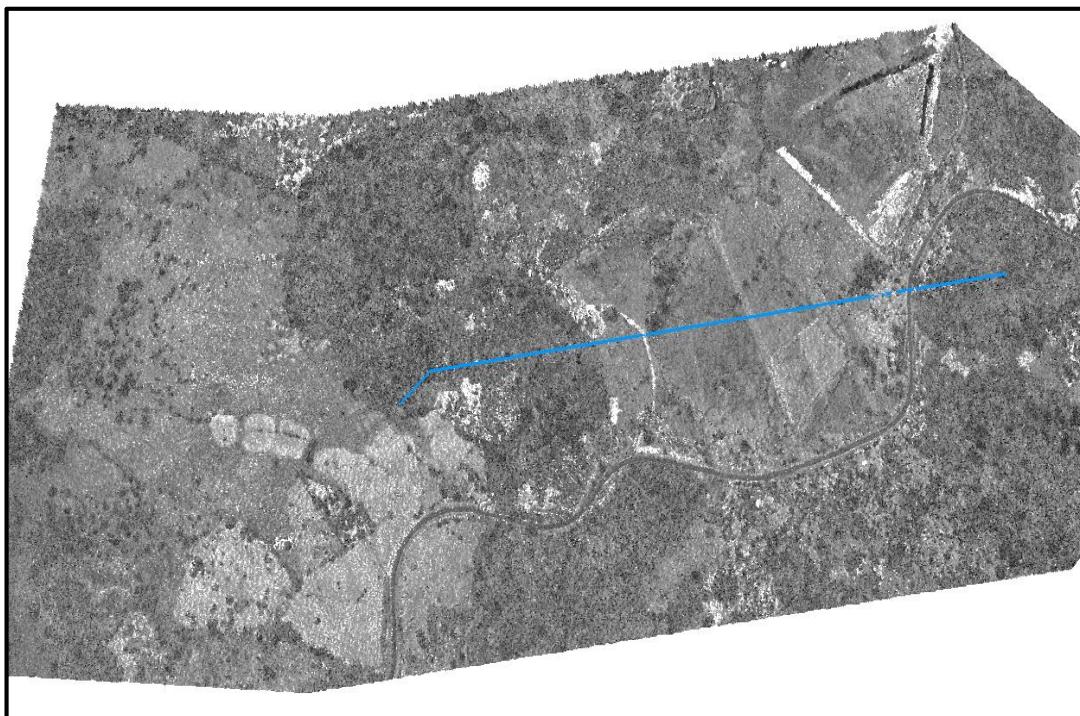
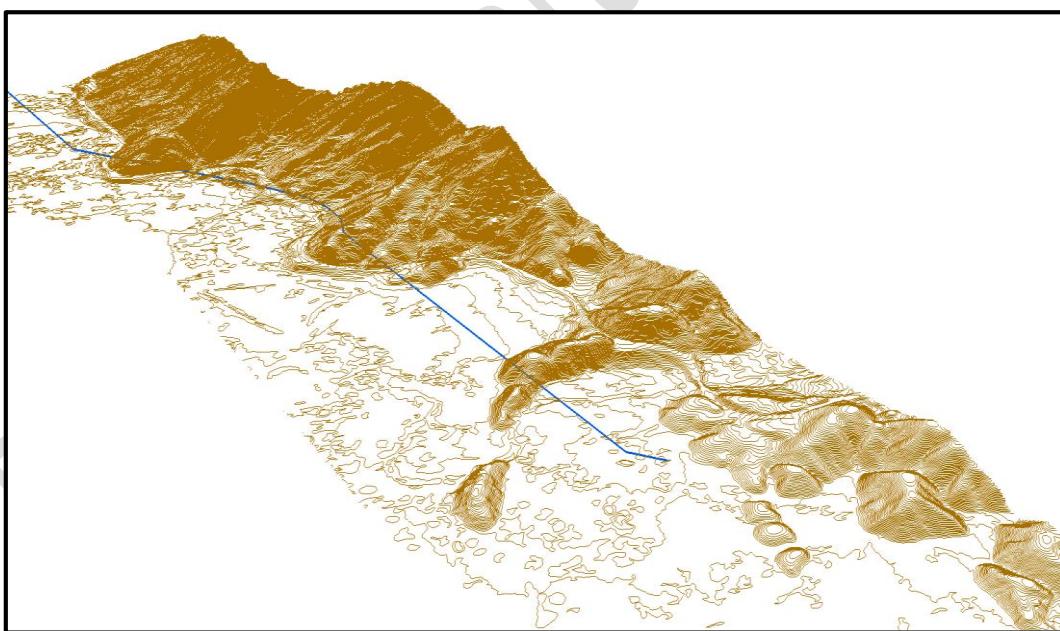


Fig. N° 17: Curvas de nivel a cada metro



Para un manejo organizado de la Base de Datos y de la topografía que se obtiene en el post procesamiento, teniendo en consideración el peso de los archivos digitales, se ha visto conveniente distribuir en 159 partes el área (500 m a cada lado del eje de la línea) que

comprende el trazo de ruta preliminar de la línea de transmisión.

Borrador para discusión

7. DESCRIPCION DEL PROYECTO

7.1 Línea de Transmisión 500 kV S-E. Chiriquí Grande –S.E. Panamá III

7.1.1 Introducción

La Línea de Transmisión 500 kV S.E.Chiriquí Grande – S.E. Panamá III, también denominada Línea IV, será la primera línea de transmisión en 500 kV, que se construye en la República de Panamá y que enlazará la zona oeste con la zona central del país, como parte del Sistema Interconectado Nacional y permitirá conectar a las centrales de generación con los principales centros de consumo de Panamá y Colón.

7.1.2 Características Técnicas Generales de Referencia

- Capacidad : 1280 MVA, Condición Normal
1856 MVA, Condición de emergencia
- Longitud : 317 Km
- Estructuras de soporte : 909 Torres metálicas tipo celosía
- Número de circuitos : 02
- Configuración : Vertical
- Conductor : ACAR 750MCM
- Número de conductores por fase : 04
- Cable de guarda : 1 OPGW, 134.5 mm², 24 fibras
- Cable de guarda : Acero alumoweld 7 No. 8 AWG
- Aisladores : Vidrio

La línea de transmisión atraviesa una zona con rango de 1 a 122 descargas anuales / Km², (densidad de las descargas eléctrica promedio anual 2008-2010), de acuerdo a la información alcanzada por la Gerencia de Hidrometeorología de ETESA.

El proyecto de la Línea IV Transmisión en 500 kV contempla la implementación de las siguientes instalaciones:

Fecha: Mayo 2018

Etapa I:

- La línea de transmisión S.E. Chiriquí Grande – S.E. Panamá III, doble circuito, 317 kilómetros de longitud, diseñada para 500 kV, operará inicialmente en 230 kV.
- S.E. Chiriquí Grande 230 kV.
- Ampliación de la S.E. Panamá III en 230kV.

Etapa II:

- La línea de transmisión Chiriquí Grande – Panamá III, doble circuito, operará a su tensión nominal de 500 kV.
- Ampliación S.E. Chiriquí Grande en 500 kV.
- Ampliación S.E. Panamá III en 500 kV.

La Etapa I en 230 kV tiene una operación estimada de 2 años, mientras que la Etapa II 500 kV es de operación permanente. En el presente documento las referencias a la línea de transmisión en general están asociadas a la Etapa II 500 kV, cuando están asociadas a la Etapa I 230 kV se indican de forma específica.

7.1.3 Trazo preliminar de la Ruta de la Línea de Transmisión 500 kV

El trazo preliminar de la ruta de la línea consta de 317 kilómetros de longitud.

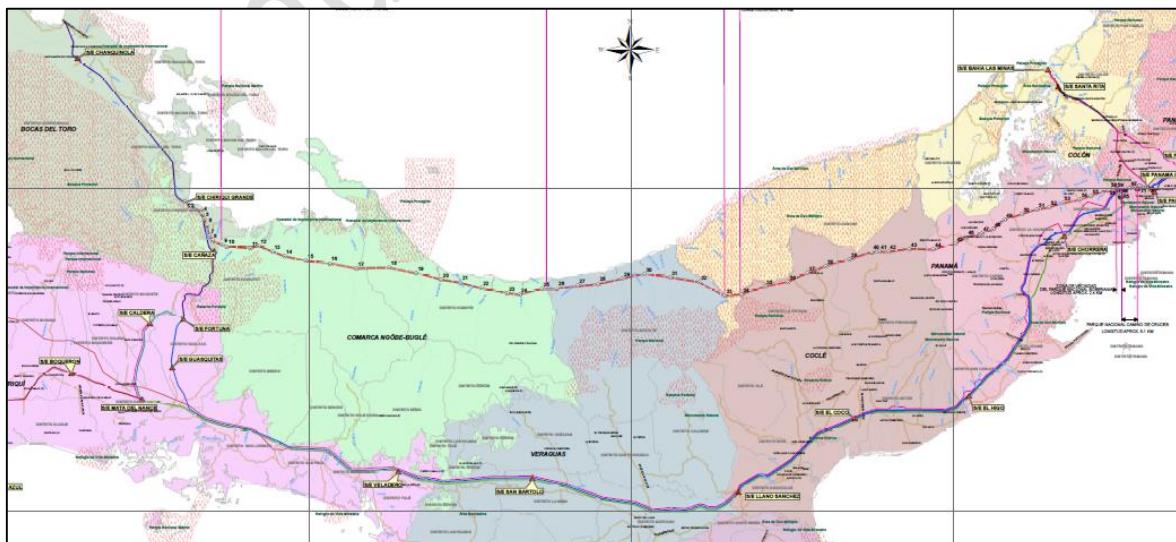


Fig. N°18 Ubicación de la Línea 500 kV y SSEE Chiriquí Grande y Panamá III

El trazo se inicia en el pórtico de línea de la S.E. Chiriquí Grande proyectada y se desplaza inicialmente en forma más o menos paralela a la línea de transmisión 230 kV Changuinola –Guasquitas de la cual se aleja para ingresar a la Comarca Ngobe Bugle, y continua dentro de una zona de selva tropical densa intercalada con áreas deforestadas y prácticamente sin vías de comunicación vehicular. Este trazado puede sufrir algunas variantes, dado que se está en proceso de confirmación con las autoridades comarcales.

A la altura del norte de Coclé y Donoso, cruza la línea de transmisión 230 kV Minera Punta Rincón – Llano Sánchez así como la carretera que va hacia Punta Rincón.

La línea de transmisión, cruzará el canal interoceánico en un punto coordinado y aprobado por la Autoridad del Canal de Panamá (ACP).

Luego de cruzar el Canal de Panamá, el trazo continúa casi paralelo a las líneas de transmisión 230 Kv. (Línea I, Línea II y Línea III del Sistema Interconectado Nacional), hasta el terreno previsto para la SE Panamá III, donde se ubican los pórticos de línea 500 kV de llegada proyectados.

Considerando la longitud de la línea de transmisión se aplicarán 2 ciclos completos de rotación de fases con puntos de transposición a 1/12, 3/12, 5/12, 7/12, 9/12, y 11/12 de la longitud de la línea.

7.1.4 Materiales de la Línea de Transmisión

Las estructuras serán del tipo autosoportadas de celosía, formadas por perfiles angulares de acero galvanizadas, ensambladas con pernos y tuercas. Las torres, según su función, ángulo de línea, retenciones y vanos característicos, se clasifican en 10 tipos diferentes de configuración mostradas en el cuadro Nº 5.

El 99.6% de las estructuras tienen alturas comprendidas entre 44 m y 61 m. La altura se ha limitado hasta 61m (200 pies), ya que requieren menos gestiones de permisos y señalizaciones por parte de las autoridades de tráfico aéreo, además, que generan menor impacto ambiental que las estructuras de mayor altura. Las últimas estructuras del cuadro (2SX) corresponden a las más altas, se han reservado para casos extremos donde no sea

posible utilizar las torres normales con las alturas indicadas.

Cuadro N° 5: Estructuras – Tipos

Tipo	Aplicación	Vano Viento, m	Vano Gravante, m	Deflexión Max., °sexag	Cadenas de Aisladores
Altura inferior a 61m (200 pies)					
2S1	Suspensión ligera	380	440	1°	6 susp.
2S2	Suspensión normal	500	600	2°	6 susp.
2S3	Suspensión reforzada	560	1120	3°	6 susp.
2A1	Anclaje ligero	400	460 (-240)	5°	12 ancl.
2A2	Anclaje normal	670	740 (-560)	10°	12 ancl.
2A3	Anclaje Angular	450	1400 (-900)	40°	12 ancl. + 3 susp
2A4	Anclaje Angular / Terminal	450	830 (-800)	70°	12 ancl. + 6 susp
Altura superior a 61m (200 pies)					
2SH	Susp.alta	800	1150	2°	6 susp.
2AH	Anclaje alto	770	850 (-160)	2°	12 ancl.
Extra Altura (cruce del Canal)					
2SX	Suspensión especial	1200	2300	2°	6 susp doble

La línea de transmisión tendrá 4 haz de conductores ACAR 750 MCM por cada fase, asimismo, estará provista de 1 cable de guarda de alumoweld 7 No.7 AWG y 1 cable de fibra óptica de 134.5 mm², 24 fibras, ambos para protección contra las descargas atmosféricas y el último para las telecomunicaciones. Los aisladores serán de vidrio, tipo disco y formarán cadenas con una longitud total del orden de 5 metros.

Las puestas a tierra estarán conformadas por varillas metálicas y cables de acero enterrados conectados a las torres.

Se ha considerado hasta siete tipos diferentes de cimentaciones, de acuerdo a las características de los suelos y de los distintos tipos de torres.

7.1.5 Ampacidad

El procedimiento está basado en el IEEE Standard 738 para el cálculo de la relación corriente – Temperatura de los conductores desnudos, con los valores obtenidos, se elabora el cuadro N° 6, que asocia la potencia transmitida con la temperatura en el conductor.

Cuadro 6: Valores de Temperatura y Corriente del Conductor ACAR 750 MCM

Corriente /conductor	A	100	200	300	370	500	600	700
Temperatura	° C	53.2	49.9	57.6	60.1	66.1	72.5	75.0
Potencia	MVA	346.4	692.8	1039.2	1280.0	1732.0	2078.4	2424.8

Se puede apreciar que el conductor ACAR 750 MCM para transmitir la potencia de 1280 MVA alcanza la temperatura de 60 °C inferior al límite térmico de 75°C. Es decir, la capacidad térmica del conductor es adecuada

7.1.6 Gradiente de Tensión Superficial

Los gradientes de tensión superficial excesivos producen el efecto corona y radio interferencia, no existen límites de gradientes establecidos por normas para las líneas, por lo que, se aplicó el criterio de no sobrepasar el valor equivalente al nivel del mar de 18kV/cm y no tener efecto corona con tiempo bueno aplicando la fórmula de PEEK

Los gradientes máximos de tensión, equivalentes a nivel del mar de 04 conductores/fase separados 457 mm del conductor ACAR 750 MCM es de 17.41 kV/cm.

7.1.7 Pérdidas Joule

Para efectos de diseño de la línea de transmisión 500 kV, se considera un límite máximo del 5% de pérdidas de potencia por efecto Joule, la línea IV presenta el 4% de pérdida de potencia, valor inferior al límite establecido.

7.1.8 Implementación del Proyecto

Las obras se realizarán dividiendo la línea en tramos, las cuales se inician con el replanteo topográfico para ubicar en campo las estructuras, la construcción de los campamentos y caminos de acceso para transporte de personal, equipos y materiales. Los accesos para la construcción y mantenimiento serán de tipo vehicular y tipo peatonal, las zonas con mayor dificultad de acceso podrán requerir el uso de helicópteros.

Asimismo, se realizan las cimentaciones sobre las cuales las estructuras serán levantadas y conectadas a la puesta a tierra. Una vez completadas, se instalan los aisladores, mediante el uso de winches se realizará el tendido de conductores y cables de guarda, luego se flechan para alcanzar las alturas de seguridad establecidas.

Las pruebas finales de conexión permiten verificar la continuidad eléctrica y aislamientos necesarios antes de iniciar las pruebas de puesta en servicio.

7.1.9 Servidumbre

Considerando el voltaje nominal de la línea proyectada y los tipos de estructuras requeridos se adoptará un ancho total de faja de servidumbre de 70 m, 35 m a cada lado del eje de la línea de transmisión. Este valor es similar al utilizado en otros países.

7.2 Subestaciones 500/230 KV

7.2.1 Esquema Eléctrico de las Subestaciones

Las subestaciones contarán con un esquema de interruptor y medio para los niveles de 500kV y de 230 kV.

Cuando se ejecute el presente proyecto, ya estará construido y operando el Patio de Equipos en 230 kV de la S.E. Panamá III, implementado por otros como una subestación GIS al interior. Como parte del presente proyecto se implementará el nuevo patio de 500 kV, los bancos de transformación 500/230 kV y la conexión al patio de existente de 230 kV. El patio de 500 kV será implementado como una subestación GIS al exterior, mientras que para recibir la conexión en 230 kV, se realizará la ampliación de la GIS existente del patio de 230 kV con el mismo tipo de tecnología utilizada en ese patio.

En el caso de la SE Chiriquí Grande, los patios de 500 kV y 230 kV también, serán implementadas como una subestación GIS al exterior, para una mayor flexibilidad de las instalaciones, menor movimiento de tierras y por estandarización de equipos con la S.E. Panamá III.

7.2.2 S.E. Chiriquí Grande 500/230 kV

El Patio de Equipos de 500 kV en configuración de interruptor y medio contará con:

- 3 Diámetros completos tipo GIS para 2 salidas de Línea de Transmisión 500 kV a Panamá III, 1 salida para Reactor de Barra 500 kV y 3 salidas para Bancos de Transformación 500/230 kV.
- 3 Bancos de Autotransformadores 500/230 kV con una potencia por banco de 510 MVA
- 2 Bahías de Seccionamiento e Interrupción 500 kV (AIS) para los Reactores de línea 500 kV
- 2 Bancos de Reactores de línea de 500 kV con una potencia de 125 MVAR cada uno.
- 1 Banco de Reactores de barras de 500 kV con una potencia de 100 MVAR
- Sistemas de control, protección y comunicaciones, así como la infraestructura civil asociada a las instalaciones.

El Patio de Equipos de 230 kV en configuración de interruptor y medio contará con:

- 4 Diámetros completos y 3 Diámetros con 2/3 de instalación (GIS) para 8 salidas de LT 230 kV y 3 salidas para Bancos de transformación.
- Sistemas de control, protección y comunicaciones, así como la infraestructura civil asociada a las instalaciones.

7.2.3 S.E. Panamá III 500/230 kV

El Patio de Equipos de 500 kV en configuración de interruptor y medio contará con:

- 2 Diámetros completos GIS para 2 salidas de Línea de Transmisión 500 kV a Chiriquí Grande, 1 salida para Reactor de Barra 500 kV, 1 salidas para un Bancos de Transformación 500/230 kV.
- 2 Diámetros con 2/3 de instalación GIS para 2 salidas de los Bancos de Transformación 500/230 kV.
- 3 Bancos de Autotransformadores 500/230 kV con una potencia por banco de 510 MVA.
- 2 Bahías de seccionamiento e interrupción 500 kV (AIS) para los Reactores de Línea 500 kV
- 2 Bancos de Reactores de línea de 500 kV con una potencia de 125 MVAR cada uno.
- 1 Banco de Reactores de Barras de 500 kV con una potencia de 100 MVAR.
- Sistemas de control, protección y comunicaciones, así como la infraestructura civil asociada a las instalaciones.

La ampliación del Patio de Equipos de 230 kV existente en configuración de interruptor y medio contará con:

- 3 Diámetros con 2/3 de instalación, GIS al interior similar a los existentes, para 3 salidas de conexión de los Bancos de transformación.

Sistemas de control, protección y comunicaciones, así como la infraestructura civil asociada a las instalaciones

7.2.4 Sistemas de Protección y Medición

Los sistemas de protección consideran unidades de protección principal y secundaria

independientes, que permita la correcta operación del sistema de protección ante la ocurrencia de fallas en el sistema eléctrico, los equipos de protección serán del tipo multifunción y de última generación.

7.2.5 Equipos Registradores de Falla (Oscilopertubografos)

En las instalaciones de 500 kV, se implementará en cada una de las celdas de línea de transmisión 500, banco de transformación y de reactores, un equipo registrador de fallas (oscilopertubografo) independiente con las características y prestaciones apropiadas para estos casos. Para el caso de las instalaciones en 230 kV los equipos registradores de fallas podrán estar integrados dentro de las protecciones eléctricas de cada bahía.

7.2.6 Equipos de Medición de Energía

Las instalaciones de 500 kV y 230 kV, en cada celda de línea de transmisión y banco de transformación, se instalará un sistema de medición con medidores multifunción para la medición y registro de: tensión, corriente, potencias, energía, máximas demandas y parámetros de calidad de energía; con protocolo y puertos para comunicación local y remota. Serán digitales, multitarifa, de clase de precisión 0,2 o mejor.

7.2.7 Servicios Auxiliares de las Subestaciones

Los servicios auxiliares para las nuevas instalaciones contarán con tres alimentadores, dos de ellas desde el devanado terciario de dos de los bancos de autotransformadores 500/230/34.5 kV. La tercera alimentación con un circuito independiente desde la red de distribución 34.5 kV.

La subestación contará para casos de emergencia, con un grupo electrógeno de emergencia con capacidad suficiente para suplir los servicios auxiliares esenciales.

Para el caso particular de la SE Chiriquí Grande para los servicios auxiliares deberá implementarse una línea de distribución en 34.5 kV, desde la S.E. Cañaza 230/34.5 kV con una distancia aproximada de 5 km.

7.2.8 Sistema de Pórticos y Estructuras Metálicas de Subestaciones

En general las subestaciones contarán con pórticos y estructuras soportes del tipo reticulado, autosoportadas con perfiles angulares de acero galvanizados, ensamblados por pernos, tuercas y arandelas. Para el caso de las ampliaciones de subestaciones las estructuras a emplearse deberán ser similares a las existentes.

7.2.9 Características Técnicas del equipamiento principal

En los siguientes numerales se realiza una descripción de las características técnicas principales propuestas para los equipos que forman parte del proyecto.

7.2.10 Características principales del equipamiento GIS

Los equipamientos GIS serán del tipo encapsulados en gas SF₆, para instalación al exterior, excepto los equipos de la ampliación de patio 230 kV de la SE Panamá III que serán del tipo interior y similares a los existentes, con cada fase en tubos independientes y para trabajar en un sistema eléctrico con neutro sólidamente aterrado.

Las principales características mínimas son las siguientes las mismas que se complementan con los diagramas unifilares correspondientes.

Cuadro N° 7 : Características principales del equipamiento GIS

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR	
		500 kV	230 kV
a. Características eléctricas			
– Medio de extinción	-	SF ₆	
– Máxima tensión de operación	kV	550	245
– Frecuencia	Hz	60	60
– Tensión asignada de soportabilidad al impulso tipo rayo (Up).	kV	1 550 / 1 550 (+315)	1 050 / 1 050(+245)
– Tensión asignada de soportabilidad de maniobra (Us).	kV	1175/1760/ 900 (+450)	850
– Tensión asignada de soportabilidad a frecuencia industrial (Ud).	kV	710 / 925	460 / 595
– Rata de fuga del SF ₆	%	≤0,1	≤0,1
– Tipo de instalación	-	Exterior	Exterior/Interior
– Corriente nominal sistema de barras	A	2 500	3 000

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR	
		500 kV	230 kV
– Corriente de cortocircuito asignada	kA	31.5	31.5
b. Interruptor			
– Medio de extinción.	-	SF_6	
– Máxima tensión de operación.	kV	550	245
– Corriente asignada en servicio continuo.	A	2 500	2 000
– Corriente de cortocircuito.	kA	31.5	31.5
– Duración del cortocircuito asignada.	s	3	3
– Tiempo total de apertura.	ms	≤ 50	≤ 50
– Secuencia de operación.			
▪ Interruptor de línea		O-0,3 s-CO-3min-CO	O-0,3 s-CO-3min-CO
▪ Interruptor transformador		CO-15s-CO	CO-15s-CO
– Mando.	-	Unipolar	Unipolar
▪ Interruptor de línea		Con resistencia de pre inserción o equivalente	
▪ Interruptor de Transformadores y Reactores		Con Mando sincronizado	Con Mando sincronizado
c. Seccionador			
– Tipo de accionamiento	-	Tripolar	Tripolar
– Corriente asignada en servicio continuo.	A	2500	2000
– Poder de corte asignado en cortocircuito.	kA	31.5	31.5
– Tiempo de operación	s	2	2
d. Transformador de corriente			
– Corriente asignada en servicio continuo.	A	2000-1000	2000-1000
– Corriente secundaria asignada.	A	1	1
– Corriente de cortocircuito térmica.	kA	31.5	31.5
– Características núcleos de medida.		Tipo TC 1 – 2 - 3	Tipo TC 1 – 2 - 3
▪ Cantidad.		1 – 0 - 1	1 – 0 - 1
▪ Clase de precisión.		0,2 S	0,2 S
▪ Carga de precisión.	VA	15	15
▪ Factor de seguridad.		≤ 10	≤ 10
– Características de núcleos de protección.		Tipo TC 1 – 2 - 3	Tipo TC 1 – 2 - 3
▪ Cantidad.		1 – 2 - 3	1 – 2 - 3
▪ Carga de precisión.	VA	15	15
▪ Clase de precisión.		5P	5P

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR	
		500 kV	230 kV
▪ Factor límite de precisión.		30	30
e. Transformador de potencial			
– Número de devanados secundarios.		2	2
– Tensión primaria para el sistema.	kV	500 / $\sqrt{3}$	230 / $\sqrt{3}$
– Tensión secundaria para el sistema.	V	110 / $\sqrt{3}$	110 / $\sqrt{3}$
– Clase de precisión entre el 25 % y el 100 % de la carga de precisión.			
▪ Entre el 5 % y el 80 % de la tensión asignada.		3P	3P
▪ Entre el 80 % y el 120 % de la tensión asignada.		0,2	0,2
▪ Entre el 120 % y el 150 % de la tensión asignada.		3P	3P
– Carga de precisión.			
▪ Devanado 1.	VA	15	15
▪ Devanado 2.	VA	15	15
f. Bujes			
– Tensión asignada.	kV	550	245
– Corriente nominal.	A	2 500	2 000
– Tensión asignada de soportabilidad al impulso tipo rayo (Up).	kV	1 550	1 050
– Tensión asignada de soportabilidad de maniobra (Us).	kV	1 175	850
– Tensión asignada de soportabilidad a frecuencia industrial (Ud).	kV	N.A.	460

7.2.11 Características de los Transformadores de Tensión (AIS)

Los transformadores de tensión serán del tipo capacitivo, inmersos en aceite. Las características principales se indican a continuación:

Cuadro N° 8 : Características de los Transformadores de Tensión (AIS)

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR	
		500 kV	230 kV
a. Número de devanados secundarios.		2	2
b. Tensión primaria para el sistema.	kV	500/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3}$
c. Tensión secundaria para el sistema.	V	110/ $\sqrt{3}$	110/ $\sqrt{3}$

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR	
		500 kV	230 kV
d. Clase de precisión entre el 25 % y el 100 % de la carga de precisión.			
– Entre el 5 % y el 80 % de la tensión asignada.		3P	3P
– Entre el 80 % y el 120 % de la tensión asignada.		0,2	0,2
– Entre el 120 % y el 150 % de la tensión asignada.		3P	3P
e. Carga de precisión.			
– Devanado 1.	VA	15	15
– Devanado 2.	VA	15	15

7.2.12 Características de los descargadores de sobretensión (AIS)

Los descargadores de sobretensión serán de ZnO, a instalar con contadores de descarga. Las características principales se indican a continuación:

Cuadro N° 9 : Características de los descargadores de sobretensión (AIS)

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR		
		500 kV	220 kV	34.5 kV
a. Tensión asignada.	kV	444	198	36
b. Tensión continua de operación.	kV	349	165	28,8
c. Corriente de descarga asignada.	kA	20	20	20
d. Corriente asignada del dispositivo de alivio de presión.	kA	65	65	65
e. Clase de descarga de línea.	-	5	4	4

7.2.13 Características de los Autotransformadores de Potencia

Se instalarán 3 Bancos de Autotransformadores en cada subestación compuestos por

unidades monofásicas, disponiendo solo de una unidad de reserva para intercambio en cualquiera de los bancos del proyecto.

Cada unidad monofásica autotransformadora tiene las siguientes características principales:

Cuadro N° 10: Características de los Autotransformadores de Potencia

DESCRIPCIÓN	UNIDAD	VALOR
Tensión asignada		
a) Devanado de alta tensión	kV	500/ $\sqrt{3}$
b) Devanado de baja tensión	kV	230/ $\sqrt{3}$
c) Devanado terciario	kV	34.5
Tipo de refrigeración		ONAN/ONAF
Conexión del autotransformador		YN, a0, d1
Conexión del neutro	kV	Sólido a tierra
Potencia de transformación requerida	MVA	170/170/Comp+2,5 (ONAN) 212.5/212.5/Comp+3.13 (ONAF)
Corriente de cortocircuito	kA	31,5
Tipo de unidad		Monofásica
Cambiador de tomas bajo carga		
a) Localización		Terminal de línea del devanado 2
b) Pasos positivos		10
c) Pasos negativos		10
d) Porcentaje de los pasos	%	1
Sistema Contra Incendios y Anti explosión		Tipo Sergi o similar

7.2.14 Características de los Reactores de Línea y Barras

Se instalarán bancos de reactores compuestos por unidades monofásicas, disponiendo una unidad de reserva por cada banco del proyecto. Los reactores de línea se conectarán a tierra mediante un reactor de neutro.

Las características principales de los reactores serán las siguientes:

Cuadro N° 11: Características de los Reactores de Línea y Barras

DESCRIPCION	UNIDAD	VALOR	
Ubicación		SE Chiriquí Grande SE Panamá III	SE Chiriquí Grande SE Panamá III
Tipo de Banco		Reactor Línea	Reactor de Barras
Tipo de unidad		Monofásica	Monofásica
Potencia nominal	MVA	41.67	33.3
Tensiones nominal línea	kV	500/ $\sqrt{3}$	500/ $\sqrt{3}$
Tensión nominal neutro	KV	115/ $\sqrt{3}$	115/ $\sqrt{3}$
Tipo refrigeración		ONAN	ONAN
Conexión neutro banco		Reactor de neutro	Directo a tierra

Reactor de neutro:			
- Tensión – 10s	kV	123	-
- Tensión continua	kV	24	-
- Impedancia nominal	Ohm	600	-
- Cambiador tomas sin carga		$\pm 4 \times 100$ Ohm	-
- Refrigeración		ONAN	-
Sistema Contra Incendios y Anti explosión		Tipo Sergi o similar	Tipo Sergi o similar

7.2.15 Características de los Interruptores de Potencia AIS (Celda Reactores de Línea)

Los interruptores que se instalarán serán del tipo Tanque Vivo, con extinción del arco en SF6 y accionamiento monopolar, con mando local y remoto. Los interruptores para maniobra de bancos de autotransformadores y reactores, contarán con relés de mando sincronizado. Los equipos tendrán las siguientes características generales:

Cuadro N° 12: Características de los Interruptores de Potencia AIS (Celda Reactores de Línea)

Descripción	Unidad	Valor
Nivel de tensión	kV	500
Tipo	-	Tanque Vivo
Tensión asignada	kV	550
Corriente nominal	A	2500
Corriente cortocircuito simétrico – 1 s	KA	31.5
Secuencia Operación:		CO-15s-CO
Mando		Monopolar con mando sincronizado

7.2.16 Características de los Seccionadores AIS (Celda Reactores de Línea)

Los seccionadores serán tipo doble apertura, motorizados con mando local y remoto y sus características generales son las siguientes.

Cuadro N° 13: Características de los Seccionadores AIS (Celda Reactores de Línea)

DESCRIPCION	UNIDAD	VALOR
Nivel de tensión	KV	500
Tipo	-	AIS
Tensión asignada	KV	550
Corriente nominal	A	2500
Corriente cortocircuito simétrico – 1 s	KA	31.5

7.3 Sistemas de Telecomunicaciones y Control Digital

7.3.1 Sistema de Telecomunicaciones

El Sistema de Telecomunicaciones proporcionará los siguientes servicios:

- Comunicaciones para las coordinaciones de despacho de energía.
- Teleprotección entre las subestaciones del proyecto.
- Comunicación de datos entre las subestaciones y el Centro de Despacho Nacional (CND).
- Comunicación de datos para fines de gestión eléctrica.
- Canal de video vigilancia remoto.

Para ello contará con la infraestructura que se menciona a continuación:

7.3.2 Red de Fibra Óptica

- a) Cable de fibra óptica

El enlace de fibra óptica de la Línea de Transmisión IV estará basado en un cable OPGW (con 24 fibras ópticas incorporadas) instalado en la cima de las estructuras de la línea de transmisión del proyecto, actuando tanto como medio de comunicación como de cable de guarda de dicha línea de transmisión. Esta línea incluirá adicionalmente un segundo cable de guarda del tipo convencional.

A nivel de característica óptica, las fibras del cable OPGW serán del tipo ITU G.655.

b) Topología

La red óptica de ETESA actualmente comprende cuatro (4) anillos sectoriales:

- Anillo 1: Guasquitas-Changuinola-Esperanza-Cañazas-Fortuna
- Anillo 2: Fortuna- Progreso-Boquerón-Mata de Nance
- Anillo 3: Llano Sánchez-San Bartolo-Veladero
- Anillo 4: CND-El Higo-Coco-Llano Sánchez-Chorrera

Nota: El Anillo 3 se interconecta con el Anillo 4 en la S.E. Llano Sánchez.

Al implementarse el enlace óptico entre la S.E. Panamá III y la S.E. Chiriquí Grande se estará conformando un anillo general en la red óptica del sistema eléctrico de Panamá, de tal forma, que la S.E. Panamá III (ampliación) tendrá interconexión con el Anillo sectorial 4 existente de ETESA, así como la S.E. Chiriquí Grande tendrá interconexión con el Anillo sectorial 1 igualmente existente.

c) Equipos Multiplexores

Con fines de facilitar la integración e interfaz con la red existente de ETESA, se propone utilizar en las dos subestaciones del proyecto (Panamá III y Chiriquí Grande) equipos multiplexores de transmisión SDH de fibra óptica similares a los utilizados en la red de ETESA (equipos marca LOOP TELECOM).

7.3.3 Medios de comunicación para coordinación del Despacho

Para cumplir con el Reglamento de Operación vigente para el despacho del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Panamá, la empresa operadora de las subestaciones del proyecto implementará los siguientes medios de comunicación:

- a) Comunicación Abierta: a través de la frecuencia de radio denominada “Frecuencia del Mercado” entre el CND y las nuevas subestaciones de la Transmisora.
- b) Comunicación Directa: a través de un sistema de telefonía dedicada denominado “Teléfono Rojo” entre el CND y las nuevas subestaciones de la Concesionaria, a través de la red de comunicaciones óptica mencionada anteriormente.
- c) Comunicación Alterna: a través de una línea de teléfono, a utilizarse en el caso que no sea posible la comunicación por la Comunicación Abierta ni por la Comunicación Directa, a través de la ruta de respaldo de la fibra óptica y/o a través de las interfaces con la red telefónica pública disponible.

7.3.4 Red de Radio Troncalizado

Con el fin de cumplir con el medio de Comunicación Abierta indicada en el Reglamento de Operación para el despacho del Sistema Interconectado Nacional, el operador implementará estaciones base (de usuario) compatibles con el sistema de radio troncalizado P25 en las sub-estaciones del proyecto.

7.3.5 Teleprotección

La teleprotección del proyecto se implementará en esquemas principal y redundante, según se esquematizan en los planos N° 9708-TE-002 y 9708-TE-003.

7.3.5.1 Teleprotección principal

El esquema de teleprotección principal se habilitará a través de los equipos multiplexores SDH-PDH de los enlaces de fibra óptica OPGW entre las dos subestaciones haciendo una ruta directa a través de la línea de transmisión a proteger, así en cada subestación se interconectarán los equipos relés de Protección Principal a las interfaces IEEE C37.94 del equipo multiplexor SDH-PDH que se enlazará directamente con el multiplexor de la subestación correspondiente a través del cable OPGW de la propia línea de transmisión.

7.3.5.2 Teleprotección secundaria

La teleprotección secundaria se habilitará a través de los multiplexores de una ruta alterna por el anillo de fibra óptica que se ha conformado entre la nueva línea de transmisión de 500 kV y la red existente de ETESA. Dicho enrutamiento se puede apreciar en el plano N° 9708-TE-002.

El caso de la protección secundaria de las líneas de 230 kV que se seccionan al ingreso de la nueva S.E. Chiriquí Grande se aprecia en el plano N° 9708-TE-003.

7.3.6 Medio de comunicación a lo largo de la línea

Para las comunicaciones de las cuadrillas de mantenimiento de la línea de transmisión con su centro de operaciones utilizar los servicios de los sistemas de comunicaciones vía satélite tipo móvil (equipos portátiles). La comunicación se realiza entre equipos portátiles o entre un equipo portátil y un abonado fijo o celular de la red pública de telecomunicaciones.

7.4 Sistema de Control Digital

El Sistema de Control del proyecto estará basado en tecnología abierta y compatible con el sistema de control SCADA existente, proporcionando una operación segura, confiable y oportuna de la infraestructura eléctrica a implementarse.

7.4.1 Jerarquía de Control

El sistema de control contempla los siguientes niveles de control:

- Nivel 0: Control de equipo en patio (mantenimiento)
- Nivel 1: Control desde los IEDs controladores de bahía
- Nivel 2: Control desde el sistema de automatización de subestación
- Nivel 3: Control desde el sistema SCADA del Centro Nacional de Despacho (CND)

7.4.2 Sistema de Control de Subestaciones (Automatización)

La configuración del sistema de control de subestaciones contemplará el siguiente equipamiento:

- Estaciones IHM de subestación en configuración redundante, interconectadas por medio de protocolo IEC 61850 MMS (no se utilizará protocolo OPC).
- Sistema de sincronización de tiempo basado en GPS a través de protocolo IRIG-B mediante una red de cable coaxial independiente (no se utilizarán protocolos de red tales como SNTP).
- Red de datos Ethernet en configuración redundante, utilizando protocolo RSTP con relevadores con funciones de “failover” en sus tarjetas de comunicación Ethernet.
- Adicionalmente a los equipos medidores de energía, las mediciones provenientes de los relés de protección/controladores de bahía también estarán integradas al Gateway/IHM y configuradas en el SCADA del CND en calidad de respaldo de medidas en caso que el medidor falle, así estas mediciones podrán ser enviadas provenientes desde los relés de protección/controladores de bahía hacia el CND como procedimiento de emergencia.

7.4.2.1 Envío de datos al Centro Nacional de Despacho

El sistema de control de subestación enviará la información en tiempo real al CND correspondiente a los estados y mediciones según está definido en el Reglamento de Operación vigente para el despacho del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Panamá, para lo cual utilizará los medios de telecomunicaciones a implementarse en el proyecto.

8. SERVIDUMBRE DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 500 KV CHIRQUI GRANDE – PANAMA III

La negociación de la servidumbre y la celebración de sus respectivos contratos se realizan en el marco de lo dispuesto por el Texto Único de la Ley N° 6 de 1997, que dicta el marco regulatorio e institucional para la prestación del servicio público de electricidad, así como

dentro de las especificaciones del Decreto Ejecutivo Nº 22, con el que se reglamenta la Ley Nº 6.

Para efectos de determinar la compensación por constitución de servidumbres, se debe tener en cuenta que al propietario se le deberá abonar: a) La compensación por la ocupación de los terrenos necesarios y, b) La indemnización por los perjuicios o por la limitación del derecho de propiedad que pudiera resultar como consecuencia de la construcción o instalaciones propias de la servidumbre, teniendo en cuenta que, si al constituirse una servidumbre quedaran terrenos inutilizados para su natural aprovechamiento, la indemnización deberá extenderse a estos terrenos.

9. PLANOS

- GENERAL
- SUBESTACIÓN PANAMA III 500 / 230 KV
- SUBESTACIÓN CHIRIQUI GRANDE 500 / 230 KV
- LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 KV
- SISTEMAS DE TELECOMUNICACIONES Y CONTROL DIGITAL

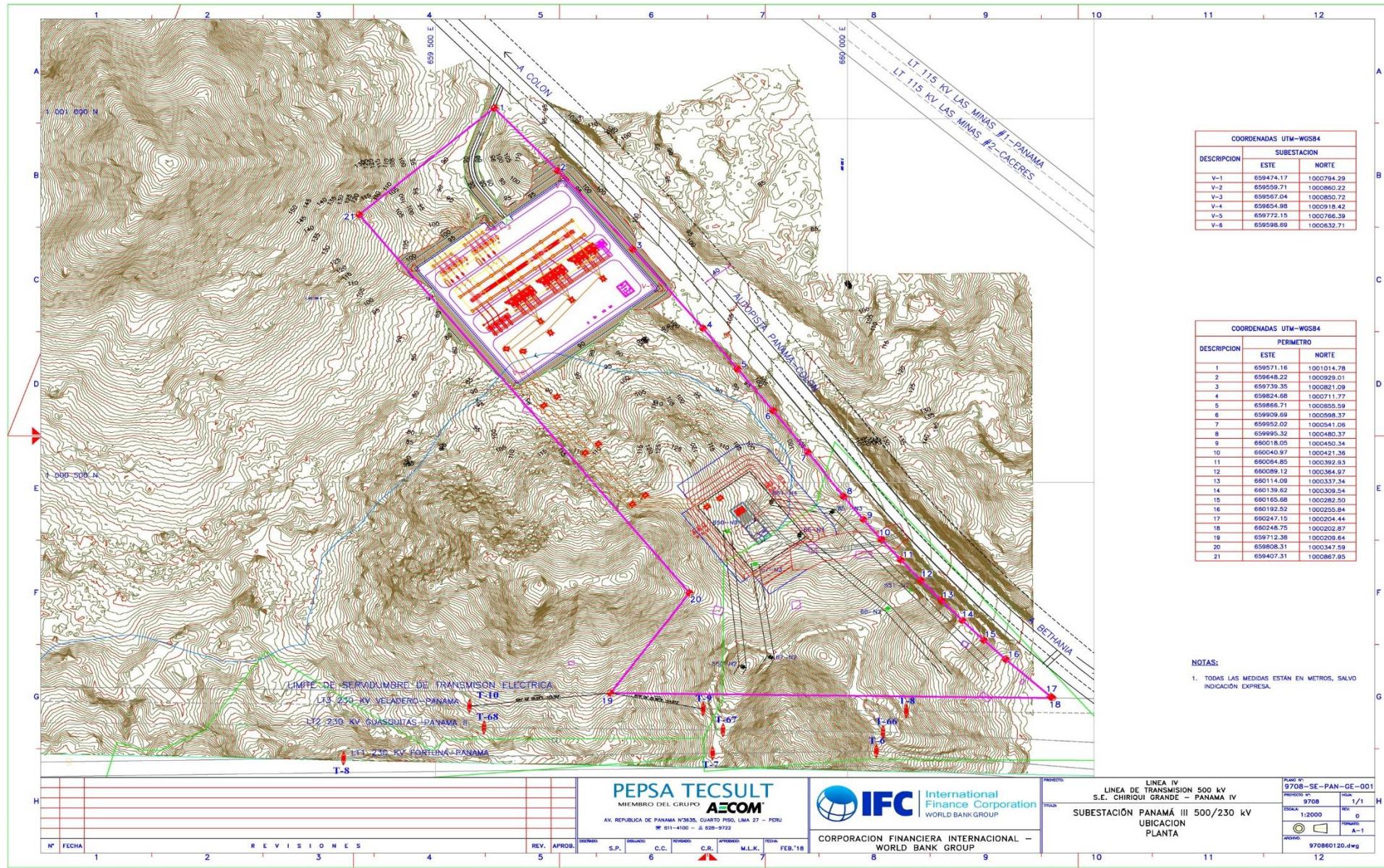
PLANOS

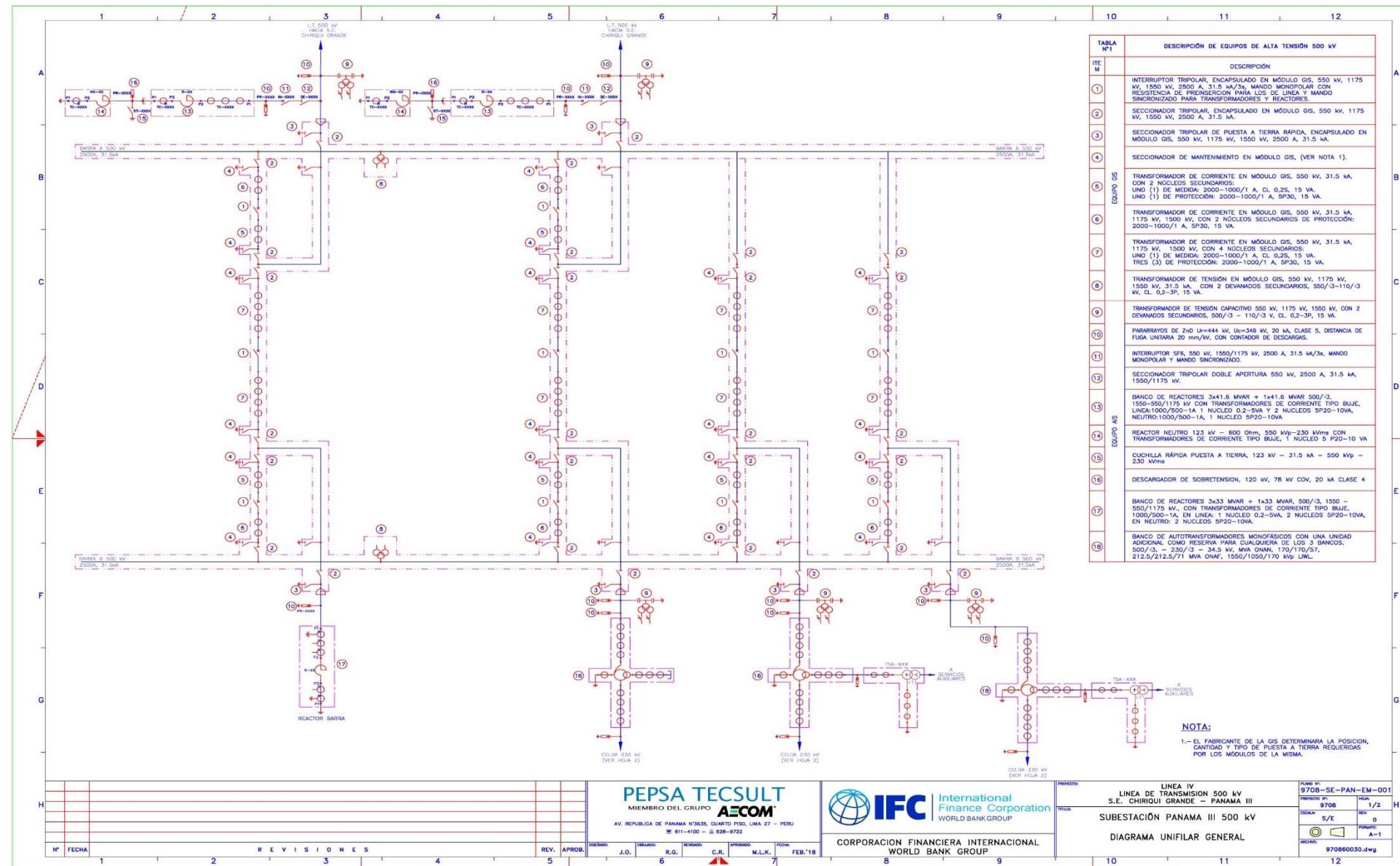
SUBESTACIÓN PANAMA III 500 / 230 KV

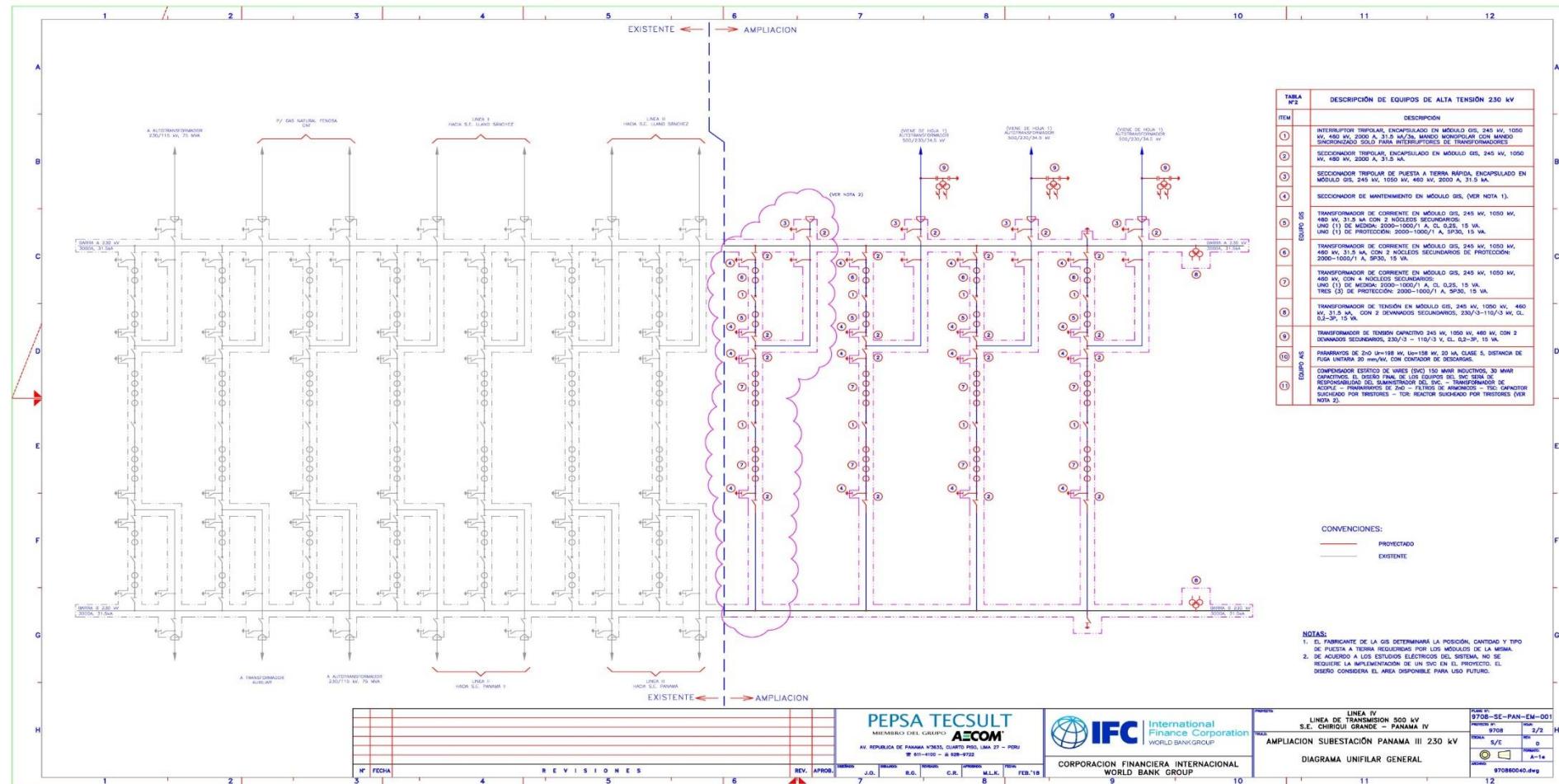
UBICACIÓN – PLANTA

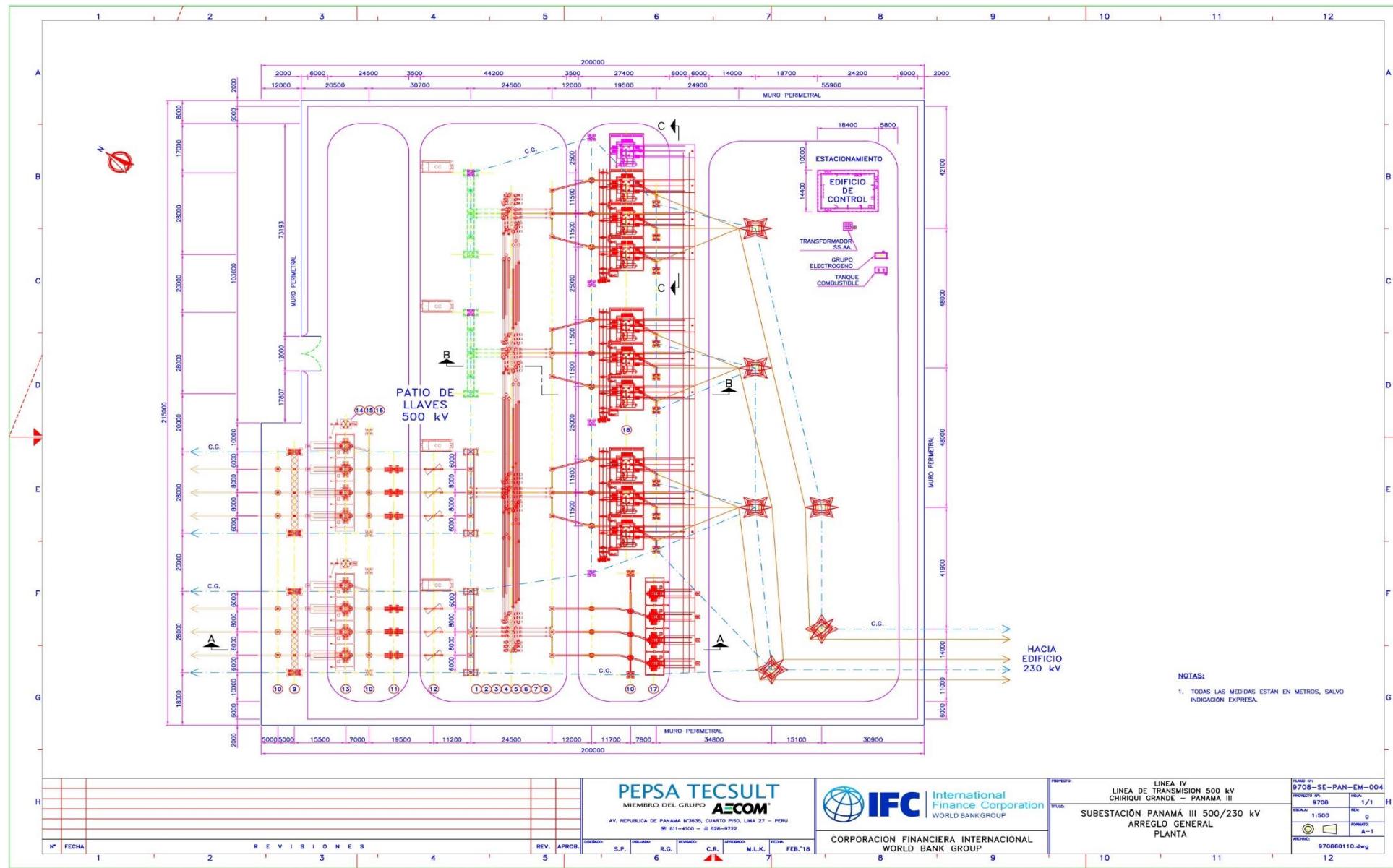
ARREGLO GENERAL – PLANTA

DIAGRAMA UNIFILARES 500 /230 KV









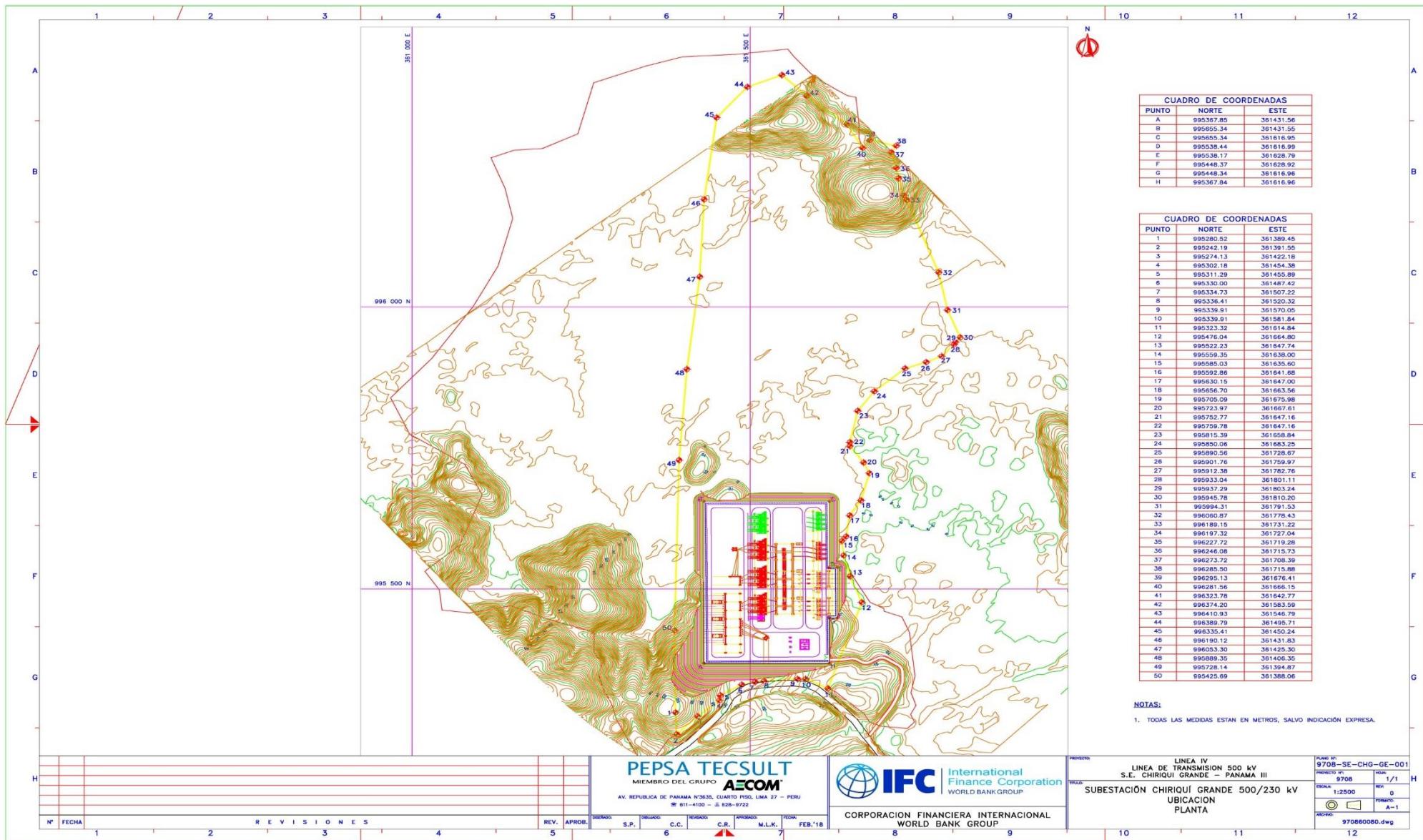
PLANOS

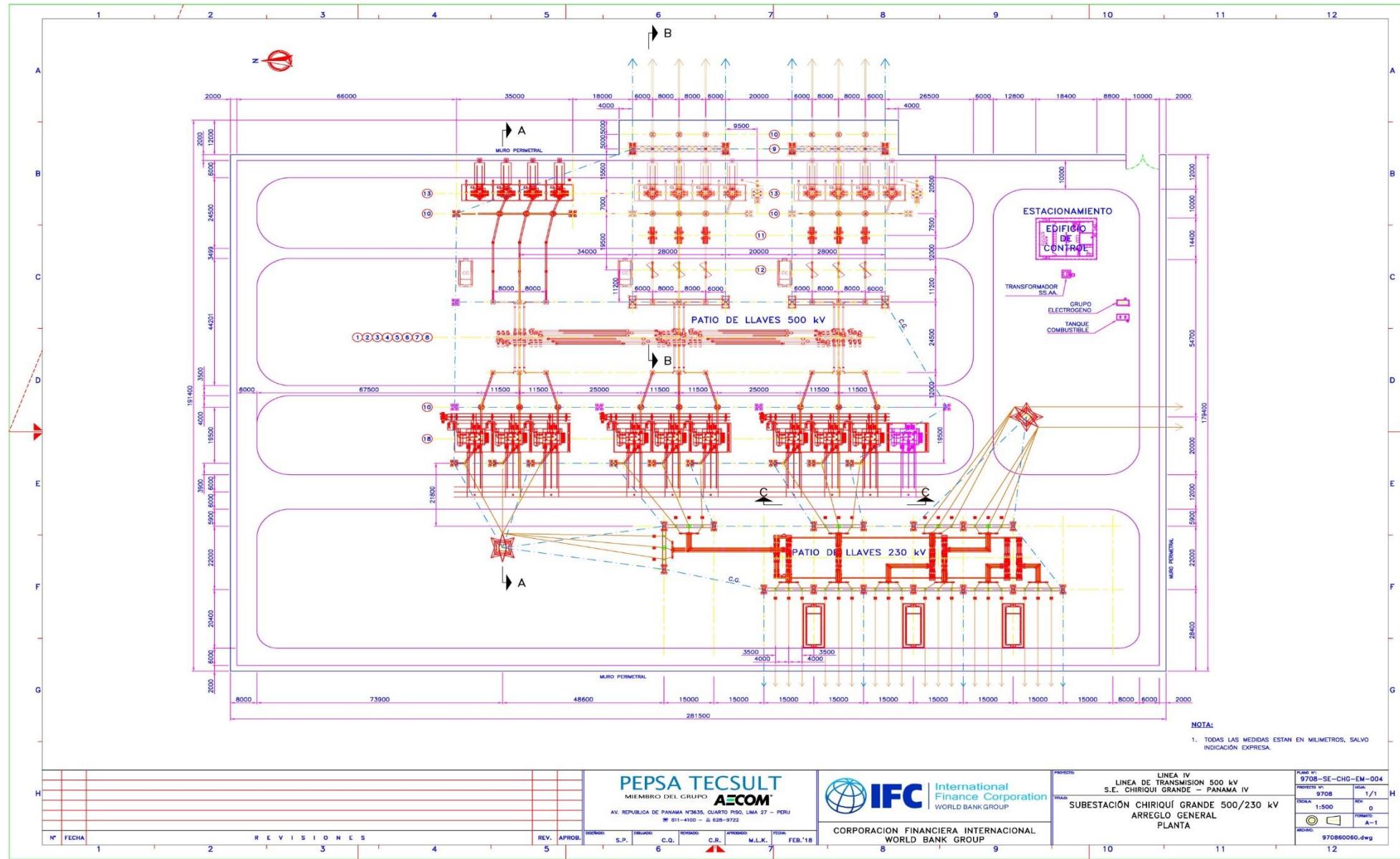
SUBESTACIÓN CHIRIQUI GRANDE 500 / 230 KV

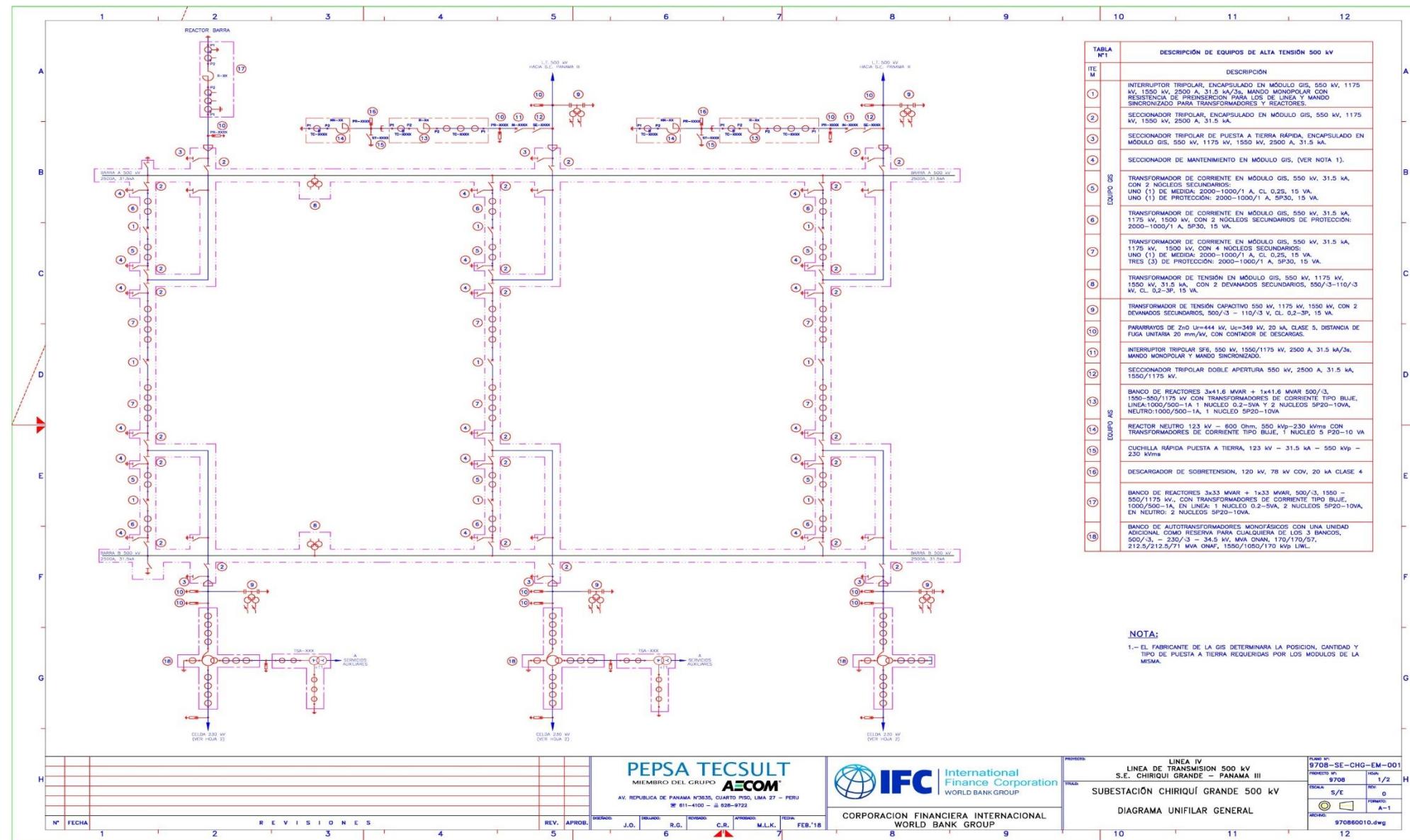
UBICACIÓN – PLANTA

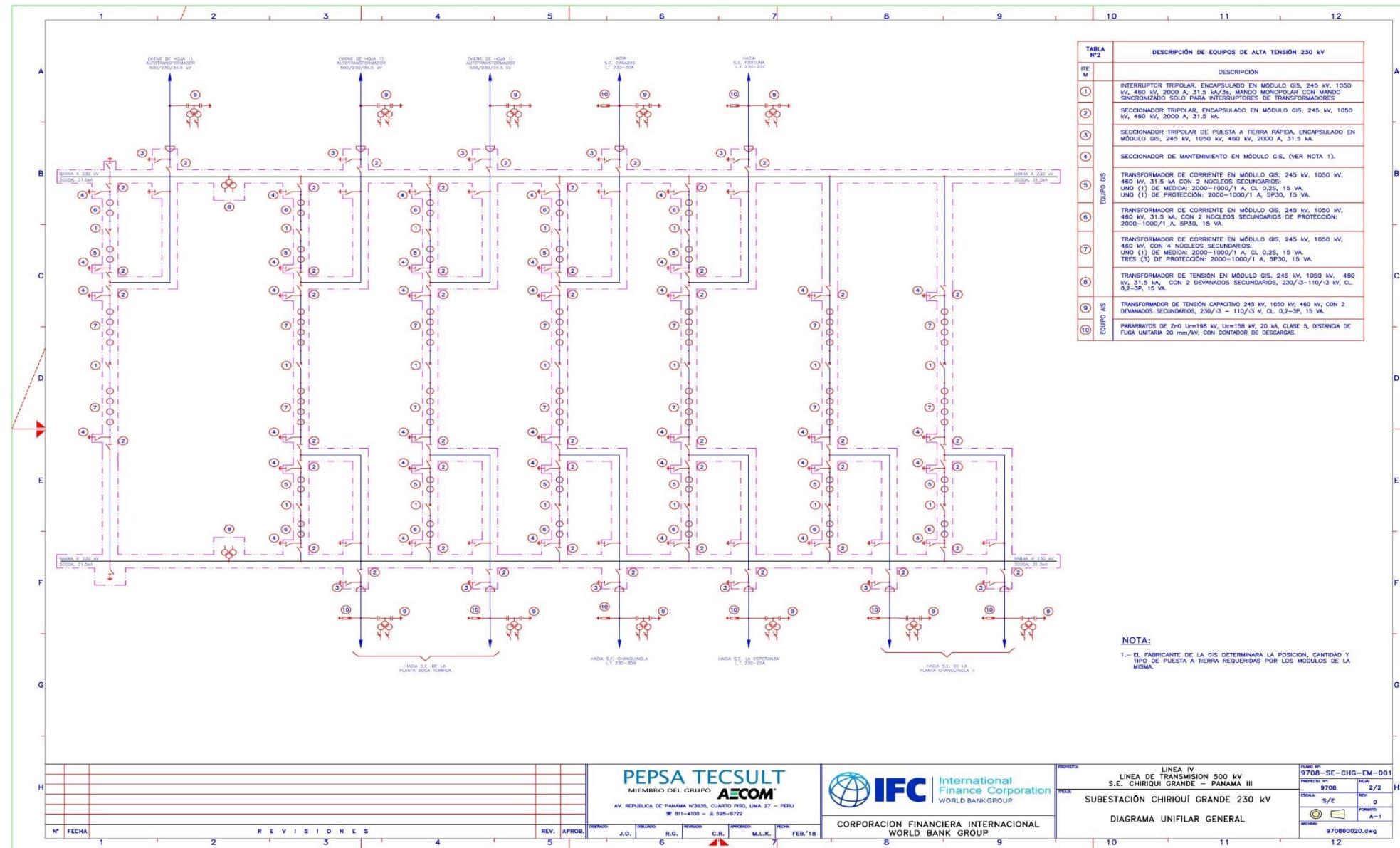
ARREGLO GENERAL – PLANTA

DIAGRAMA UNIFILARES 500/ 230 KV





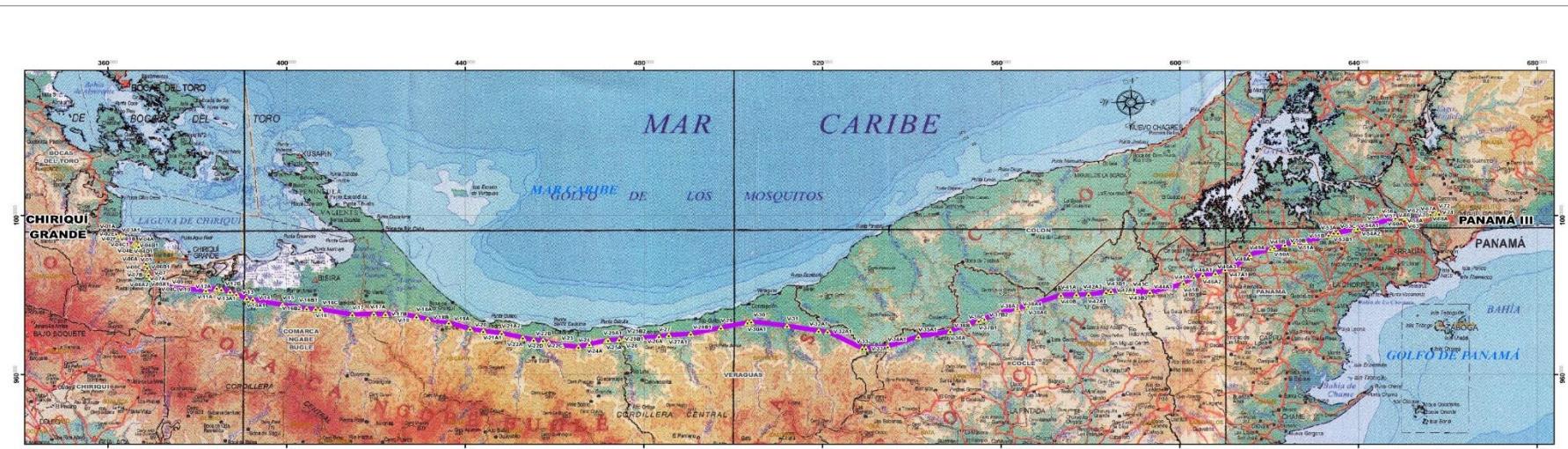




PLANOS

LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 KV

- **PLANO GENERAL DE RUTA**
- **PERFIL GENERAL**
- **TORRES TIPÍCAS – TIPO
SUSPENSIÓN – ALTURA
NORMAL**
- **TORRES TIPÍCAS – TIPO
SUSPENSIÓN – EXTRA ALTURA**
- **PERFIL PLANIMETRIA KM
KM 303+ 543.06 A KM 306 + ET-
EM-0008**

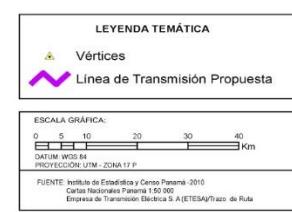


CUADRO TÉCNICO DE COORDENADAS	
COORDENADAS UTM - ZONA 17	
VÉRTICE	ESTE NORTE
V-01A	361686.050 995404.210
V-01B	361768.260 995491.180
V-02E	362785.440 994897.900
V-02F	363152.640 994578.890
V-03E	363274.000 994610.000
V-03F	363274.493 994611.234
V-04C1	366003.493 993736.234
V-04D1	366200.065 993750.527
V-04E	366437.000 993524.507
V-04A	366785.900 992308.020
V-05	367470.150 990643.040
V-06A	367999.000 989300.000
V-06B1	368476.326 989300.513
V-06B2	368476.326 989300.513
V-07A	368885.000 987617.000
V-07B	369043.000 985418.340
V-07	369057.940 985316.550
V-08A1	369534.938 984456.713
V-08A2	370208.200 983576.918
V-08B	371017.000 983268.000
V-08C	371421.000 983130.000
V-09A	373081.260 982100.000
V-10	374515.380 981843.410
V-11A	381867.390 981269.500
V-12A	384362.310 981812.700

CUADRO TÉCNICO DE COORDENADAS	
COORDENADAS UTM - ZONA 17	
VÉRTICE	ESTE NORTE
V-12A	385304.260 981463.480
V-13A1	387388.260 980864.950
V-13	388695.250 980289.280
V-14A1	391052.250 979193.520
V-14A2	391441.250 979193.520
V-15	399456.080 97742.220
V-16	402754.499 97702.140
V-16B1	404443.600 976665.750
V-16B2	406446.170 976589.380
V-16	407518.000 976443.000
V-17	414700.000 975138.000
V-17A	419512.700 975286.940
V-17B	422000.000 975286.940
V-18A	420067.670 974550.170
V-18B	421529.340 973917.300
V-19A	436315.940 973110.010
V-19B	441017.790 971559.810
V-21A1	444009.050 970869.310
V-21A2	448109.220 970466.260
V-22A	452866.000 969320.000
V-22B	452866.000 969320.000
V-22C	457934.980 968998.300
V-23	461531.370 967600.300

CUADRO TÉCNICO DE COORDENADAS	
COORDENADAS UTM - ZONA 17	
VÉRTICE	ESTE NORTE
V-24	465333.180 966962.170
V-24A	467721.030 967627.790
V-25A	471542.000 968566.000
V-25A1	471950.430 968697.362
V-25B	472442.000 968756.060
V-25B1	472743.480 968756.060
V-26	476670.050 969836.600
V-26A	479596.000 969286.000
V-27A	483322.340 969643.530
V-27A1	485579.135 969928.534
V-28B1	490482.840 970269.620
V-28B	490482.840 970269.620
V-29	497197.630 971828.730
V-30A1	503219.900 973124.950
V-30B	503219.900 973124.950
V-31	512011.720 97300.770
V-32A1	519112.720 973015.710
V-32A2	521114.888 970871.342
V-33	528111.900 966607.070
V-33A1	529881.840 966612.470
V-34A1	534617.330 967100.600
V-35A1	541449.870 969580.540
V-36A	546170.870 970110.000
V-36B	546955.780 970275.990
V-36C	552699.640 972781.870
V-37B1	554956.070 972781.870
V-37B2	554957.440 972667.010
V-54A1	639197.430 990505.120
V-54A2	639187.820 990613.880

CUADRO TÉCNICO DE COORDENADAS	
COORDENADAS UTM - ZONA 17	
VÉRTICE	ESTE NORTE
V-37B2	556183.131 974002.348
V-38A3	559746.180 975215.570
V-38A4	563642.137 976819.617
V-38A5	566089.703 977330.450
V-38A6	570000.000 977330.450
V-40	572845.560 980241.530
V-41A	575845.560 980189.719
V-42A1	579597.982 980189.719
V-42A2	583472.740 980742.290
V-42A4	584567.410 981029.010
V-43B1	586775.660 981120.000
V-43B2	586827.180 981000.620
V-43C	589497.450 981013.780
V-44A1	593259.500 981993.320
V-45A	602477.500 982760.490
V-45B	606931.970 983023.660
V-46A1	603141.970 984547.670
V-46A2	605120.330 985029.370
V-46A3	607055.440 985815.490
V-47A1	610131.180 986610.590
V-48A	612259.200 987274.940
V-49A	615610.460 990137.940
V-50A	621131.470 991970.620
V-50B	621131.470 991970.620
V-50B1	621131.470 991970.620
V-50B2	621131.470 991970.620
V-50B3	621131.470 991970.620
V-54A1	639197.430 990505.120
V-54A2	639187.820 990613.880



ESCALA GRÁFICA:

0	5	10	20	30	40
---	---	----	----	----	----

Km

DATUM: WGS 84

PROYECCIÓN: UTM - ZONA 17 F

FUENTE: Instituto de Estadística y Censo Panamá 2010
Cártas Nacionales Panamá 1:50,000
Enganche de Tramados Básicos 3.4 (ETESA) Trazo de Ruta

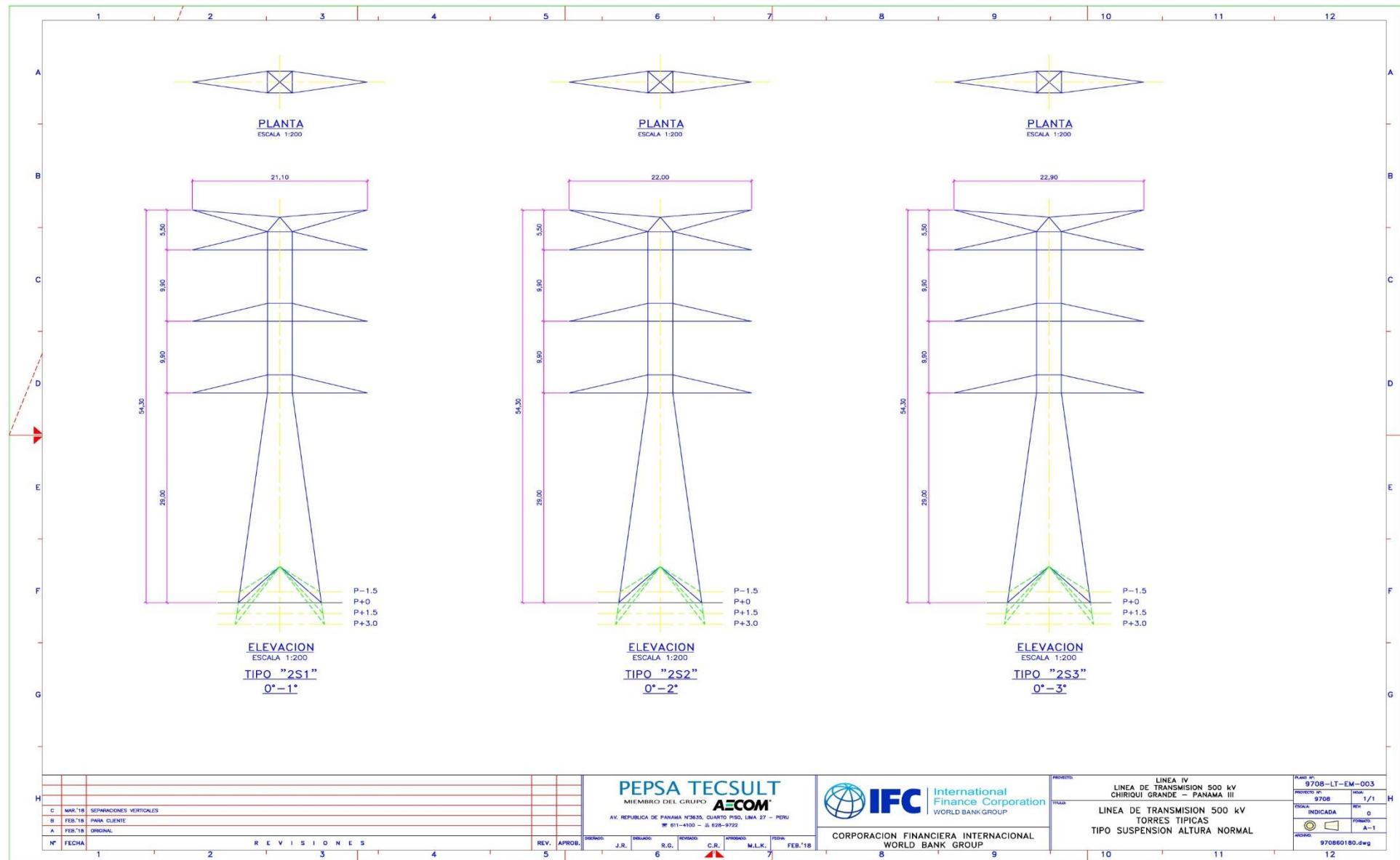
NOTA: NÚMERO DE VERTICE/COORDENADAS UTM

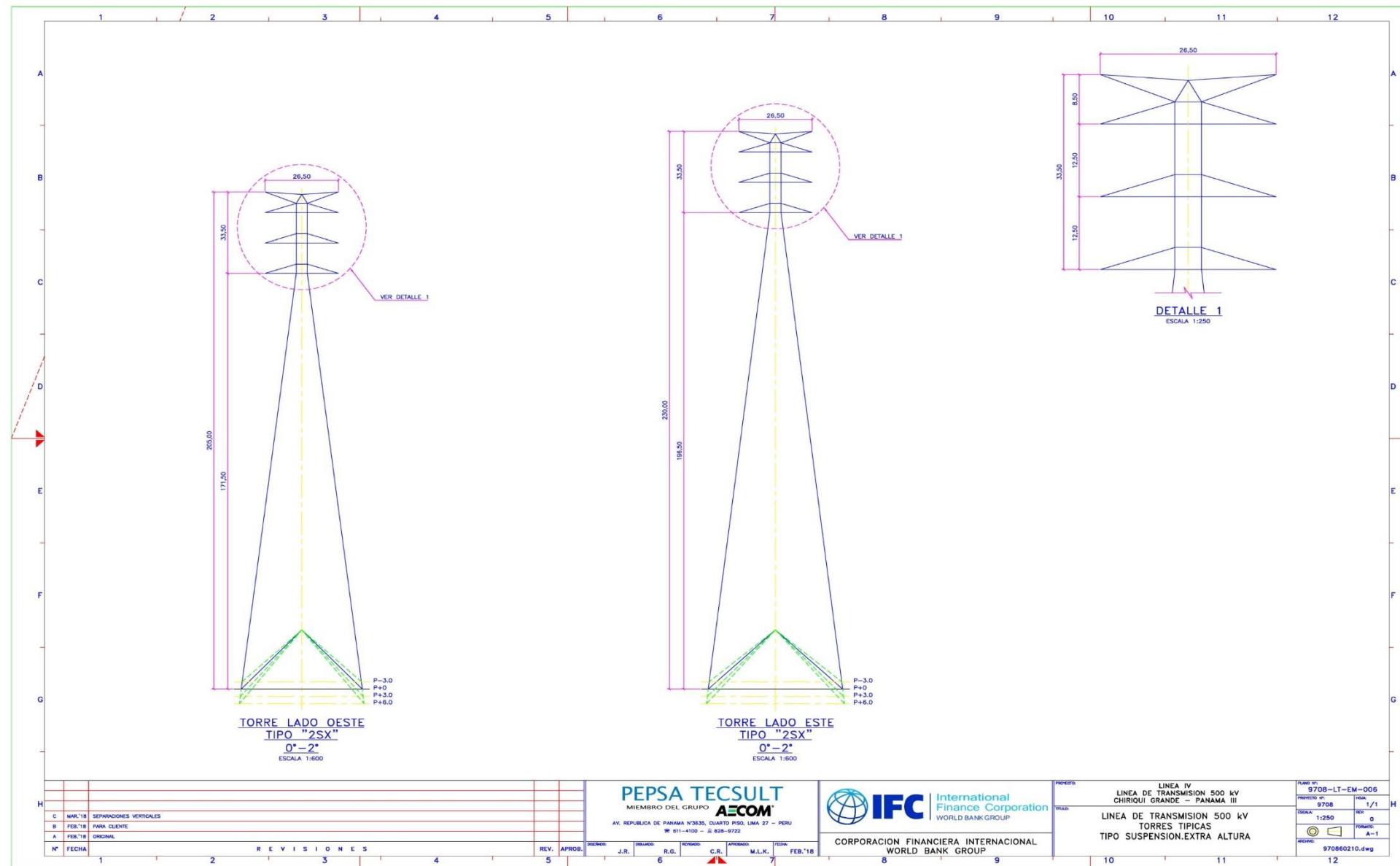
PEPSA TECSULT
MIEMBRO DEL GRUPO AECOM
AV. REPÚBLICA DE PANAMÁ N° 5835, CANTO FLSO, LIMA 27 - PERÚ
611-4100 - 6265722
REVISIÓNES
REV APROB
C.R. J.R. A.R. MAY 2018

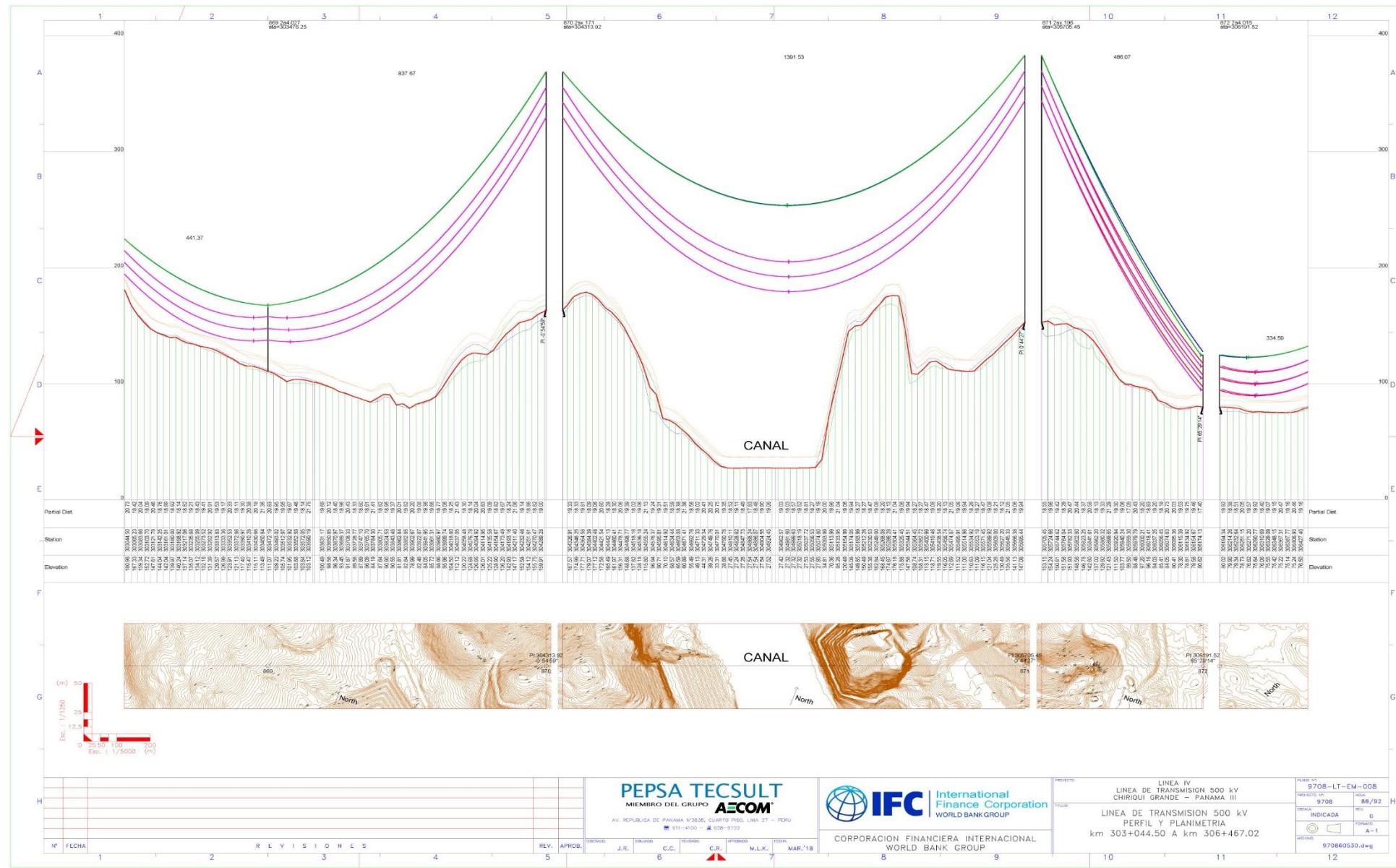
IFC International Finance Corporation
WORLD BANK GROUP
CORPORACIÓN FINANCIERA INTERNACIONAL - WORLD BANK GROUP

PROYECTO N° 9708
NOMBRE 9708-LT-GE-002 REV. 1/1
ESCALA 1:450,000 REV. 0
FORMATO A-1
ARCHIVO 970860140.mxd





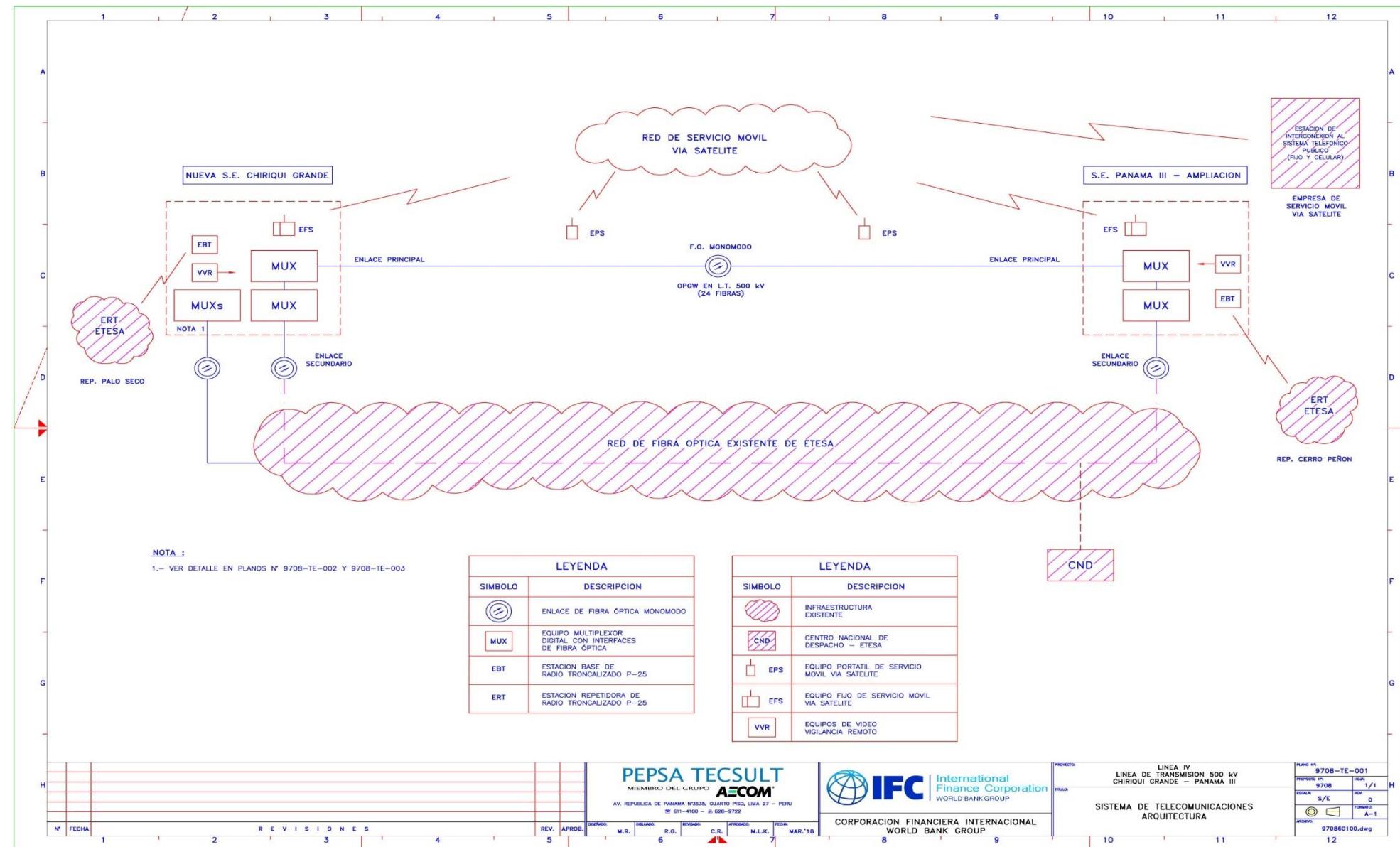


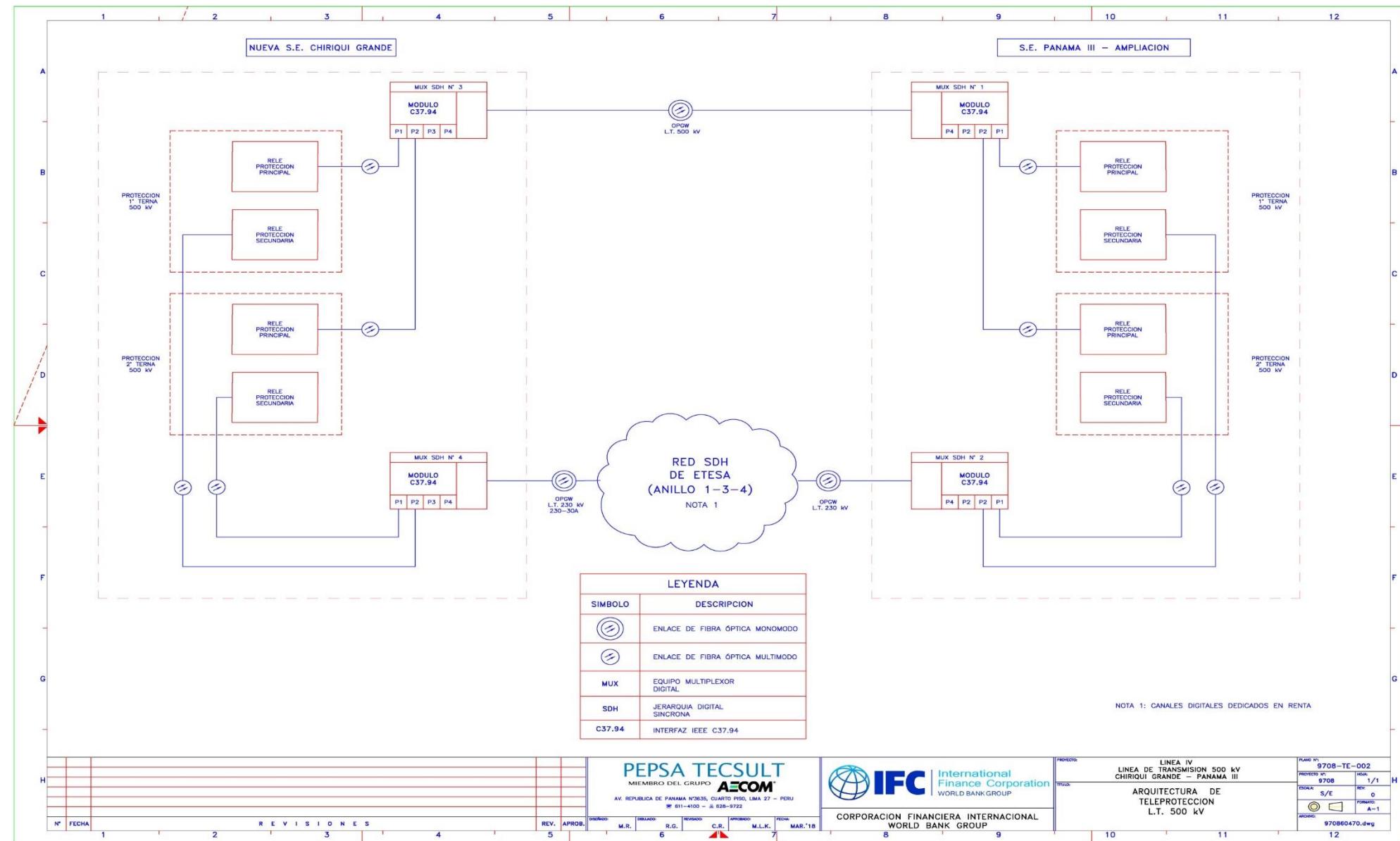


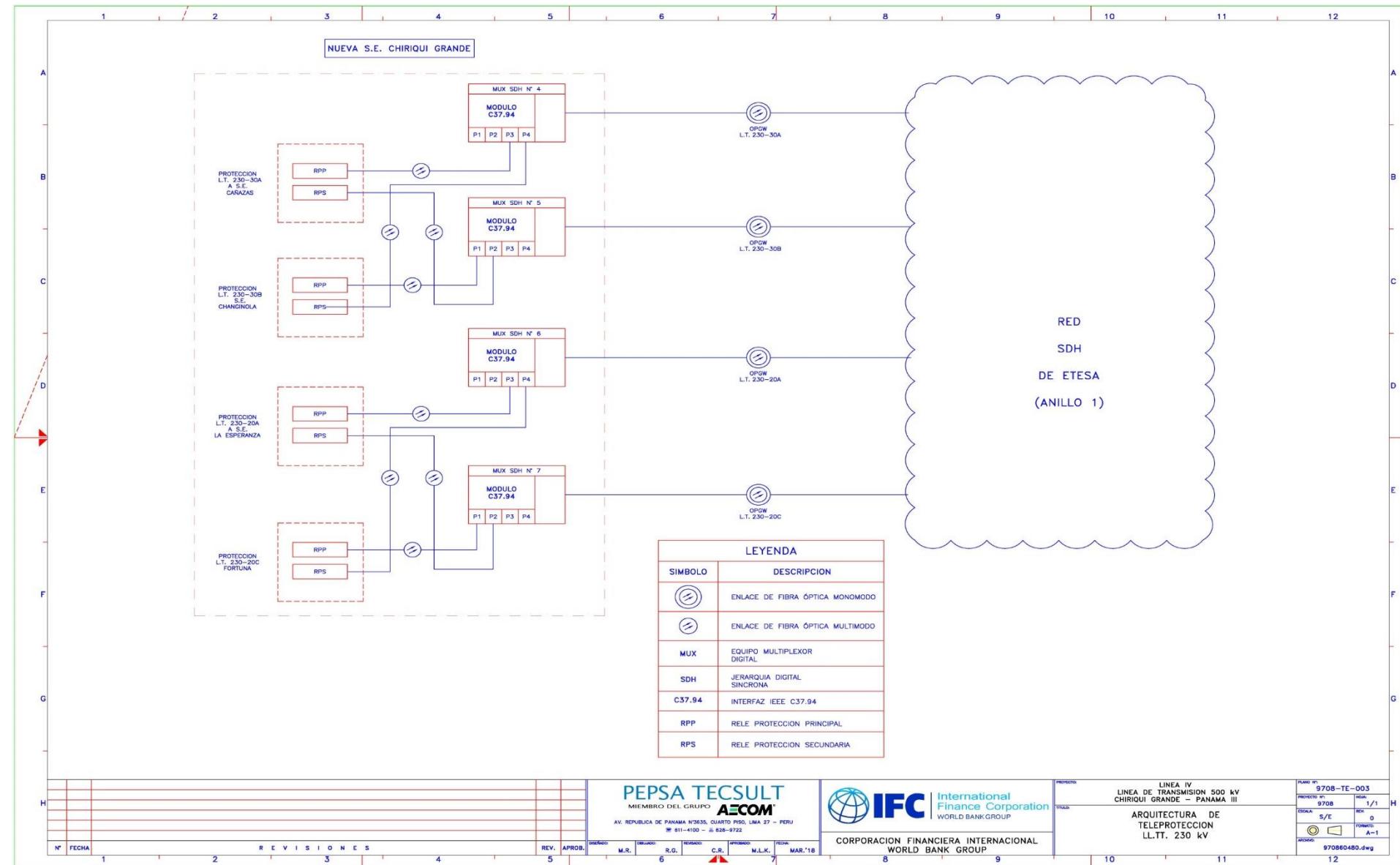
PLANOS

SISTEMAS DE TELECOMUNICACIONES Y CONTROL DIGITAL

- ARQUITECTURA
- ARQUITECTURA DE
TELEPROTECCIÓN LT 500 KV
- ARQUITECTURA DE
TELEPROTECCIÓN LT 230 KV







Limitación de Responsabilidad

La información contenida en este documento se publica con fines informativos, exclusivamente. La información aquí contenida es para ser utilizada como mera referencia y no será considerada parte de los documentos del proceso de selección de contratista. Esta información no es de carácter final y podrá ser revisada, modificada y/o actualizada por ETESA o sus autores sin que de ello derive responsabilidad alguna por parte de ETESA, sus colaboradores, sus directivos, agentes, contratistas o consultores, incluyendo, sin limitación, al IFC (International Finance Corporation). ETESA reconoce que el material compartido es de su propiedad, autoría o es realizado por encargo de ETESA, por lo que su utilización, distribución o reenvío sin permiso expreso está prohibido.

Borrador para discusión

**Anexo No. 5.3-B. Informe Técnico Inicial,
Marzo 2022.**

Proyecto Construcción de la Cuarta Línea de Transmisión de 500 KV

Empresa de Transmisión Eléctrica de
Panamá, S.A.



Informe Técnico Inicial
Ente Rector de Asociaciones Público-Privadas

marzo 2022



Tabla de Contenidos

Capítulo 1. Resumen Ejecutivo	5
Capítulo 2. Descripción y necesidad del Proyecto.....	8
Introducción	8
Alcance del Proyecto.....	8
Objetivo del Proyecto	9
Plan de Expansión y Plan Quinquenal de Inversiones	9
Modelo de Negocio Preliminar de la Cuarta Línea.....	10
Etapas del Proyecto	12
Conclusiones.....	12
Capítulo 3. Estudio técnico a nivel de Prefactibilidad	13
Introducción	13
Análisis de la demanda.....	13
Identificación de obras a realizar	17
Identificación geográfica del Proyecto.....	19
Instalaciones de la Línea de Transmisión	20
Subestaciones 500/230 kV	20
Ubicación geográfica.....	23
Clima	24
Descargas Eléctricas.....	26
Estimación a Nivel de Prefactibilidad de los Costos de Inversión y Mantenimiento.....	27
Conclusiones.....	28
Capítulo 4. Análisis social general a nivel prefactibilidad	29
Introducción	29
Descripción del entorno socioeconómico del área de influencia de la Cuarta Línea	29
Población beneficiaria estimada	31
Aspectos sociales del proyecto.....	31
Riesgos e Impactos sociales preliminares.....	32
Conclusiones.....	34
Capítulo 5. Análisis ambiental preliminar a nivel Prefactibilidad	36

Introducción	36
Descripción del entorno ambiental del área de influencia de la Cuarta Línea	36
Aspectos ambientales del proyecto	37
Riesgos e impactos ambientales preliminares.....	37
Conclusiones.....	43
Capítulo 6. Análisis de los aspectos legales a nivel de Prefactibilidad	44
Introducción	44
Análisis de viabilidad legal	44
Análisis General del Régimen Tarifario.....	46
Marco Normativo aplicable al caso de Adquisición, Expropiación o Saneamiento Físico y/o Legal de determinadas áreas requeridas para la ejecución del Proyecto.	48
Establecimiento de la Servidumbre	49
Identificación de Entidades Públicas que formarán parte del proceso/proyecto en base a sus competencias	50
Identificación de permisos, licencias y actuaciones administrativas necesarias para el desarrollo del proyecto (predios, servidumbres, redes).	51
Capítulo 7. Análisis Costo- Beneficio a nivel de Prefactibilidad	52
Introducción	52
Análisis costo-beneficio.....	52
Diferencia en Costo Marginal por Energía incremental	52
Diferencia en costos por mejora de confiabilidad (energía no suministrada en falla) y diferencia en costos operativos.....	54
Conclusiones.....	59
Capítulo 8. Análisis de Riesgos y Matriz de Asignación a nivel Prefactibilidad	60
Introducción	60
Distribución de riesgos.....	60
Capítulo 9. Indicadores de servicio a nivel de Prefactibilidad	76
Introducción	76
Análisis preliminar para la definición de los Niveles de Servicios esperados.....	76
Identificación y definición cualitativa de niveles de servicio objetivos e indicadores de servicio comúnmente utilizados en proyectos similares	77
Capítulo 10. Estudio de sostenibilidad y factibilidad a nivel Prefactibilidad	78
Introducción	78
Metodología del análisis.....	78
Supuestos del Modelo.....	79



Capítulo 11. Valor por Dinero a nivel de Prefactibilidad.....	85
Introducción	85
Identificación Cualitativa: Criterios y Objetivos	86
Matriz de criterios y modelos.....	89
Conclusiones.....	91
Capítulo 12. Conclusiones	92
BIBLIOGRAFIA.....	93



Capítulo 1. Resumen Ejecutivo

De conformidad con la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997 (la “Ley 6 de 1997”), se crea el marco regulatorio para la prestación del servicio público de electricidad, que contempla las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización. La Ley No. 6 de 1997 establece que la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (“ETESA” o “Entidad Pública Contratante”) es la encargada – de manera exclusiva – de prestar el servicio público de transmisión eléctrica, para lo cual cuenta con un contrato de concesión autorizado por la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (“ASEP”) a favor de ETESA, mediante Resolución número JD-1606 de 13 de octubre de 1999, formalizado mediante contrato de concesión suscrito entre ASEP y la Entidad Pública Contratante con fecha del 19 de octubre de 1999 por una vigencia de 25 años, y cuya solicitud de prórroga ha sido presentada ante la ASEP el 16 de diciembre de 2021.

Con la finalidad de cumplir con sus obligaciones mencionadas en el literal anterior, ETESA se ha planteado desarrollar el proyecto de la Construcción de la Cuarta Línea de Transmisión de 500 KV (la “Cuarta Línea” o el “Proyecto”) entre las subestaciones de Chiriquí Grande y Panamá III en la cuenca del Atlántico. La Cuarta Línea, con aproximadamente 330 kilómetros de longitud, recorrerá las provincias de Bocas del Toro, Veraguas, Colón y Coclé y la comarca Ngäbe-Buglé, hasta llegar a la provincia de Panamá. Las actuales necesidades de aumentar la capacidad de transmisión de energía de alta tensión, disminuir las pérdidas del sistema, incrementar la seguridad y ofrecer redundancia al Sistema Interconectado Nacional (SIN), constituyen este proyecto de orden público e interés social.

ETESA ha determinado que la Cuarta Línea es un proyecto necesario para aumentar la capacidad del SIN, para que se pueda transportar toda la energía renovable generada en el occidente del país hacia los centros de mayor consumo, que se encuentran en el corredor Panamá-Colón. Por esta razón, la Cuarta Línea fue incluida dentro del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN) 2017-2031, elaborado por ETESA en conformidad con los criterios y políticas establecidos por la Secretaría Nacional de Energía, el cual fue aprobado por ASEP mediante la Resolución AN No.11907-Elec de 13 de diciembre de 2017 y modificada por la Resolución AN No. 12022-Elec de 15 de enero de 2018 y la Resolución AN No. 16103-Elec de 29 de mayo del 2020. La Entidad Pública Contratante incluye la Cuarta Línea dentro del PESIN 2020-2034, el cual se entregó a la ASEP oficialmente mediante nota ETE-DI-GPL-28-2021, con fecha de 16 de septiembre de 2021. Asimismo, mediante la Resolución AN No. 17216-Elec del 27 de octubre de 2021, la ASEP anunció la celebración de la Consulta Pública No. 005-21, para recibir comentarios al PESIN 2020-2034 del 22 de noviembre al 21 de diciembre de 2021.

ETESA inició el proceso de diseño preliminar del Proyecto entre los años 2016 y 2017, y estableció los requisitos mínimos para su implementación. ETESA anunció el Proyecto el 28 de mayo de 2018 y publicó los pliegos de licitación del Acto Público No. 2018-2-78-0-08-LS-010847 el 14 de diciembre de 2018, bajo la Ley No. 22 de 27 de junio de 2006 que regula la contratación pública (la “Ley 22 de 2006”). En marzo de 2019, ETESA realizó la homologación de los pliegos del proyecto y el 20 de mayo de 2019 declaró el acto de selección de un contratista de la licitación desierto bajo resolución 005-D-LS, debido a que los proponentes no cumplieron con los requisitos técnicos exigidos en el proceso.

Desde entonces, ETESA continuó con la evaluación de diferentes mecanismos, incluyendo el de obra pública tradicional, para la implementación del Proyecto. Sobre este análisis, ETESA recibió la aprobación de su Junta Directiva en la sesión extraordinaria No. 04-2020 del 17 de julio de 2020 para preparar y presentar la Cuarta Línea como un modelo de Asociación Público-Privada (“APP”) autofinanciado en conformidad con la Ley No. 93 de 19 de septiembre de 2019 (la “Ley 93 de 2019”), que crea el Régimen

de APP como incentivo a la inversión privada, al desarrollo social y a la creación de empleos. Con esta modalidad, ETESA tiene el objetivo de garantizar un costo eficiente y compartir riesgos de forma balanceada durante la etapa de diseño, construcción, financiamiento, administración y mantenimiento de la Cuarta Línea al sector privado.

El objetivo de trabajo para esta nueva fase incluye cumplir con los criterios de elegibilidad establecidos en el artículo 27, Capítulo VI, de la Ley 93 de 2019 y establecer una estructura sólida de APP para el Proyecto, que contendrá parámetros de desempeño y asignación de riesgos bien definidos y términos que aseguren el objetivo del proyecto. De acuerdo con el presente análisis inicial, el Proyecto, se puede ejecutar de manera sostenible para todas las partes interesadas, incluido ETESA, los desarrolladores privados y el usuario final, a través de la tarifa de la Cuarta Línea definida en el Reglamento de Transmisión, y, en base en dicha estructura y mecanismo de remuneración, se determina que el Proyecto es autosostenible.

Asimismo, para el desarrollo del Proyecto, ETESA se ha planteado obedecer con los estándares internacionales ambientales, sociales y de calidad, particularmente las Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Ambiental y Social de la IFC, así como procesos de consulta y consentimiento previo, libre e informado de las comunidades de los distritos de la comarca Ngäbe-Buglé y comunidades indígenas fuera de la comarca por donde transcurrirá el recorrido de la Cuarta Línea.

La Ley 93 de 2019 indica que las sociedades mercantiles en las cuales el Estado es propietario de por lo menos el 51% del capital, pueden licitar proyectos bajo la modalidad de APP en el caso de ser aprobados en sus fases de Prefactibilidad y Factibilidad. El 100% de las acciones de ETESA (una sociedad anónima y, por definición, mercantil) son propiedad del Estado. Por otro lado, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 46 del Decreto Ejecutivo No. 22 de 1998, que reglamenta la Ley 6 de 1997, las ampliaciones al SIN que se encuentren incluidas en el PESIN aprobado por ASEPA y que sean necesarias para atender el crecimiento de la demanda, deberán ser ejecutadas por ETESA. La construcción de dichas obras deberá realizarse mediante un proceso competitivo de libre concurrencia, que cumpla con los parámetros y procedimientos establecidos por ASEPA.

En consideración de lo anterior, ETESA mediante solicitud con referencia ETE-GG-005-2022 solicitó a la Dirección de Programación de Inversión del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), la inclusión del Proyecto en el Plan Quinquenal de Inversiones Públicas. En este sentido, esta Dirección confirmó mediante nota MEF-2022-3618 del 25 de enero de 2022 que la Cuarta Línea fue registrada en el Banco de Proyectos del SINIP, como proyecto complementario del programa “Fortalecimiento de Líneas de Transmisión” con Código SINIP 009454.999. Mediante Nota ETE-GG-044 del 24 de febrero de 2022, dirigida al ministro del MEF y con copia a la Secretaría Nacional de Asociaciones Público-Privadas (en adelante la SNAPP) en atención a lo estipulado en la Ley 93 de 2019 y su Reglamento, se solicitó la confirmación que el Proyecto está incluido en el Plan Quinquenal de Inversiones del Estado. En este sentido, mediante Nota con referencia MEF-2022-15289 del 24 de marzo de 2022, se certifica que el Proyecto ha sido presentado como parte de las acciones contempladas dentro del Plan Quinquenal de Inversiones Públicas 2022-2026 de las empresas estatales. Lo anterior está alineado con el Plan Estratégico de Gobierno 2019-2024, aprobado por la Resolución de Gabinete No. 149 del 30 de diciembre de 2019, donde se incluye el Proyecto como parte de las acciones en el sector de energía para garantizar una gestión eficiente de ETESA en su rol de transporte en alta tensión.



Por otra parte, se puede concluir que el Valor del Proyecto, según lo establecido en el Decreto Ejecutivo No. 840 de 2020, equivalente al valor presente de la estimación de la inversión en CAPEX y OPEX, utilizando la metodología para el cálculo de la tasa de descuento referencial aprobada por el MEF¹ bajo resolución No. MEF-2021-73753, es de B/. 851 millones y cumple con uno de los requisitos mínimos de admisibilidad (Valor de Proyecto no inferior a B/. 15 millones), dispuestos en la Ley 93 de 2019 y su Reglamento (Decreto Ejecutivo No. 840 de 2020).

Asimismo, al ser un proyecto autofinanciado para la fase de Prefactibilidad no se prevé afectación presupuestaria. Durante la fase de Factibilidad, ETESA, en su caso, tendrá definida la cuantificación de aquellos posibles compromisos contingentes para definir que el Proyecto cumple con los límites fiscales y presupuestales, según lo establecido en el artículo 18 de la Ley No. 93 de 2019.

Por lo tanto, en conformidad con sus derechos y obligaciones, y conforme con lo establecido en la Ley 93 de 2019, ETESA busca seleccionar a un contratista responsable del diseño, financiamiento, construcción, suministro e instalación, puesta en marcha, administración y mantenimiento de la Cuarta Línea bajo modalidad de APP, considerando que la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) sería exclusivamente de ETESA a través del Centro Nacional de Despacho (CND).

Con estas premisas ETESA, como entidad promotora y responsable de estructurar, presentar y supervisar el Proyecto, presenta para consideración del Ente Rector del Régimen de APP, a través de la SNAPP, como unidad de apoyo técnico y operativo, el Informe Técnico Inicial (ITI) de la Cuarta Línea como base para buscar su no objeción e iniciar con la preparación del Informe Técnico Definitivo (ITD), en su fase de Factibilidad, bajo el marco de la Ley 93 de 2019.

¹ Utilizando el promedio de los últimos 5 años del Yield to Maturity de los Bonos a 10 años del Tesoro de los Estados Unidos de América más el promedio de los últimos 5 años del Indicador de Bonos de Mercados Emergentes (EMBI) lo que resulta en una tasa del 3.96%.

Capítulo 2. Descripción y necesidad del Proyecto

Introducción

El presente capítulo resume el alcance, los objetivos generales y específicos, el modelo de negocio y las etapas de desarrollo del Proyecto bajo el marco del sector energético y la regulación relevante del subsector de transmisión eléctrica.

Alcance del Proyecto

El Proyecto consiste en el diseño, construcción, suministro e instalación, puesta en marcha, administración y mantenimiento de la Cuarta Línea, donde ETESA busca cumplir con el PESIN.

El proyecto de la Cuarta Línea (con aproximadamente 330 kilómetros de longitud) es indispensable para aumentar la capacidad del SIN, permitiendo transportar de manera confiable, eficiente y segura toda la energía renovable generada en el occidente del país hacia los centros de mayor consumo, cumplir con todas las normativas vigentes y permitir un despacho económico de generación con objetivo de que los precios se autorregulen.

La estructuración y licitación del Proyecto, en el caso de ser aprobado en sus fases de Prefactibilidad y Factibilidad, deberán garantizar, durante la vida del contrato de APP con un plazo propuesto de 30 años (el cual se confirmará en la etapa de Factibilidad), que se respete y se asegure el interés superior del Estado en materia de energía. Es decir, que se cumpla con el Texto Único de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997 y el Reglamento de Transmisión aprobado por la ASEP mediante Resolución N° JD-5216 de 14 de abril de 2005 (según el mismo ha sido modificado), los cuales establecen que ETESA es la encargada – de manera exclusiva – de prestar el servicio público de transmisión, en particular con lo establecido en el Artículo 67, que indica que “ETESA tiene la obligación de expandir la red nacional de transmisión, de acuerdo con el plan de expansión acordado para atender el crecimiento de la demanda y los criterios de confiabilidad y calidad de servicio”.

El potencial de las energías renovables en Panamá es abundante y diverso, e incluye recursos como energía hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, y biomasa. Las políticas energéticas implementadas durante los últimos años tienen como objetivo principal diversificar en el corto y largo plazo la matriz energética vigente, de modo que el país esté debidamente preparado ante cambios en el ámbito nacional (sequías muy prolongadas) o aquellos que puedan ocurrir en el plano internacional (alza en los precios de los combustibles fósiles).

Al diversificar la matriz energética, se busca garantizar el suministro de electricidad en el país y disminuir fallas en el SIN. Frente a estos aspectos, las fuentes renovables pueden considerarse como una de las soluciones al abastecimiento energético. En este sentido, la Cuarta Línea se convierte en un proyecto estratégico para la transición energética del país.



Objetivo del Proyecto

Objetivo general

En el análisis realizado para el periodo de largo plazo en el PESIN 2019-2033 (Tomo III Plan de Expansión de Transmisión), se determinó que, para evitar que el sistema presente generación obligada, congestiones y cumpla con los criterios de calidad y seguridad, se deben tomar en cuenta la ejecución de los proyectos de largo plazo, entre los que se encuentra la Cuarta Línea.

Debido al proceso de construcción de nuevas centrales hidroeléctricas, solares y eólicas en el occidente del país, como el proyecto Changuinola, es necesario aumentar la capacidad de transmisión proveniente desde las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro. Con la presentación del actual ITI, el objetivo de ETESA es promover la ejecución de la Cuarta Línea, diseñada para operar en 500 kV pero que iniciará con 230 kV, dada la planificación del sistema que se basa en la repartición de carga en los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución, de acuerdo con las proyecciones de demanda y las expansiones programadas. La Cuarta Línea se conectaría desde la nueva subestación (S/E) Chiriquí Grande hasta la S/E Panamá III.

La Cuarta Línea le permitirá a la red mantener la reserva reactiva y proporcionará estabilidad de voltaje, operar a su capacidad nominal y aumentar la capacidad de transmisión desde occidente. La fecha prevista en el PESIN 2019 para el inicio de operaciones de la Cuarta Línea se estima en julio 2024 (un año de atraso respecto al PESIN 2018) y el cambio a 500 kV, en el año 2030. Estas fechas son consideradas en el análisis del presente informe. No obstante, estas fechas se actualizarán una vez que se publique el PESIN 2020, el cual se encuentra en proceso de aprobación.

Objetivos específicos

El diseño en dos fases obedece a que la construcción de este proyecto prevé la variabilidad innata de la planificación de largo plazo, fundamentada en el crecimiento de la demanda y la generación proyectada.

La fase I consistirá en la construcción de la línea de transmisión a 500 kV, la construcción de la S/E Chiriquí Grande y la ampliación de la S/E Panamá III. En esta fase, la línea operará en 230 kV. La fase II comprenderá la energización del voltaje a 500 kV de la línea, para lo cual será necesario la construcción de los patios de 500 kV de las S/E Chiriquí Grande y Panamá III. Ambas fases tienen el objetivo de disminuir las pérdidas del sistema, incrementar la seguridad y ofrecer redundancia al sistema. La planeación en dos fases es para que ETESA cumpla con las necesidades del SIN, es decir, permitir mayor penetración de generación, evitar restricciones y la necesidad de operar el SIN con generación obligada, y dar mayor estabilidad de voltaje de acuerdo a las necesidades de transmisión.

Plan de Expansión y Plan Quinquenal de Inversiones

De acuerdo con el Artículo 46 del Decreto Ejecutivo No. 22 de 19 de junio de 1998 (DE 22) que reglamenta la Ley 6 de 1997 y sus modificaciones, los criterios y políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía, y el Capítulo V del Reglamento de Transmisión, aprobado por la ASEP mediante Resolución N° JD-5216 de 14 de abril de 2005 (según el mismo ha sido modificado y reglamentado por la ASEP) se le da la responsabilidad a ETESA de realizar las ampliaciones al SIN que sean necesarias para atender el



crecimiento de la demanda de energía y que se encuentren incluidas en el PESIN. De igual forma, el Decreto 22 de la Ley 6 de 1997 requiere que la construcción de dichas obras se realice mediante un proceso competitivo de libre concurrencia, que cumpla con los parámetros y procedimientos establecidos por ASEP.

El PESIN fue preparado y realizado por ETESA, cumpliendo con todos los criterios y objetivos de planificación del sector energético establecidos por la Secretaría Nacional de Energía. ETESA incluyó el proyecto de la Cuarta Línea desde el PESIN de 2014 aprobado por la ASEP, mediante Resolución AN No. 8196-Elec del 23 de diciembre de 2014. En los estudios presentados ante la ASEP, tal como lo establece la normativa vigente, se ha demostrado que el proyecto de la Cuarta Línea es necesario para el mantenimiento de la estabilidad de la red y aumento en la capacidad de transmisión del sistema, como anteriormente se ha señalado.

Dentro del plan de expansión, cabe destacar que la Resolución de la ASEP AN No. 16103-Elec del 29 de mayo del 2020 aprueba la inclusión de la Cuarta Línea en el PESIN 2019-2033 (todos los proyectos de largo plazo están sujetos a revisiones en futuros planes de inversión) y solicita presentar la actualización de las proyecciones de demanda energética en el PESIN 2020, que está en proceso de actualización, incluyendo el análisis del posible efecto de la pandemia global por el COVID-19.

Finalmente, el Plan Estratégico de Gobierno 2019-2024, aprobado por la Resolución de Gabinete No. 149 del 30 de diciembre de 2019, incluye como parte de las acciones en el sector de energía garantizar una gestión eficiente de ETESA en su rol de transporte en alta tensión. En este sentido, se confirma que el proyecto de la Cuarta Línea forma parte del Plan Quinquenal de Inversiones según certificación emitida por el MEF mediante Nota con referencia MEF-2022-15289 del 24 de marzo de 2022. Asimismo, cumple los requisitos mínimos de admisibilidad de la Ley 93 de 2019, al momento de presentar el ITI para la consideración del Ente Rector.

Modelo de Negocio Preliminar de la Cuarta Línea

Para la estructura de APP, en la que ETESA busca un contratista para el diseño, construcción, financiamiento, puesta en marcha, administración y mantenimiento de la Cuarta Línea, se considerará un proyecto bajo modalidad de APP autofinanciada. Esto se basa en que ETESA no compensará al posible Contratista APP de su presupuesto, sino que ETESA, con previa autorización de ASEP, cederá al potencial Contratista APP los ingresos correspondientes a los cargos tarifarios de la Cuarta Línea recibidos del mercado eléctrico. El cargo tarifario está regulado por el Reglamento de Transmisión aprobado por la ASEP mediante Resolución N° JD-5216 de 14 de abril de 2005 (según el mismo ha sido modificado). Dichos flujos comenzarán cuando la Cuarta Línea entre en operación comercial y se otorgarán en garantía a un fideicomiso.

En caso de que el Proyecto sea aprobado por el Ente Rector, bajo la modalidad de APP, se creará un fideicomiso para la Cuarta Línea, siendo ETESA el único beneficiario. Con el propósito de establecer los ingresos reconocidos a ETESA por la prestación del servicio público de transmisión asociado a la Cuarta Línea, ASEP aprobó la modificación al Reglamento de Transmisión para incorporar el Procedimiento Tarifario para la Cuarta Línea, mediante Resolución AN No. 1305-Elec de 10 de enero de 2019, modificada parcialmente por la Resolución AN No. 13117-Elec de 11 de febrero de 2019 y la Resolución AN No. 13150-Elec de 27 de febrero de 2019. Bajo este precepto, se consideran reconocidos los ingresos que podrá recibir ETESA una vez la Cuarta Línea entre en operación, sujeto a que cumpla con los criterios establecidos



en dicho procedimiento tarifario, a efectos de considerar los costos asociados a la Cuarta Línea como costos eficientes.

El Reglamento de Transmisión dicta en su Artículo 220, Aspectos de la Licitación, Etapa 1, numeral 2, que los parámetros y el esquema de licitación y la modalidad no convencional bajo la cual se estructure y financie la Cuarta Línea deberán estar aprobados por la Junta Directiva de ETESA. Dicha aprobación fue obtenida en la sesión extraordinaria de la Junta Directiva de ETESA No. 04-2020 del 17 de julio de 2020 para proponer la implementación de la Cuarta Línea bajo modalidad de APP autofinanciada, en conformidad con la Ley 93 de 2019.

Con base en el Reglamento de Transmisión emitido por la ASEP, se define el procedimiento tarifario para la Cuarta Línea, el cual establece que la contraprestación al ganador de la potencial licitación será reflejada en el cargo tarifario de la Cuarta Línea, asumiendo que dichos costos son definidos como costos eficientes, los cuales se incluirán en el cálculo del Ingreso Máximo Permitido de ETESA. Las propuestas económicas de la potencial licitación deben detallar cuál porcentaje de cada anualidad se destinará para cubrir los costos de las actividades de administración y mantenimiento, y cuál será para el repago de la Cuarta Línea.

El valor ofertado en la potencial licitación que debe incluir los costos y gastos asociados a la Cuarta Línea no podrá tener ajustes posteriores. En este sentido, sólo se reconocerán los ajustes justificados en el contrato por costos de indemnización por servidumbres, por mitigación del impacto ambiental y por adecuación a 500 kV. Sin embargo, se resalta que el clausulado del Reglamento de Transmisión referente al régimen tarifario de la Cuarta Línea se encuentra en proceso de revisión, en donde ETESA ha solicitado mediante las notas con números ETE-GG-2041-2021 de 12 de agosto de 2021 y ETE-GG-225-2021 de 2 de septiembre del 2021 las propuestas de modificación, las cuales permitirán contextualizar el Proyecto para que se realice a través de la modalidad de APP. Dichos cambios propuestos al Reglamento de Transmisión se presentarán en el potencial ITD en el caso de que el presente ITI sea aprobado por el Ente Rector en su fase de Prefactibilidad.

El potencial Contratista APP obtendría el financiamiento para la construcción del Proyecto, pagaría su deuda y recuperaría su inversión a través de los flujos resultantes de sus ingresos bajo el contrato de APP. El pago mensual que recibirá el Contratista APP será a partir de la entrada en operación de la Cuarta Línea, y los tiempos estimados de cada etapa serán presentados en la fase de Factibilidad, en el caso de que el presente ITI sea aprobado en su fase de Prefactibilidad. El pago de dichos flujos, a su vez, no sería efectuado directamente por ETESA, sino que ésta cedería las sumas correspondientes a dichos flujos y notificaría de dicha cesión a los agentes del mercado correspondientes.

Por otra parte, ETESA será la contraparte para obtener las servidumbres y el derecho de vía, de los cuales será la titular, mientras que la logística de ejecución y la disponibilidad del recurso para el pago estará a cargo del Contratista APP. De igual manera, ETESA a través del CND será responsable de la operación del SIN ante la ASEP y el mercado. En todo momento bajo la vigencia del contrato de APP, el agente prestador del servicio público de transmisión de electricidad será ETESA. Asimismo, ETESA, como Entidad Pública Contratante y responsable de la estructuración, presentación y supervisión del Proyecto, deberá considerar un mecanismo de supervisión para asegurar que el Contratista APP cumpla con los estándares y protocolos que establece el Reglamento de Transmisión y el contrato de APP.

Finalmente, teniendo en cuenta que el trazo de la Cuarta Línea cruza por Parques Nacionales y comunidades indígenas dentro y fuera de la comarca Ngäbe-Buglé, ETESA iniciará el Estudio de Impacto Ambiental y Social (EsIA) de la Cuarta Línea en paralelo al proceso de evaluación y potencial aprobación



de las fases de Prefactibilidad y Factibilidad del Proyecto, el cual se realizará bajo la normativa local y de acuerdo con las Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Ambiental y Social de la IFC. El potencial Contratista APP será responsable de implementar los planes del EsIA durante el diseño, construcción, suministro e instalación, puesta en marcha, administración y mantenimiento del Proyecto.

Etapas del Proyecto

ETESA ha dividido el Proyecto en dos fases, una fase de 230kV y otra fase de 500kV, que a su vez contemplan tres etapas: (i) la etapa de diseño y construcción, (ii) la etapa de puesta en marcha, administración y mantenimiento, y (iii) la etapa de transición; etapas que por la propia naturaleza del Proyecto son interdependientes y se correlacionan.

El diseño en dos fases obedece a que la construcción del Proyecto prevé la variabilidad innata de la planificación de largo plazo, fundamentada en el crecimiento de la demanda y la generación proyectada.

La fase 230 kV consistirá en la construcción de la línea de transmisión a 500 kV, la construcción de la S/E Chiriquí Grande y la ampliación de la S/E Panamá III. En esta fase la línea operará en 230 kV. La fase 500 kV comprenderá la energización del voltaje a 500 kV de la línea, para lo cual será necesaria la construcción de los patios de 500 kV de las S/E Chiriquí Grande y Panamá III.

ETESA, dentro de un plazo de adecuación dentro del potencial contrato APP podrá ejercer su opción de instruir al potencial Contratista APP de aumentar la capacidad de transmisión del Proyecto de 230 kV a 500 kV. Si no se ejerciera la opción, el Contratista APP no tendría obligación de llevar al cabo la segunda fase. Ambas fases tienen el objetivo de disminuir las pérdidas del sistema, incrementar la seguridad y ofrecer redundancia al sistema.

Conclusiones

De acuerdo con la información del presente capítulo se justifica la necesidad del Proyecto dado su alcance. Para garantizar el buen funcionamiento del SIN y la confiabilidad de este se debe construir una nueva línea desde occidente hacia centro de carga, la Cuarta Línea, la misma debe estar operativa (230 kV) a finales del 2025. Su implementación está alineada para que ETESA cumpla con su responsabilidad de realizar las ampliaciones al SIN que sean necesarias para atender el crecimiento de la demanda de energía y que se encuentren incluidas en el PESIN. El diseño en dos fases obedece a que la construcción de este proyecto prevé la variabilidad innata de la planificación de largo plazo, fundamentada en el crecimiento de la demanda y la generación proyectada.

El modelo de negocio para el diseño, construcción, financiamiento, puesta en marcha, administración y mantenimiento de la Cuarta Línea y las etapas de desarrollo del Proyecto se basan en una estructura que cumpla con el marco regulatorio de los proyectos de APP y del sector de transmisión eléctrica. Se considera el mecanismo para establecer el esquema tarifario dentro del Reglamento de Transmisión que da cabida a la estructura de ingresos del Proyecto. Se establecen algunas de las obligaciones más relevantes del modelo de negocio, por un lado, el Contratista APP deberá obtener el financiamiento y será responsable del diseño, construcción y los servicios de administración y mantenimiento de la Línea. Mientras que ETESA será responsable y titular de la liberación del derecho de vía y de realización de los estudios de impacto ambiental. La operación de la Línea será responsabilidad de ETESA, a través del CND el cual es el responsable de la operación del SIN ante la ASEP y el mercado.



Capítulo 3. Estudio técnico a nivel de Prefactibilidad

Introducción

El presente capítulo contiene los aspectos técnicos del Proyecto, siendo un proyecto *greenfield*, incluyendo un resumen y resultados de la Ingeniería Básica de la Cuarta Línea, cuyas instalaciones formarán parte del SIN de Panamá.

Análisis de la demanda

Diagnóstico de la red de transmisión a largo plazo

Con el incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) estimado para los próximos años, y la instalación de nuevos proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de aproximadamente 1,893 MW, de acuerdo con el escenario de referencia del PESIN 2019-2033 (Tomo II Plan Indicativo de Generación), Panamá aumentaría su capacidad instalada de generación eléctrica a un total de 5,575 MW, aproximadamente. Para ello, el SIN requieren inversiones de corto y largo plazo, siendo la Cuarta Línea la principal inversión de largo plazo que permitirá mantener el equilibrio en la red.

Para lograr lo anterior, en el período de largo plazo se busca evitar que el sistema presente congestiones y la necesidad de mantener generación obligada para cumplir con los criterios de calidad y seguridad. La entrada en operación de los proyectos de transmisión de corto plazo planteados en el PESIN 2019-2033 permitiría eliminar las restricciones que se presentan en la actualidad. Sin embargo, el aumento en la demanda y la disponibilidad de nuevas fuentes de generación provocarían nuevas necesidades para el sistema principal de transmisión posterior al año 2023.

En consideración de que la mayor parte de la generación que se espera sea instalada de fuentes de energía intermitentes, se deberá tener suficiente capacidad de transmisión para transportar dicha energía hasta los principales centros de carga. Por lo tanto, es necesario reforzar el sistema de transmisión con la implementación de la Cuarta Línea en 500 kV, que permitirá transmitir a los centros de carga en Ciudad de Panamá y la ciudad de Colón, la generación de las nuevas plantas en forma confiable y segura.

Proyección de la Cuarta Línea

Para la entrada en operación de la Cuarta Línea, se presenta en el PESIN 2019-2033 la siguiente proyección, donde se maximizaron los flujos desde occidente con la finalidad de garantizar que toda la generación instalada en dicha zona pueda ser transmitida a los diferentes puntos de entrega.

A continuación, se muestra el resumen del plan de generación correspondiente al escenario de referencia mostrado en la Tabla 3.1.



Tabla 3.1. Plan Indicativo de Generación 2019-2033 (MW)

Año	Hidro	Solar	Eólico	Termico	Total
2019	9.89	12.9		5.1	27.89
2020	37	10.96	66		113.96
2021		137.62			137.62
2022	5.14	80.99		458.1	544.23
2023	24.61	81.56		670	776.17
2024					
2025	65.3				65.3
2026					
2027					
2028					
2029					
2030	228.46				228.46
2031					
2032					
2033					
Total	370.4	324.0	66.0	1,133.2	1,893.6

Fuente: PESIN 2019-2033 Tomo III

Con la entrada en operación de la Cuarta Línea, el sistema será capaz de soportar la generación hidroeléctrica instalada en la zona occidente, además de 193 MW de energía solar conectada en dicha zona. En total, el flujo desde occidente sería de 1,309 MW. Para este escenario, la demanda estaría cubierta en su totalidad por fuentes renovables.

Bajo estas condiciones, el sistema soportaría 350 MW despachados en la zona central, por lo que para el año 2023 la generación renovable no convencional despachada sería de 543 MW, o 24% de la generación total. Para el año 2024, se producirá un incremento en el despacho de la generación renovable no convencional, despachando en total 584 MW.

A partir del año 2025, producto de los requerimientos de potencia reactiva, la generación con fuentes renovables no convencionales tendería a la baja, debido a que se debe mantener la generación cerca de los puntos de entrega, a fin de mantener los niveles de reserva reactivos necesarios para soportar la contingencia de la Cuarta Línea. En total, se generaría el 65% de la potencia eólica y solar instalada, por lo que el despacho de estas tecnologías sería de 547 MW. A pesar de esto, toda la generación instalada en la zona occidente podría ser despachada. Entre los años 2026 y 2028, la generación renovable no convencional sería de aproximadamente 507 MW.

Ante el aumento de la demanda en los años 2026 y 2028, y la falta de generación en la zona atlántica (115 kV), los niveles de voltaje en dicha zona estarían fuera de límites. Para el año 2030 se prevé el aumento del nivel de voltaje de la Cuarta Línea a 500 kV, que permitiría un aumento considerable del flujo hacia la Cuarta Línea. De igual forma, se considera la entrada en operación del proyecto Changuinola II, lo que aumentaría considerablemente la disponibilidad de energía en la zona occidente.

Para el año 2030, con la Cuarta Línea operando en 500 kV, el flujo desde occidente sería de 1,578 MW, permitiendo el despacho de toda la generación instalada en occidente. Bajo estas condiciones, en la zona centro se despacharían 343 MW con fuentes renovables no convencionales. En el caso de que se considere mantener el nivel de voltaje en 230 kV, para el año 2030 solo se podría despachar el 88% de la generación hidroeléctrica instalada en occidente. En consecuencia, la restricción total sería de 130 MW.



Escenario sin la Cuarta Línea

De no entrar en operación la Cuarta Línea, la confiabilidad del sistema se reduciría. A pesar de ello, en los primeros años (2023- 2024) se prevé la posibilidad de despachar gran parte de la generación instalada en Occidente, pero no soportaría el despacho de grandes volúmenes de generación de energía con fuentes renovables no convencionales instaladas en la zona central del país. Para todo el periodo de estudio (2019-2033), el despacho de generación renovable no convencional se vería limitado a 193 MW, lo que representa el 23% de la potencia eólica y solar instalada.

La generación hidroeléctrica conectada en la zona occidente no mantendría cambios significativos hasta el año 2026, cuando sólo se permitiría despachar el 85% de la misma. Para el año 2030, se reduciría al 78% el despacho de la generación instalada en la zona occidente, debido a que se debe mantener la generación cercana al centro de carga para aumentar los niveles de reserva reactiva. En tal sentido, el sistema presentaría problemas de estabilidad de voltaje, por lo que se tendría que invertir en compensación reactiva para igualar las condiciones de despacho del escenario con la Cuarta Línea. De igual forma, sería necesario repotenciar algunos circuitos del sistema. De no darse estas inversiones, no se cumpliría con el despacho económico, lo que requeriría aumentar la generación con fuentes térmicas.

De los análisis realizados en el PESIN 2019-2033 se puede evidenciar que la entrada en operación de la Cuarta Línea, al margen de presentar flujos mayores, reduciría las pérdidas de transmisión. Además, el sistema mantendría un margen de reserva reactiva mucho mayor que en el escenario de no contar con la Cuarta Línea. Dicho lo anterior, sin la Cuarta Línea se requeriría de un despacho mayor para cubrir la demanda, y además mantener los márgenes de reserva reactiva adecuados que permitan el cumplimiento del criterio de calidad y seguridad.

A continuación, en la Tabla 3.2 se reflejan los flujos desde Occidente con y sin Cuarta Línea, para las líneas 1, 2, 3 y 4.

Tabla 3.2. Proyecciones de Flujos desde el Occidente Escenario de Referencia (MW) 2023-2030

Flujos desde Occidente								
Escenario	Año	Esc. Dem	LT1	LT2	LT3	LT4	Total	
Con 4LT	2023	Max	192.5	310.4	300.2	506.26	1,309	
		Med	203.6	320.3	312	487.7	1,324	
		Min	160	252.9	245	388.9	1,047	
	2024	Max	191.82	309.96	299.76	532.36	1,334	
		Med	206.64	325.62	316.26	511.92	1,360	
		Min	163.63	259.06	251.1	411.78	1,086	
	2025	Max	197.8	320.2	309.9	521.2	1,349	
		Med	211.2	332.8	322.2	503.2	1,369	
		Min	168.7	267.2	258.2	405.1	1,099	
	2026	Max	198.42	324.42	314.04	538.2	1,375	
		Med	214.57	337.54	326.96	530.18	1,409	
		Min	172.18	272.08	264.06	432.04	1,140	
	2028	Max	195	322.9	312.5	534.6	1,365	
		Med	213.8	333.3	322.8	536.9	1,407	
		Min	169.5	270.2	262.2	422	1,124	
	2030	Max	148.5	264.7	254.9	910.5	1,579	
		Med	159.8	275	265.2	912.3	1,612	
		Min	119.6	206.7	199	713.4	1,239	
	2030	Max	204.8	339.4	328.9	563.7	1,437	
		Med	206.8	338.8	328.3	546.4	1,420	
		Min	183.3	291.1	283	492.5	1,250	
Sin 4LT	2023	Max	308.4	473.5	461		1,243	
		Med	310.1	462.7	453.7		1,227	
		Min	269.6	397.7	389.2		1,057	
	2024	Max	301.07	469.62	457.34		1,228	
		Med	334.73	490.82	478.18		1,304	
		Min	276.64	409.64	399.54		1,086	
	2025	Max	310.8	483.9	471.2		1,266	
		Med	337.1	507.4	494.5		1,339	
		Min	282.5	419.6	408		1,110	
	2026	Max	284.25	449.82	437.72		1,172	
		Med	316.14	480.46	467.94		1,265	
		Min	290.48	431.18	419.4		1,141	
	2028	Max	273.9	439.1	427.2		1,140	
		Med	269.2	419.8	408.1		1,097	
		Min	284.8	425.2	413.6		1,124	
	2030	Max	295.1	470.8	458.4		1,224	
		Med	313	481.4	468.9		1,263	
		Min	268.1	405.4	394.1		1,068	

Fuente: PESIN 2019-2033 Tomo III

Como se puede apreciar en la Tabla 2, se muestran flujos mayores considerando la Cuarta Línea. Esto se debe en gran medida a la disminución de las pérdidas de transmisión, tal cual se podrá evidenciar en la Tabla 3.3, a continuación:



Tabla 3.3. Proyecciones Pérdidas en el SIN con y sin Cuarta Línea (MW) 2023-2030

Año	Pérdidas en el Sistema (Escenario Referencia)		
	Demanda Media		Diferencia (MW)
	Con 4ta Línea	Sin 4ta Línea	
2023	91.7	159.1	67.5
2024	94.3	154.6	60.3
2025	97.9	109.9	12.0
2026	101.8	117.3	15.4
2027	101.8	117.3	15.4
2028	104.4	112.9	8.5
2029	104.4	112.9	8.5
2030	74.2	149.2	75.0

Fuente: PESIN 2019-2033 Tomo III

Identificación de obras a realizar

Como se mencionó anteriormente, la Cuarta Línea comprenderá dos fases. La fase I consistirá en la construcción de la línea de transmisión, con aproximadamente 330 km de longitud, la construcción de la S/E Chiriquí Grande 230 kV y la ampliación de la S/E Panamá III. En esta fase, la Cuarta Línea operará en 230 kV. El Proyecto también incluye las interconexiones en 230 kV con los circuitos LT_230-30 (Cañazas-Changuinola) y LT_230-20A (Fortuna-Esperanza). La fase II comprenderá la energización a 500 kV de la Cuarta Línea, para lo cual se requerirá la construcción de los patios de 500 kV de las S/E 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, con una longitud aproximada de 330 km. Tendrá una capacidad de transmisión en condiciones normales de operación de por lo menos 1,300 MVA por circuito en condiciones normales de operación y 1,630 MVA por circuito en condiciones de emergencia. En esta fase operará en 230 kV.
- Construcción de la nueva S/E 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, así como dos naves de dos interruptores para la conexión de los dos circuitos de la línea hacia Panamá III. Deberá contar con espacio para que en un futuro se amplíe la subestación con la transformación a 500 kV y patio de 500 kV. Los períodos de construcción se definirán en la Fase de Factibilidad.
- Ampliación de la S/E Panamá III 230 kV: para la conexión de la línea proveniente desde Chiriquí Grande, será necesario ampliar el patio de 230 kV de la S/E Panamá III, mediante la adición de dos interruptores en las naves disponibles.

FASE II



En esta fase del Proyecto se realiza la energización a 500 kV de la línea de transmisión. Para ello se necesitarán las siguientes obras:

- Subestación Chiriquí Grande 500 kV: el patio de 500 kV será en esquema de interruptor y medio GIS, y estará equipada con 14 interruptores. Además, 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, y se incluirá uno de repuesto, para un 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 requerirá la conexión de un reactor mediante un interruptor.
- Subestación Panamá III 500 kV: el patio de 500 kV será en esquema de interruptor y medio GIS, y estará equipada con un total de 14 interruptores. Además, contará con cinco naves, dos de ellas de tres interruptores, para la conexión de dos de los transformadores y reactores, y tres naves de dos interruptores para la conexión de la línea hacia la Subestación Chiriquí Grande y uno de los transformadores. Los tres transformadores tendrán una capacidad de 500 MVA cada uno, compuestos por tres transformadores monofásicos, y se incluirá uno de repuesto, para un 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 requerirá la conexión de un reactor mediante un interruptor.

Características Técnicas Generales de Referencia, conforme a la Ingeniería Básica de la Cuarta Línea:

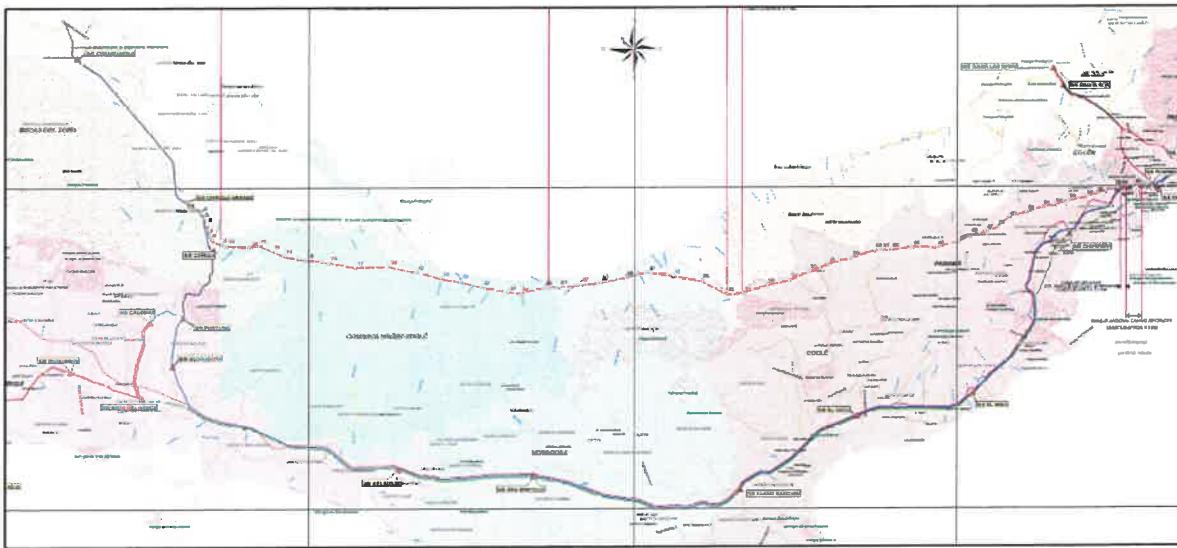
▪ Capacidad	:	1280 MVA, condición normal 1856 MVA, condición de emergencia
▪ Longitud	:	330 kilómetros
▪ Estructuras de soporte	:	909 torres metálicas tipo celosía
▪ Número de circuitos	:	02
▪ Configuración	:	Vertical
▪ Conductor	:	ACAR 750MCM
▪ Número de conductores por fase	:	04
▪ Cable de guarda	:	1 OPGW, 134.5 mm ² , 24 fibras
▪ Cable de guarda	:	Acero alumoweld 7 No. 8 AWG
▪ Aisladores	:	Vidrio



Identificación geográfica del Proyecto

El trazo preliminar de la ruta de la línea de transmisión consta de 330 kilómetros de longitud desde la S/E Chiriquí Grande a la S/E Panamá III, ubicadas en ambos extremos de la República de Panamá.

Gráfico 3.1. Ubicación de la Línea 500 kV y SSEE Chiriquí Grande y Panamá III



Fuente: Ingeniería Básica de la Cuarta Línea, PEPSA 2018

El trazo se inicia en el pórtico de línea de la S/E Chiriquí Grande proyectada y se desplaza inicialmente de manera paralela a la línea de transmisión 230 kV Changuinola – Guasquitas, distanciándose para ingresar a la comarca Ngäbe-Bugle. Luego, continúa dentro de una zona de selva tropical densa intercalada con áreas deforestadas, prácticamente sin vías de comunicación vehicular. Este trazado podría requerir algunas variantes, dado que se está en proceso de confirmación con las autoridades comarcales.

En la zona norte de la provincia de Coclé y el distrito de Donoso (provincia de Colón) cruza la línea de transmisión 230 kV Minera Punta Rincón – Llano Sánchez, así como la carretera que va hacia Punta Rincón. La línea de transmisión cruzará el Canal interoceánico en un punto coordinado y aprobado por la Autoridad del Canal de Panamá (ACP).

Luego de cruzar el Canal de Panamá, el trazo continúa paralelo a las líneas de transmisión 230 kV (Línea I, Línea II y Línea III del SIN), hasta el terreno previsto para la S/E Panamá III, donde se ubican los pórticos de línea 500 kV de llegada proyectados.

Considerando la longitud de la línea de transmisión se aplicarán dos ciclos completos de rotación de fases con puntos de transposición a 1/12, 3/12, 5/12, 7/12, 9/12, y 11/12 de la longitud de la línea.

Instalaciones de la Línea de Transmisión

Las estructuras serán del tipo autosoportadas de celosía, formadas por perfiles angulares de acero galvanizados, ensambladas con pernos y tuercas. Las torres, según su función, ángulo de línea, retenciones y diversas características, se clasifican en 10 tipos diferentes de configuración.

El 99.6% de las estructuras tienen alturas comprendidas entre 44 m y 61 m. La altura se ha limitado hasta 61 m (200 pies), ya que requieren menos gestiones de permisos y señalizaciones por parte de las autoridades de tráfico aéreo, y generan un impacto ambiental menor que las estructuras de mayor altura.

La Cuarta Línea tendrá cuatro (4) haz de conductores ACAR 750 MCM por cada fase. Asimismo, estará provista de un (1) cable de guarda de alumoweld 7 No.7 AWG y un (1) cable de fibra óptica de 134.5 mm², 24 fibras, en ambos casos para protección contra las descargas atmosféricas, y el último para las telecomunicaciones. Los aisladores serán de vidrio, tipo disco, y formarán cadenas con una longitud total del orden de 5 m.

Las puestas a tierra estarán conformadas por varillas metálicas y cables de acero enterrados y conectados a las torres. Se ha considerado hasta siete tipos diferentes de cimentaciones (zapata y pedestal de concreto armado, pilas rectas y pilas acampanadas de concreto armado, entre otros), de acuerdo con las características de los suelos y de los distintos tipos de torres.

Los tipos de suelo y cimentaciones serán confirmados concretamente por el potencial Contratista APP al realizar los estudios de suelo de las áreas y cuando se defina la posición final de las torres, las cuales forman parte del alcance del Proyecto.

Subestaciones 500/230 kV

Esquema Eléctrico de las Subestaciones

Las subestaciones contarán con un esquema de interruptor y medio para los niveles de 500 kV y de 230 kV. El patio de equipos en 230 kV de la S/E Panamá III será implementado como una subestación GIS al interior del proyecto de la línea de transmisión de 230 KV Sabanitas – Panamá III y se espera concluir su construcción en diciembre de 2022. Como parte del Proyecto, se implementará el nuevo patio de 500 kV, los bancos de transformación 500/230 kV y la conexión al patio de existente de 230 kV. El patio de 500 kV se implementará como una subestación GIS al exterior, mientras que para recibir la conexión en 230 kV se realizará la ampliación de la GIS existente del patio de 230 kV con el mismo tipo de tecnología utilizada en ese patio.

En el caso de la S/E Chiriquí Grande, los patios de 500 kV y 230 kV también serán implementados como una subestación GIS al exterior, para una mayor flexibilidad de las instalaciones, menor movimiento de tierras y por estandarización de equipos con los módulos de la S/E Panamá III, actualmente en operación. El terreno definitivo para la S/E Chiriquí Grande está en proceso de revisión para su selección final.

S/E Chiriquí Grande 500/230 kV

El patio de equipos de 500 kV en configuración de interruptor y medio contará con los elementos que se detallan a continuación. Cabe señalar que los terrenos donde se ubicará esta subestación están en la fase de análisis de alternativas, por lo que la configuración final dependerá de la selección final del polígono:

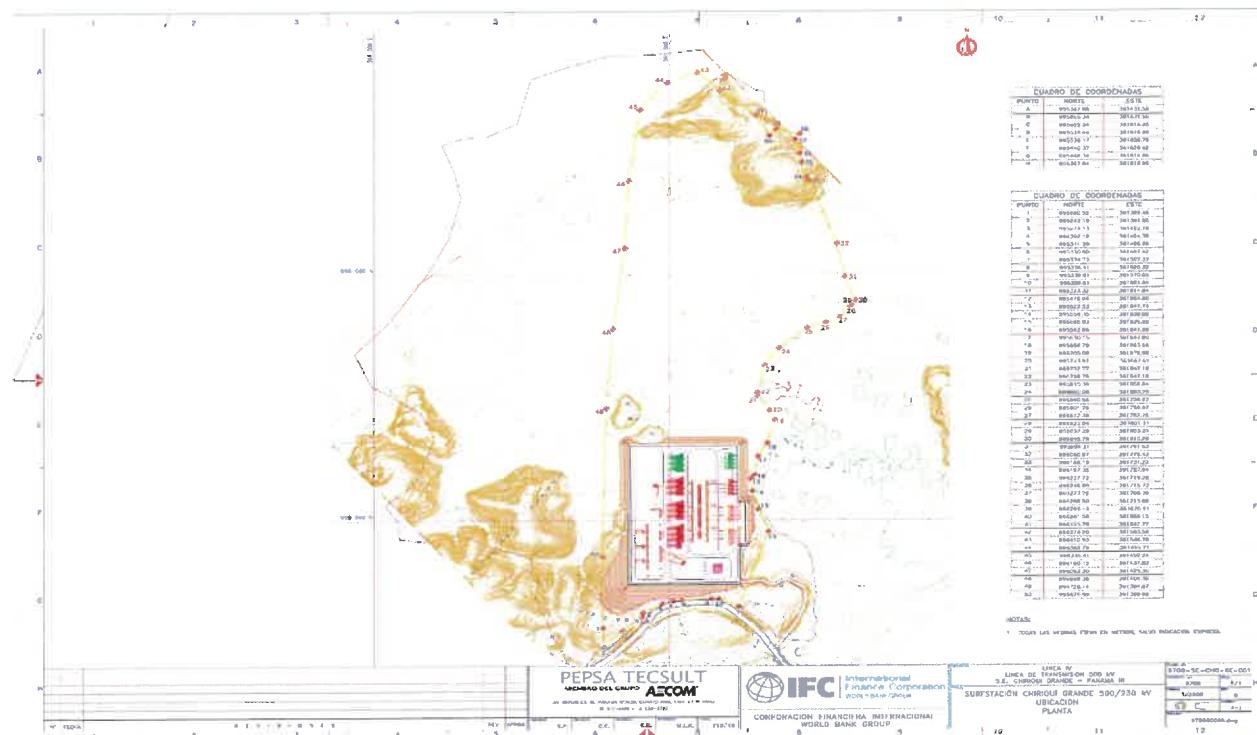


- 3 diámetros completos tipo GIS para 2 salidas de línea de transmisión 500 kV a Panamá III, 1 salida para Reactor de Barra 500 kV y 3 salidas para Bancos de Transformación 500/230 kV.
- 3 bancos de Autotransformadores 500/230 kV con una potencia por banco de 510 MVA.
- 2 bahías de Seccionamiento e Interrupción 500 kV (AIS) para los Reactores de línea 500 kV
- 2 bancos de Reactores de línea de 500 kV con una potencia de 125 MVAR cada uno.
- 1 banco de Reactores de barras de 500 kV con una potencia de 100 MVAR.
- Sistemas de control, protección y comunicaciones, así como la infraestructura civil asociada a las instalaciones.

El Patio de Equipos de 230 kV en configuración de interruptor y medio contará con:

- 4 diámetros completos y 3 diámetros con 2/3 de instalación (GIS) para 8 salidas de LT 230 kV y 3 salidas para Bancos de transformación.
- Sistemas de control, protección y comunicaciones, así como la infraestructura civil asociada a las instalaciones.

Gráfico 3.2. Diagrama Unifilares 500/ 230 KV



Fuente: Ingeniería Básica de la Cuarta Línea, PEPSA 2018

S/E Panamá III 500/230 kV

El patio de equipos de 500 kV en configuración de interruptor y medio contará con:

- 2 diámetros completos GIS para 2 salidas de línea de transmisión 500 kV a Chiriquí Grande, 1 salida para Reactor de Barra 500 kV, 1 salidas para un Bancos de Transformación 500/230 kV.

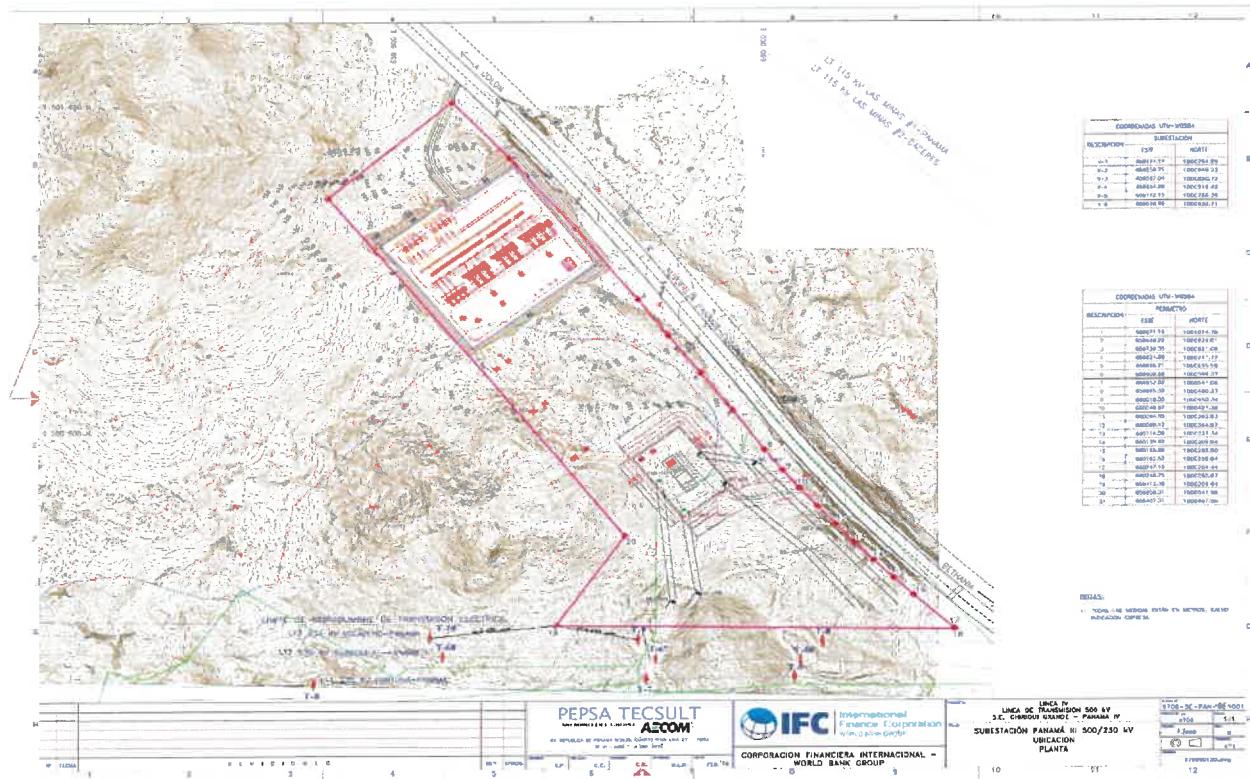


- 2 diámetros con 2/3 de instalación GIS para 2 salidas de los Bancos de Transformación 500/230 kV.
- 3 bancos de Autotransformadores 500/230 kV con una potencia por banco de 510 MVA.
- 2 bahías de seccionamiento e interrupción 500 kV (AIS) para los Reactores de línea 500 kV
- 2 bancos de Reactores de línea de 500 kV con una potencia de 125 MVAR cada uno.
- 1 banco de Reactores de Barras de 500 kV con una potencia de 100 MVAR.
- Sistemas de control, protección y comunicaciones, así como la infraestructura civil asociada a las instalaciones.

La ampliación del patio de equipos de 230 kV existente en configuración de interruptor y medio contará con:

- 3 diámetros con 2/3 de instalación, GIS al interior similar a los existentes, para 3 salidas de conexión de los Bancos de transformación.
- Sistemas de control, protección y comunicaciones, así como la infraestructura civil asociada a las instalaciones.

Gráfico 3.3. Diagrama Unifilares 500/ 230 KV



Fuente: Ingeniería Básica de la Cuarta Línea, PEPSA 2018



Ubicación geográfica

Las Subestaciones de Chiriquí Grande y la Ampliación de la Panamá III se ubicarán en las provincias de Bocas del Toro y Panamá, respectivamente, mientras la línea de transmisión de 500 kV entre la S/E Chiriquí Grande y la

S/E Panamá III tendrá una trayectoria a lo largo de la costa atlántica de la República de Panamá, cuya altitud fluctúa entre 2 y 474 metros sobre el nivel de mar y su recorrido será por cinco provincias y una comarca, según se explica a continuación:

Provincia	Distrito	Corregimiento
Bocas del Toro	Chiriquí Grande	Punta Peña Miramar Rambala
Comarca Ngäbe-Buglé	Jirondai Kankintú Kusapín San Pedrito Santa Catalina-Bledeshia	Tuwai Buri Mancreek Kankintú Calante Cañaveral Río Chiriquí San Pedrito Santa Catalina-Bledeshia
Veraguas	Santa Fé	Calovebora
Coclé	La Pintada Penonomé	El Harino Piedras Gordas Llano Grande Toabré Río Indio Tulu
Colón	Donoso	Coclé del Norte
Panamá	Panamá La Chorrera Capira Arraiján	Ancón La Represa Iturralde Arosemena El Arado Herrera Amador Obaldía Ciri de los Sotos La Trinidad Santa Rosa Nuevo Emperador Burunga

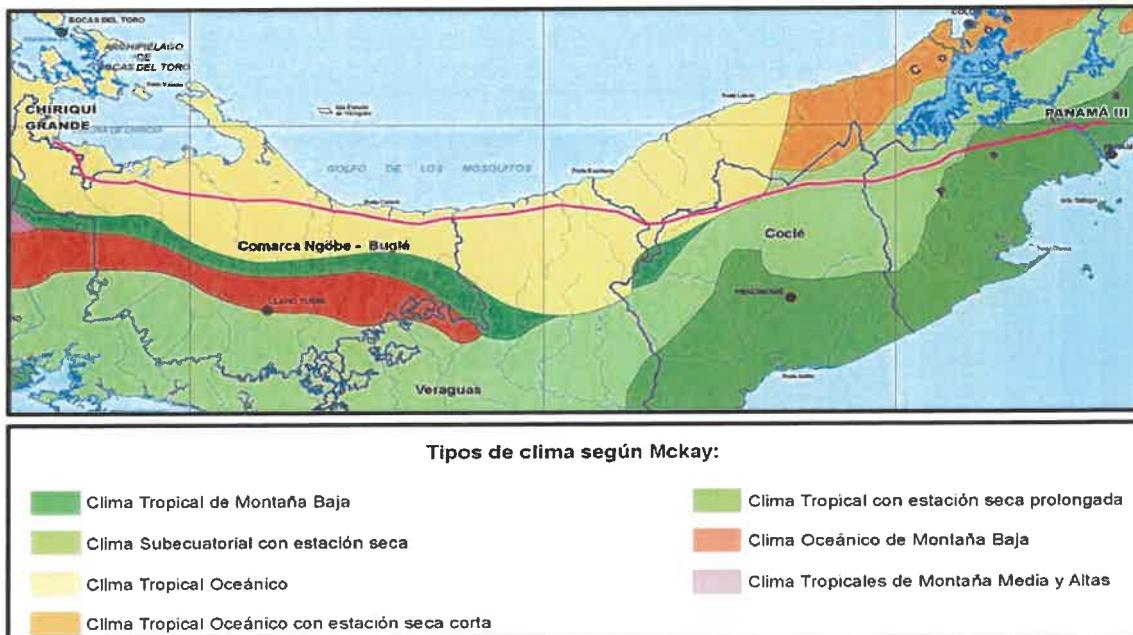


El área de trabajo se limitará a las fajas de terreno que constituyen las servidumbres de la Cuarta Línea de 35 metros a cada lado del eje central de la Línea, es decir, 70 metros de ancho total.

Clima

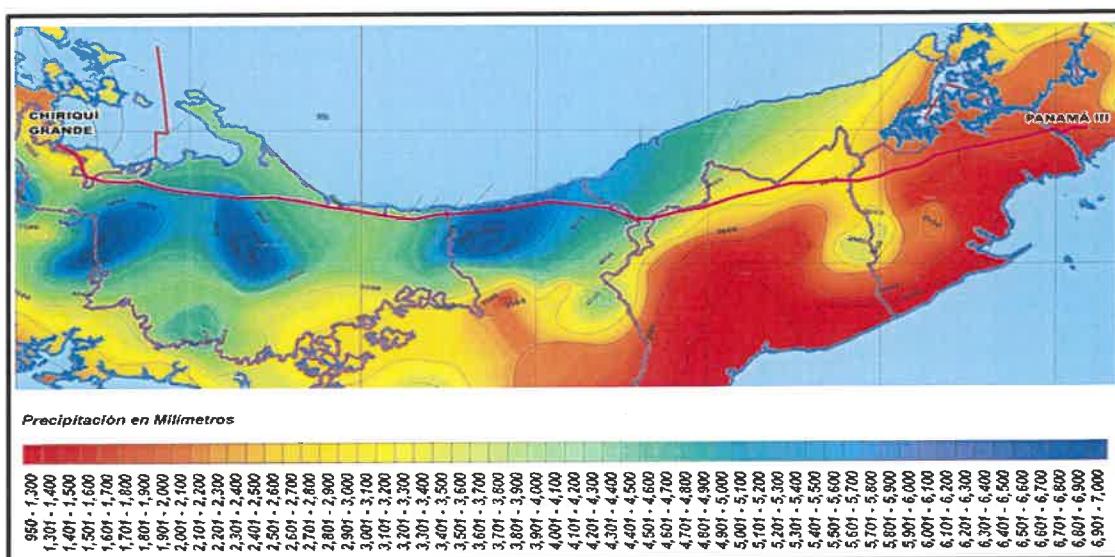
Las características climáticas principales se muestran en las siguientes figuras:

Gráfico 3.4. Tipos de Clima, según A. McKay: año 2000



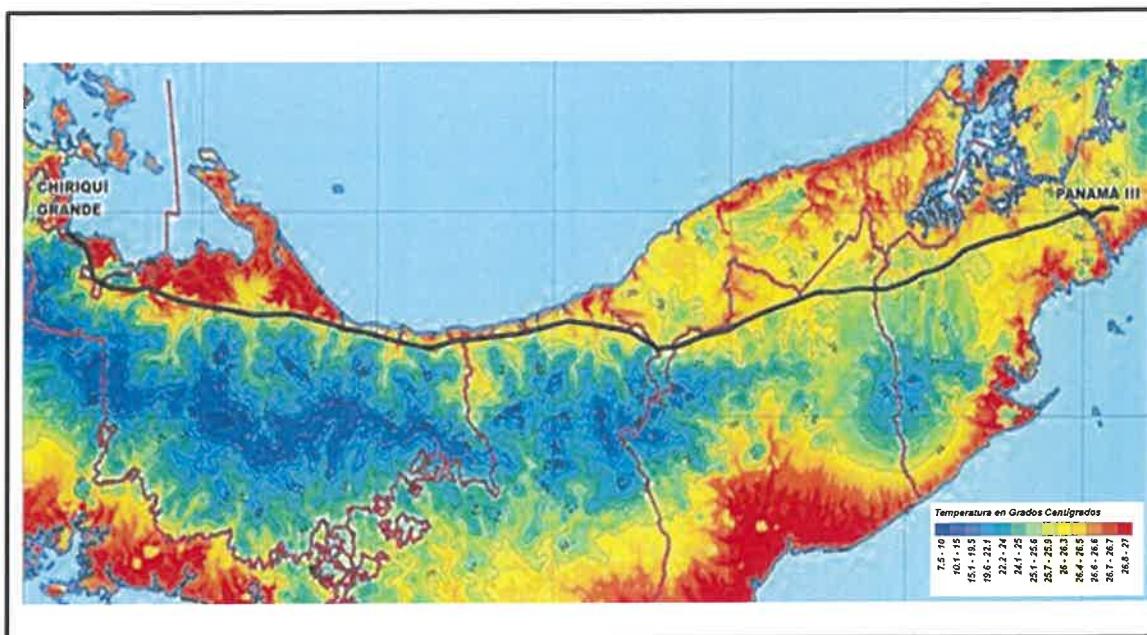
Fuente: Ingeniería Básica de la Cuarta Línea, PEPSA 2018

Gráfico 3.5. Mapa de Isoyetas -Precipitación promedio Anual



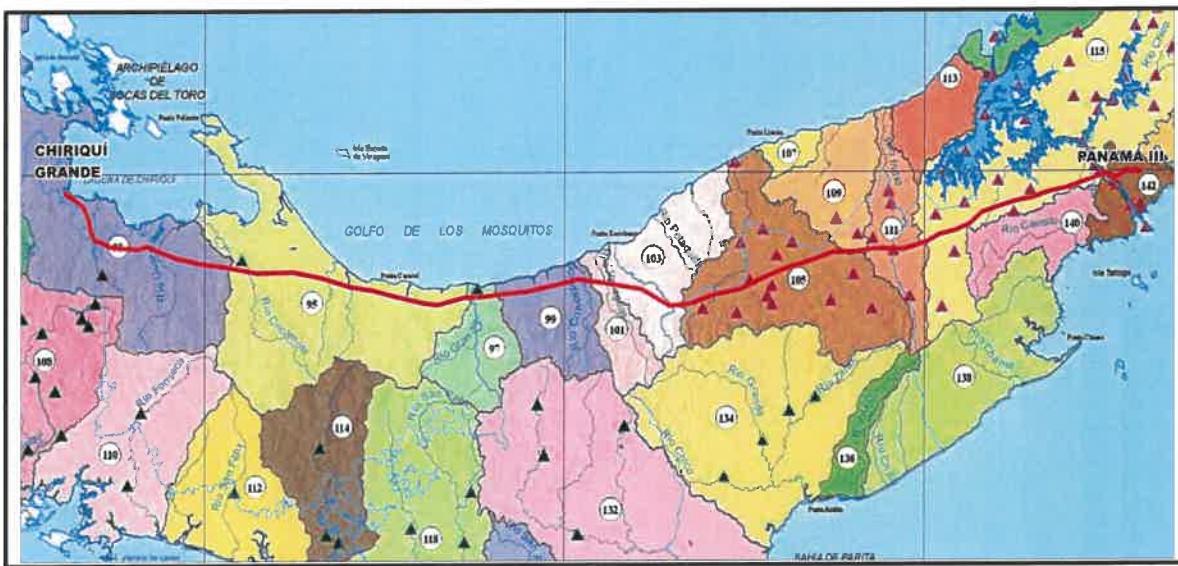
Fuente: ETESA, 2007. Gerencia de Hidrometeorología. República de Panamá

Gráfico 3.6. Mapa de Isotermas Promedio Anual



Fuente: Ingeniería Básica de la Cuarta Línea, PEPSA 2018

Gráfico 3.7. Mapa de Cuencas Hidrográficas



Fuente: Ingeniería Básica de la Cuarta Línea, PEPSA 2018

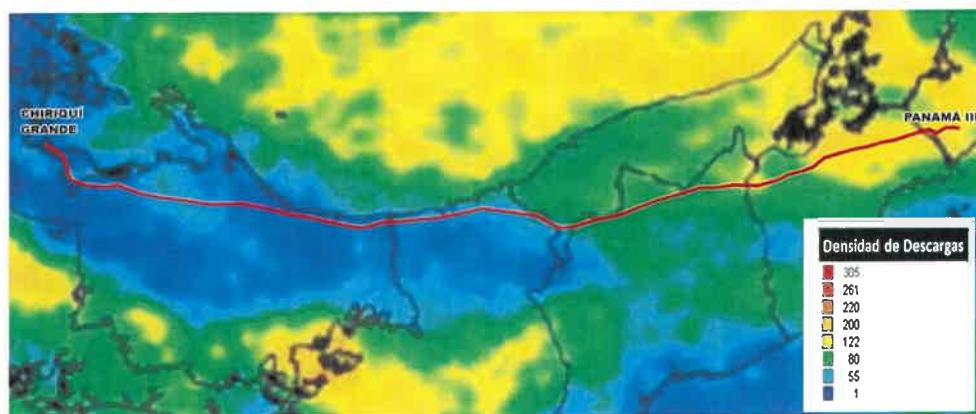
Panamá cuenta con 52 cuencas hidrográficas, de las cuales 34 desembocan en la vertiente del Pacífico y el resto, en la vertiente del Atlántico (18). La Cuarta Línea, en su recorrido preliminar, atraviesa 10 cuencas hidrográficas.

El potencial Contratista APP deberá considerar esta información como base para los subsiguientes estudios necesarios para la etapa de diseño y construcción de la Cuarta Línea.

Descargas Eléctricas

El recorrido preliminar de la Cuarta Línea atraviesa zonas con rango entre 1 a 122 descargas anuales/km², de acuerdo con el mapa de Densidad de las descargas eléctricas Promedio anual 2008-2010 (ETESA) que se muestra a continuación:

Gráfico 3.8. Densidad por Km² de Descargas Eléctricas. Promedio Anual 2008-2010



Fuente: Ingeniería Básica de la Cuarta Línea, PEPSA 2018

La línea de transmisión atraviesa una zona con rango de 1 a 122 descargas anuales / km² (densidad de las descargas eléctricas promedio anual 2008-2010), de acuerdo con la información alcanzada por la gerencia de Hidrometeorología de ETESA.

El potencial Contratista APP deberá considerar esta información en la memoria técnica del diseño de la Cuarta Línea, que deberá considerar estudios eléctricos de aislamientos, puesta a tierra, conductores, selección del cable de guarda, cálculo de protección contra descargas eléctricas, entre otros.

Estimación a Nivel de Prefactibilidad de los Costos de Inversión y Mantenimiento

En la Tabla 3.4 a continuación, derivado de la Ingeniería Básica, se resumen los costos de inversión o CAPEX estimados a nivel de Prefactibilidad, asociados a la construcción de la Cuarta Línea, los cuales están divididos entre los costos directos e indirectos correspondientes a la fase de 230 kV y de 500 kV. Los principales rubros que hacen parte de los costos directos son; i) suministro de materiales, ii) transporte, iii) obras civiles, y iv) montaje electromecánico.

Tabla 3.4. CAPEX en balboas (a precios de 2018)

CUARTA LINEA DE TRANSMISION 500 KV S.E. CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III		Años					
Descripción	Total (B./)	1	2	3	4	8	9
1.0 ETAPA I: PARA OPERACIÓN EN 230 KV							
1.1 LT 500 KV Chiriquí Grande - Panamá III							
1.1.1 Suministro de Materiales	49,145,111	49,145,111					
1.1.2 Aranceles, transporte y seguro local		4,734,423					
1.1.3 Obras civiles		13,397,286		31,260,334			
1.1.4 Montaje Electromecánico				45,892,236			
1.1.5 Accesos		35,656,000					
Total	229,230,499	84,801,111	67,276,819	77,152,570			
2.0 Subestaciones y Telecomunicaciones para 230 KV							
2.1 Suministro de Materiales SSEF		15,677,605	23,516,408				
2.2 Aranceles, transporte y seguro local			4,492,249				
2.3 Obras Civiles		8,490,729.60	5,660,486				
2.4 Montaje Electromecánico			3,010,493				
Otros	60,847,971		24,168,335	36,679,636			
TOTAL COSTO DIRECTO 230 KV	290,078,470	84,801,111	91,445,154	113,832,206			
Otros							
3.0 ETAPA II: PARA OPERACIÓN EN 500 KV							
3.1 Suministro de Materiales SSEE					62,102,915		
3.2 Aranceles, transporte y seguro local					5,066,817.00	1,688,939	
3.3 Obras Civiles					14,375,477.50	14,375,478	
3.4 Montaje Electromecánico						5,262,912	
Total	102,872,538				81,545,210	21327328.5	
TOTAL COSTO DIRECTO 500 KV	102,872,538				81,545,210	21327328.5	
TOTAL COSTO DIRECTO 230 KV y 500 KV	392,951,008	84,801,111	85,294,085	104,396,839	94,826,922	23632052.5	
4.0 COSTOS INDIRECTOS 230 KV							
4.1 Gastos Generales		15,962,466	15,962,466	15,962,466			
4.2 Ingeniería de Detalle		2,628,014	2,628,014	2,628,014			
4.3 Supervisión		4,276,355	4,276,355	4,276,355			
4.4 Fianzas y seguros		2,161,503	2,161,503	2,161,503			
4.5 Otros		7,052,098	7,052,098	7,052,098			
4.6 Contingencias		6,795,517	6,795,517	6,795,517			
TOTAL COSTOS INDIRECTOS 230 KV	116,627,859	38,875,953	38,875,953	38,875,953			
5.0 COSTOS INDIRECTOS 500 KV							
5.1 Gastos Generales					11,624,957	11,624,957	
5.2 Ingeniería de Detalle					1,913,899	1,913,899	
5.3 Supervisión					3,114,333	3,114,333	
5.4 Fianzas y seguros					1,574,154	1,574,154	
5.5 Otros					5,135,819	5,135,819	
5.6 Contingencias					4,948,959	4,948,959	
TOTAL COSTOS INDIRECTOS 500 KV	56,624,240				28,312,120	28,312,120	
TOTAL COSTOS DIRECTOS E INDIRECTOS	588,203,108	128,180,540	182,804,585	155,191,835	106,112,115	45,934,284	

Asimismo, en la Tabla 3.5 a continuación se presentan los costos estimados a nivel de Prefactibilidad relacionados con las provisiones para la gestión de (i) los estudios, trámites y aprobaciones de permisos

medioambientales (Gestión Ambiental); (ii) la adquisición de predios (Gestión Predial); y (iii) los trabajos, estudios, planes y trámites con las Comunidad Ngäbe-Buglé y comunidades indígenas fuera de la comarca (Gestión Social); y (iv) las aprobaciones de las licencias y permisos necesarias para el Proyecto (Gestión de Redes). Por sus características, estos costos se consideran de riesgo compartido, y su estimación, distribución y estructura serán definidos con más detalle en el contrato de APP dentro las siguientes fases del Proyecto, en el caso de ser aprobado en fase de Prefactibilidad.

Tabla 3.5. Costo Estimado de las Cuatro Provisiones Compartidas (a precios de 2018)

Provisiones Compartidas
Gestión Predial
Gestión Ambiental
Gestión Social
Gestión de Redes
Total B/.104,100,000

En cuanto a la Tabla 6, se refleja el costo de mantenimiento por componente del CAPEX estimado a nivel de Prefactibilidad, según el porcentaje de participación en la ejecución del total del proyecto:

Tabla 3.6. OPEX en balboas (a precios de 2018)

	Año de operación	1	2	3	4	20
Opex asociado Línea de transmisión 500 kv	40%	3,118,155.77	6,236,311.54	6,236,311.54	6,236,311.54	7,978,366.71
Opex asociado S.E Chiriquí Grande 230 kv	6%	482,006.44	964,012.88	964,012.88	964,012.88	1,233,300.84
Opex asociado S.E Chiriquí Grande 500 kv	12%	922,936.98	1,845,873.95	1,845,873.95	1,845,873.95	2,361,501.53
Opex asociado S.E Panamá III 230 kv	2%	174,243.21	348,486.41	348,486.41	348,486.41	445,832.82
Opex asociado S.E Panamá III 500 kv	12%	934,990.01	1,869,980.02	1,869,980.02	1,869,980.02	2,392,341.41
Opex asociado Sistema de telecomunicaciones y control digital	1%	53,638.55	107,277.09	107,277.09	107,277.09	137,243.94
Opex asociado Costo indirecto	28%	2,206,443.81	4,412,887.63	4,412,887.63	4,412,887.63	5,645,586.41
Total OPEX		7,892,414.77	15,784,829.53	15,784,829.53	15,784,829.53	20,194,173.68

*Cálculo de costos de mantenimiento conforme a la regulación del sector eléctrico.

Cabe mencionar que los valores mencionados en esta sección están en revisión para ser actualizados en el ITD en la fase de Factibilidad en caso de que el presente ITI se apruebe en la fase de Prefactibilidad.

Conclusiones

Con base en la información presentada en este capítulo, el Proyecto tiene los elementos técnicos para su implementación con la definición de las necesidades de la línea y las subestaciones. Se muestra las características de la geografía donde será implementado el Proyecto. Asimismo, se muestra el resumen de la ingeniería básica del Proyecto la cual será ampliada y presentada en la fase de Factibilidad, en el caso de que el presente ITI sea aprobado en fase de Prefactibilidad.

Capítulo 4. Análisis social general a nivel prefactibilidad

Introducción

El presente capítulo refleja un resumen de los resultados que han logrado identificar los aspectos sociales de la Cuarta Línea. Este ejercicio se basó en una revisión de los estudios pertinentes y la legislación aplicable. Asimismo, se identifican los temas centrales que se deberán considerar para la Entidad Pública Contratante y el Contratista APP durante el diseño, construcción, suministro e instalación, puesta en marcha, administración y mantenimiento del Proyecto.

Descripción del entorno socioeconómico del área de influencia de la Cuarta Línea

A lo largo del tramo que será interceptado por la alineación de la Cuarta Línea existen tierras sujetas a la propiedad tradicional, territorio donde viven comunidades indígenas (dentro y fuera de la comarca).

El diseño preliminar se centró en un área de estudio compuesta por un corredor de 2,000 m de ancho y 74 vértices. En el caso de que el Proyecto sea aprobado en las fases de Prefactibilidad y Factibilidad, el posible Contratista APP seleccionará el derecho de vía final de 70 m de ancho dentro de dicho corredor, que deberá cumplir con las especificaciones y restricciones de lugares que defina ETESA, luego de consultas con las autoridades y representantes de la región Ño Kribo de la comarca Ngäbe-Buglé y comunidades indígenas fuera de la comarca y con instituciones como el Ministerio de Ambiente para las áreas protegidas y la Autoridad del Canal de Panamá, entre otras.

Para el desarrollo del Proyecto y la elaboración del EsIA, ETESA se ha planteado cumplir con las Normas y Políticas Ambientales y Sociales exigidas por las Entidades Financieras Internacionales (incluyendo entre otras las Normas de Desempeño Ambiental y Social de la Corporación Financiera Internacional)², incluyendo procesos de consulta y consentimiento previo, libre e informado con las comunidades de los distritos de la comarca Ngäbe-Buglé y comunidades indígenas fuera de la comarca, (según aplique) por donde transcurrirá el recorrido de la Cuarta Línea. Asimismo, ETESA contribuirá al Plan Colmena y a los objetivos de desarrollo sostenible (ODS) 2030 para los corregimientos que recorre la Cuarta Línea, con enfoque en 12 puntos temáticos (educación, vivienda, salud, electrificación rural, entre otros) y el plan de acceso universal de energía.

En la etapa de planificación preliminar del Proyecto se realizaron levantamientos de campo a lo largo del trazado de la Cuarta Línea, con excepción del tramo que atraviesa la comarca Ngäbe-Buglé, donde se lleva a cabo un proceso propio de consulta y solicitud de autorización para la realización de los estudios que el proyecto requiere. La comarca Ngäbe-Buglé está organizada en tres niveles jerárquicos: el Congreso General, los Congresos Regionales y los Congresos Locales. La Comarca se compone de nueve regiones o distritos (Kankinyú, Besikó, Kusapín, Mironó, Nolu Duima, Muna, Ñurum, Calobévora (o Santa Catalina), y Jirondai).

El Congreso Regional Ño Kribo es la instancia facultada para aprobar la constitución de una servidumbre permanente de paso para la Cuarta Línea la cual transcurrirá por los distritos de Jirondai, Kusapín,

² Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Ambiental y Social y Notas de Orientación (IFC, 2012)

Kankintú y el distrito de Bledeshia, en la Región Ño Kribo de la Comarca Ngäbe-Buglé. Los avances de este proceso se reflejan en los siguientes documentos:

1. Bajo Resolución N°01 de 1 de febrero de 2019 mediante el cual se aprueba la solicitud de Estudio de impacto Ambiental y otros estudios necesarios requerido por ETESA para la viabilidad de la Cuarta Línea en la Región Ño Kribo;
2. Bajo el convenio del 11 de noviembre del 2021 en el cual se enmarca la Compensación Social Colectiva e Indemnización en concepto de plantaciones agrícolas, maderables y árboles, por la constitución de la servidumbre permanente de paso de la Cuarta Línea en la Región Ño Kribo de la Comarca Ngäbe-Buglé, el cual ha sido ratificado por el Congreso General de la Comarca Ngäbe-Buglé el 28 de diciembre del 2021. Asimismo, ETESA ha solicitado la aprobación del mismo, mediante resolutivo que será emitido por el Ministerio de Gobierno y Justicia, los detalles de la resolución serán presentadas en la fase de Factibilidad en caso de que el ITI se apruebe en la fase de Prefactibilidad.

El trazo de la Cuarta Línea recorre el territorio de las regiones de Kankintú y Kusapín. Los principales centros poblacionales de las regiones mencionadas anteriormente cuentan con provisión limitada de servicios públicos básicos, tales como saneamiento, agua potable y energía eléctrica. En la totalidad de la Comarca fueron registradas 16.512 viviendas (Censo 2010). El 70% de ellas con piso de tierra, 61% sin agua, sin letrina o servicio sanitario y casi 95% sin luz eléctrica. Las actividades económicas de la Comarca son agropecuarias, artesanales, pesca y comercio. En la región Ño Kribo por donde pasará la Cuarta Línea de transmisión, la actividad principal es la pesca, la cual genera recursos en los hogares y se desarrolla en forma individual. La accesibilidad actual es muy limitada y se llega a muchas comunidades por rutas fluviales o una combinación de rutas fluviales y terrestres, utilizando sobre todo medios de transporte no mecánicos.

La propiedad de la tierra es colectiva. La posesión consuetudinaria es de tipo comunal y familiar, sin título de propiedad y con transmisión hereditaria. También se reconoce el derecho al uso en programas y proyectos de desarrollo nacional y regional.

Fuera de la Comarca, se verificó de manera preliminar que la servidumbre de la Cuarta Línea será establecida en áreas rurales donde viven otras comunidades en los distritos de:

- Chiriquí Grande (5 corregimientos), en la provincia de Bocas del Toro;
- Santa Fé (corregimiento de Calovébora), en la provincia de Veraguas;
- Donoso (corregimiento de Coclé del Norte), en la provincia de Colón;
- La Pintada (3 corregimientos) y Penonomé (3 corregimientos), en la provincia de Coclé;
- Capira (2 corregimientos), La Chorrera (7 corregimientos), Arraiján (2 corregimientos); y
- Panamá (corregimiento de Ancón), en la provincia de Panamá.

Se trata de facto de áreas rurales de las provincias, distritos y corregimientos interceptados por la servidumbre. Como parte del EsIA se incluirá el detalle del uso del suelo a lo largo de las áreas parte de la servidumbre (vegetación nativa, agricultura, otros), y se identificarán las comunidades, poblados, aglomerados de población existentes a lo largo del trazo y que están más cercanas o son interceptadas por la servidumbre.



Asimismo, es importante considerar los tramos urbanos y semiurbanos del trazo de la Cuarta Línea. Por ejemplo, en el corregimiento Nuevo Emperador, en Arraiján, y el corregimiento de Ancón, en el distrito de Panamá, existen varios proyectos residenciales concluidos y en construcción, y que pueden ser área de expansión urbana. Como parte del EslA se realizará la identificación de los actores claves en función de su grado de influencia y proximidad. Asimismo, el plan de comunicación social y consulta con las partes interesadas dentro del EslA prevé la realización de reuniones informativas que permita la comprensión del Proyecto.

Población beneficiaria estimada

Las proyecciones de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica en el largo plazo van de la mano de variables exógenas al sistema eléctrico, pero endógenas al crecimiento del país. Estas variables son: la población urbana y rural del país, el PIB global (expectativas de crecimiento de la economía) y variación del nivel de precios en el país (inflación). Todos los componentes antes mencionados son esenciales para determinar la evolución del sector eléctrico.

El Proyecto contribuirá a la mejora de la eficiencia del SIN y por lo tanto beneficiará al consumidor final de energía eléctrica: actualmente (al cierre del año 2019) existen 1,118,434 usuarios en el país de acuerdo con la ASEP³. Asimismo, la Cuarta Línea tendrá un impacto positivo para el país y sus habitantes, al permitir transportar toda la energía renovable disponible en el Occidente del país. Según la actualización, al censo elaborado en 2010 por el Instituto Nacional de Estadística y Censo (INEC), adscrito a la Contraloría General de la República de Panamá, presentada en el PESIN 2019-2033 (Tomo I - Estudios Básicos), se tiene una población total estimada de 4,296,732 habitantes (al año 2020). Vale destacar que la provincia de Panamá, donde se encuentran los principales centros de carga, mantiene entre el 51% y 71% de la población total y población urbana del país respectivamente.

Aspectos sociales del proyecto

Los aspectos sociales más relevantes de la Cuarta Línea se pueden categorizar en dos temas:

- Comunidades indígenas (dentro y fuera de la comarca Ngäbe-Buglé): Como se mencionó de acuerdo con el recorrido preferencial preliminar, la Cuarta Línea pasaría aproximadamente por 107 km, dentro de la comarca Ngäbe-Buglé (específicamente la región Ño Kribo). Además de otras áreas en el norte de la provincia de Veraguas, donde viven otras comunidades indígenas. Actualmente, ETESA cuenta con la aprobación del Congreso Regional Ño Kribo para adelantar los estudios que confirmen la viabilidad del proyecto (bajo Resolución N°01 de 1 de febrero de 2019) y para la constitución de la servidumbre (bajo el convenio del 11 de noviembre del 2021). ETESA seguirá con los requerimientos necesarios para cumplir con el proceso de consulta previa, libre e informada con las comunidades indígenas dentro y fuera de la comarca (según aplique) de acuerdo con las Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Ambiental y Social de la IFC.
- Adquisición de tierras: El recorrido propuesto para la Cuarta Línea requerirá la creación de una servidumbre de 70 metros de ancho a lo largo de los 330 kilómetros. Esta tierra incluye secciones actualmente clasificadas como áreas protegidas de propiedad estatal, tierras comunales tituladas a pueblos indígenas y propiedades privadas, tanto tituladas como sin título. La indemnización y

³ https://www.asep.gob.pa/wp-content/uploads/electricidad/estadisticas/2019/primer_semestre/demanda.pdf

compensación por adquisición de tierras será a valor comercial incluyendo un coeficiente de restricción como estipula la regulación local y de acuerdo con las Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Ambiental y Social de la IFC.

Riesgos e Impactos sociales preliminares

Los principales riesgos e impactos sociales, salud y seguridad estimados a nivel de Prefactibilidad del proyecto de la Cuarta Línea se clasifican en ocho (8) áreas.

1. En servicios ecosistémicos:

- Impactos en servicios de provisión de la población local.

Mitigación:

Se deberán identificar todos los servicios ecosistémicos en el área de influencia directa e indirecta del Proyecto. Preliminarmente, se estima que estos servicios están presentes de forma diferenciada en la comarca Ngäbe-Buglé, en las comunidades indígenas fuera de la comarca y en las áreas peri-urbanas y urbanas, incluyendo:

- Servicios eco-sistémicos de provisión, incluyendo: productos de la agricultura, frutos y plantas comestibles, plantas medicinales, con valor económico o de relevancia religiosa, recursos forestales como fuente de renta, recursos forestales o plantas utilizados como material de construcción o como material para artesanías, biomasa (inclusive madera) utilizada como fuente de energía o calor, suelos arcillosos utilizados para fabricación de cerámica, fauna que es fuente de alimentación o de renta de poblaciones locales, recursos pesqueros consumidos o explotados, agua para consumo de personas y/o ganado, agua para irrigación y producción agrícola, y agua para uso industrial.
- Servicios ecosistémicos de regulación, incluyendo: regulación climática, secuestro de carbono, prevención de erosión, amortiguamiento de caudales de pico, mitigación de desastres naturales, polinización, descomposición de residuos orgánicos, purificación de agua, purificación de aire.
- Servicios ecosistémicos culturales: sitios sagrados, paisajes de valor para el ecoturismo, recursos para caza y pesca deportiva, recursos para investigación científica y para desarrollo educacional.

2. En la infraestructura y servicios públicos:

- Presión en la infraestructura de servicios existentes (salud, educación, seguridad pública, vivienda).
- Apropiación de parte de la capacidad de vías locales.
- Sobrecarga temporal sobre la capacidad local de disposición de basura.
- Interferencia con infraestructuras existentes, como aductoras de agua, oleoductos, líneas de transmisión existentes, aeródromos y su espacio aéreo.



Mitigación:

La cobertura geográfica de las redes de agua potable, colecta de desagües y energía serán descritas por el potencial Contratista APP, al igual que las de las estaciones de tratamiento de desagües.

La construcción requerirá la mejora de varios de los accesos existentes en la comunidad y la construcción de nuevos accesos. Esto beneficiará a las comunidades indígenas, reduciendo tiempos y costos de los viajes. Indirectamente, la mejora de accesibilidad puede aumentar la cantidad de actividades económicas viables de las comunidades. También trae mejoras de calidad de vida, debido a una mayor facilidad de acceso a servicios públicos, por ejemplo, centros de salud.

Adicionalmente, la infraestructura social y de servicios podrá ser racionalizada, debido a que cada instalación podrá atender a un área geográfica mayor con la mejora de acceso. Se deberá acordar con las comunidades un reglamento para el uso compartido de los accesos de construcción durante las obras.

3. En la economía y finanzas públicas:

- Riesgo del incremento de ambulantes.
- Impacto por inflación inducida.
- Aumento en los valores de las propiedades.
- Interferencia con derechos minerales ya concedidos o en concesión.
- Sustitución de uso en las áreas de intervención directa y en la servidumbre y afectación de cultivos y desplazamiento económico.
- Reducción de ingresos y de contratación de mano de obra y de servicios locales por la desmovilización de las obras.

Mitigación:

El trazo de la línea de transmisión o de los accesos podrán afectar algunas parcelas de agricultura aún en fase de utilización. En estos casos se deberá asegurar que los agricultores, en la medida en que dependen de dicha actividad para su sustento, tengan acceso a tierras cultivables en el futuro.

La cantidad de construcciones y mejoras a ser directamente afectadas deberá ser cuantificada y descrita, dentro del estudio de avalúos a ser realizado por ETESA en paralelo a la fase de Factibilidad, identificando las partes afectadas para incluirlas en un plan de indemnización.

4. En la calidad de vida de la población:

- Afectaciones en función del alcance de construcciones o mejoras.
- Posibles afectaciones inducidas por actividades en los frentes de obra (ruidos, polvo y vibraciones).
- Riesgos de conflicto entre trabajadores de construcción y las comunidades próximas.
- Posibles afectaciones por el aumento de ruido durante la operación.
- Cambios en el paisaje durante la construcción y operación.

Todo proceso constructivo puede conllevar una variación a la calidad de vida de las poblaciones vecinas. Para esto se implementará como parte del estudio del EsIA y avalúos un proceso de participación social y se establecerán planes eventuales de indemnización o proyectos de compensación y mitigación de impactos socioambientales.



5. En la Seguridad y Salud de la comunidad:

- Posibles efectos inducidos por campos electromagnéticos.
- Aumento del riesgo de accidentes de tránsito.
- Posibles riesgos de incremento de alcoholismo / drogas, embarazos y ETS.
- Aumento del riesgo de propagación de enfermedades vectoriales y / o contagiosas.
- Posibles riesgos de accidentes eléctricos.
- Posibles riesgos asociados a los servicios de seguridad patrimonial.

Mitigación:

Se evaluarán los riesgos y los impactos en el alcance del Proyecto sobre la salud y la seguridad de las comunidades durante todo el ciclo del mismo, incluidas aquellas personas que, por sus circunstancias particulares, sean vulnerables, y se establecerán las correspondientes medidas de mitigación de acuerdo con los riesgos que se identifiquen.

6. En la seguridad y salud de los trabajadores:

- Riesgos relacionados a la seguridad y salud de los trabajadores del proyecto.

Mitigación:

Se establecerá un plan de seguridad ocupacional para proteger la salud de los trabajadores durante la construcción y mantenimiento del proyecto. Se designará un personal responsable de la seguridad de los trabajadores en cada lugar de trabajo con altos potenciales de exposición.

7. En el Patrimonio Histórico, Artístico y Cultural

- Riesgo de daños al Patrimonio Histórico, Cultural y arqueológico.

Mitigación:

Se establecerá un plan con medidas para la salvaguardia del patrimonio arqueológico, histórico y cultural existente en el área donde será implantado el proyecto, pudiendo incluir medidas de rescate, de ser necesario, y también acciones de educación de la mano de obra de construcción sobre el patrimonio cultural potencialmente afectado, y un procedimiento para hallazgos fortuitos.

8. En las Poblaciones Tradicionales

- Interferencias con población indígena.

Mitigación:

Se implementarán proyectos de compensación social y otras medidas de carácter colectivo en las comunidades indígenas, buscando asegurar que estas se beneficien del proyecto.

Conclusiones

El Proyecto contempla el diseño, construcción, suministro e instalación, puesta en marcha, financiamiento y mantenimiento de una línea de Transmisión con aislamiento de 500kV de doble circuito con aproximadamente 330 km. La Cuarta Línea de transmisión, iniciará en la Subestación Chiriquí Grande localizada en la Provincia de Bocas del Toro, y finalizará en la Subestación Panamá III, localizada en la Provincia de Panamá. El recorrido propuesto para la Cuarta Línea requerirá la creación de una

servidumbre a lo largo de los 330 kilómetros de 70 metros de ancho, en terrenos con usos variados. En algunas partes, el recorrido atraviesa hábitats naturales biológicamente diversos, así como de tierras sujetas a la propiedad tradicional y el uso consuetudinario de las comunidades indígenas.

Para el desarrollo del proyecto de la Cuarta Línea, ETESA se ha planteado cumplir con la legislación panameña y con los estándares internacionales ambientales, sociales y de calidad, incluyendo procesos de consulta y consentimiento previo, libre e informado de las comunidades indígenas en los distritos de la Comarca Ngäbe Buglé y en casos de comunidades indígenas que viven fuera de la comarca que pudieran resultar impactadas por el proyecto, según aplique.

En la etapa de planificación preliminar ETESA ha logrado obtener la aprobación del Congreso Regional Ño Kribo para adelantar los estudios que confirmen la viabilidad del proyecto (bajo Resolución N°01 de 1 de febrero de 2019) y para la constitución de la servidumbre (bajo el convenio del 11 de noviembre del 2021).

ETESA realizará el EsIA y el estudio de avalúos a través de firmas especializadas y los resultados serán implementados por el potencial Contratista APP. Los términos de referencia para la realización de los estudios incorporan los requerimientos del marco legal panameño en materia ambiental y social, así como las Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Ambiental y Social de la Corporación Financiera Internacional (IFC por sus siglas en inglés).

ETESA realizó la segunda evaluación de comisión y dicho informe ya fue publicado en Panamá Compras y está por finalizar el proceso de adjudicación para que el consultor inicio con los trabajos del EsIA.

El EsIA se presentará ante el Ministerio de Ambiente y deberán cumplir con el Decreto Ejecutivo No. 123 de 14 de agosto de 2009 y sus modificaciones los Decretos Ejecutivos No. 155 de 5 de agosto de 2011 y 975 de 23 de agosto de 2012.



Capítulo 5. Análisis ambiental preliminar a nivel Prefactibilidad

Introducción

En este capítulo se comparte un resumen de los resultados que han logrado identificar los aspectos ambientales clave a lo largo o cercanos de la alineación de la Cuarta Línea, a nivel de Prefactibilidad. Este ejercicio se basó en una revisión de los estudios pertinentes y la legislación aplicable. Asimismo, se identifican los temas centrales que se deberán considerar para el contratista durante el diseño, construcción, suministro e instalación, puesta en marcha, administración y mantenimiento del Proyecto.

Descripción del entorno ambiental del área de influencia de la Cuarta Línea

La Cuarta Línea será la primera línea de transmisión en territorio panameño que se implementa en la cuenca del Atlántico, con una longitud de 330 km, ya que las tres líneas de transmisión existentes que unen el Este y el Oeste del país se despliegan en la cuenca del Pacífico.

Existen tramos donde el trazo transita por zonas de bosque maduro, zonas de bosque secundario intermedio a maduro, zonas de grandes declividades con bosques maduros muy conservados y áreas de pequeños productores rurales, con presencia de ganado y agricultura de subsistencia, próximo a pequeñas fincas y pueblos. Adicionalmente, en la parte final del trazo, el alineamiento transitará por áreas urbanas y semiurbanas, particularmente en las cercanías de las subestaciones. En estas zonas se requerirá un cuidado especial por la cercanía a centros poblacionales y a la infraestructura urbana (agua, caminos, cable, gas, entre otros).

Aproximadamente, el 39% del trazo de la Cuarta Línea está cubierto por bosques naturales (incluyendo reservas naturales), importantes recursos hídricos y altos valores de biodiversidad. La vertiente atlántica del país presenta uno de los valores más altos de biodiversidad de Panamá. Una gran parte de los terrenos de dicha zona está destinados a la conservación de recursos forestales y agua, los cuales no son aptos para la agricultura. Sin embargo, existen usos en las actividades agropecuarias de subsistencia, con tecnologías rudimentarias (roza y quema), que llevan al agotamiento y pérdida de suelos. Según informaciones de catastro preliminar de la servidumbre de 70 metros de la Cuarta Línea, donde constan en los catastros de la Autoridad Nacional de Administración de Tierras (ANATI), la situación de los predios recorridos por el trazado preferencial puede ser resumida en la tabla a seguir:

Tipo de predio	Recorrido Cuarta Línea (km)
Parques Nacionales en Panamá	78
Comarca Ngäbe-Bugle	110
Predios del ANATI	99
Se requiere mayor información	35
TOTAL	322



Para la atención de estos aspectos, se ha estructurado el alineamiento por sector:

1. Sector Comarcal: Chiriquí Grande - Comarca Ngäbe-Buglé, entre los Vértices V 01 a V 28 A, que comprende 139 km.
2. Sector Atlántico – Panamá. Atlántico: Santa Fe-Donoso, entre los Vértices V 28 A a V 44, que comprende 106 km. Se sustenta porque incluye dos áreas protegidas, además de territorio de bosque maduro, al norte de Veraguas; y Panamá: Coclé-Panamá III, entre los Vértices V 44 a V 74, que comprende 77 km. Incluye áreas de zona rural / urbana. Este Sector Atlántico – Panamá comprende un total de 183 Km.

El potencial contratista deberá tener en consideración todas las especificaciones y restricciones en materia ambiental establecidas, de acuerdo con el tipo de predio para la ejecución del Proyecto.

Aspectos ambientales del proyecto

La Cuarta Línea cruza a lo largo del Corredor Biológico Mesoamericano en Panamá, y la alineación identificada se ubica dentro de áreas determinadas como protegidas. El Sistema Nacional de Áreas Protegidas de Panamá integra varias categorías de manejo para proteger la integridad ambiental de las áreas naturales no perturbadas por actividades humanas, y para asegurar la preservación de ecosistemas con una biodiversidad significativa. El área de influencia del proyecto en el Sistema Nacional de Áreas Protegidas comprende áreas protegidas de Donoso, Parque Nacional Camino de Cruces, y Parque Nacional Jesús Héctor Gallego Herrera y la Cuenca Hidrográfica del Canal de Panamá

Riesgos e impactos ambientales preliminares

A continuación, se presentan los principales riesgos e impactos ambientales de la Cuarta Línea a nivel Prefactibilidad los cuales se describen a continuación en ocho (8) categorías:

1. En los recursos hídricos superficiales:

- Aumento de la turbidez y sedimentación en los cursos de agua.
- Deterioro temporal de la calidad de las aguas superficiales.
- Alteración del riesgo de contaminación de las aguas subterráneas.

Mitigantes:

Durante desbroce de vegetación:

Sólo se permitirá el uso de tractores en el desbroce cuando en zonas distantes de los límites del área de desbroce, de ríos, arroyos o cuerpos de agua, y de cualquier hábitat especial identificado. Cerca de estas áreas, el desbroce se hará exclusivamente con motosierras.

Las pilas temporales de suelo excavado o desbrozado no podrán estar situadas a menos de 30 m de cuerpos de agua superficiales, en áreas inclinadas o a lo largo del flujo de las precipitaciones. Todas las pilas de tierra serán protegidas con lonas plásticas y rodeadas de bermas de contención, para impedir que arrastres de suelos durante las lluvias.



Durante movimiento de tierra y control de erosión:

Durante el proceso de movimiento de tierra, no se permitirán escorrentías no controladas de precipitaciones sobre superficies de suelo expuestas. Todas las superficies de trabajo deberán contar con un grado de inclinación a todo momento, de modo que el agua de lluvia fluya en cursos predeterminados. La velocidad del flujo de estos cursos de drenaje también se controlará mediante contenciones de pendiente periódicas, barreras de tierra u otros dispositivos.

Como regla, la única agua pluvial que podrá fluir sobre los taludes de corte y relleno será la que caiga directamente sobre ellas. Será necesario implementar dispositivos de protección para cursos de agua que podrían ser directamente afectados por las obras de construcción. Toda escorrentía de sedimento que llegue a los ríos, arroyos u otros cuerpos de agua corriente abajo será monitoreada por medio de reglas instaladas para controlar el nivel del cauce del río. El potencial Contratista APP deberá remover periódicamente el sedimento acumulado en los cauces de forma manual, ya que no se permitirá el uso de maquinaria pesada para esta tarea.

El material excedente podrá ser almacenado temporalmente en frentes de construcción, antes de ser transportado a las áreas de disposición designadas. Esto sólo estará permitido en áreas que son relativamente planas y que no interfieren con el flujo de agua de lluvia.

Al final del proceso de movimiento de tierra, se debe implementar el sistema de drenaje permanente y sustituir los dispositivos provisionales de drenaje. Según sea pertinente, se nivelará el suelo para evitar procesos de arrastre o erosión y se le dará el contorno de las áreas naturales circundantes. Se eliminarán los puntos bajos que puedan acumular agua y se limpiarán los dispositivos permanentes de retención de sedimento. Asimismo, se retirará todo el suelo arrastrado corriente abajo y se implementará una cubierta vegetal sobre todas las áreas de suelo expuesto (excepto la plataforma de circulación en el caso de vías de acceso).

Durante excavaciones:

Durante los períodos de precipitación, se evitará el arrastre de suelos de excavación apilados por medio de zanjas de drenaje periféricas y película plástica.

Si es necesario bombear agua que se encuentre ubicada dentro de los pozos excavados, no será descargada directamente a los cuerpos de agua. Previo a este paso se liberará en cuencas de retención de sedimentos, para retener la carga de sedimento y reducir la turbiedad a niveles aceptables.

Durante cruces de ríos y lechos aluviales:

La desviación temporal de ríos y arroyos menores que serán atravesados por secciones de relleno sobre alcantarillas deberá ser lo más breve posible y ubicarse en la zona donde los impactos serán menores. Deben proponerse medidas para evitar el aumento de turbiedad y el transporte de sedimentos para el curso de agua durante el periodo de desviación. En general, estas medidas podrían incluir el aislamiento del cuerpo de agua de la obra de construcción mediante mallas sintéticas, bermas u otros tipos de barreras.

El cálculo hidráulico del canal, o las obras de desviación temporal, estará basado en tiempos de recurrencia de cinco años. Para ello, se estabilizarán los márgenes del canal de desviación mediante bolsas de tierra u otros dispositivos desmontables, y se les protegerá de los sedimentos entrantes mediante bermas marginales usando el material excavado.



Una vez que se implemente y proteja la desviación, se procederá con la substitución de suelo necesaria a lo largo del río o arroyo, y se colocará arena, rocas y grava (cuando sea necesario) previo a la colocación de la alcantarilla definitiva. Se instalará la cuenca de retención de sedimentos en el curso de agua corriente debajo de esta obra definitiva, y corriente arriba del final de la desviación provisional.

Las actividades de corte y relleno en el trecho del camino de acceso que lleva a la alcantarilla sólo podrán empezar después de que se implemente la alcantarilla y la desviación haya sido cerrada. De manera excepcional, puede ser permitido que se adelante el corte y relleno durante períodos secos.

Todo combustible o producto peligroso utilizado durante el cruce del río deberá ser almacenado con contención secundaria a una distancia segura del río y corriente arriba del cruce. Toda instalación sanitaria en los cruces de los ríos deberá estar fuera de las áreas inundables.

Canteras y áreas de material de préstamo:

Las nuevas canteras se abrirán sólo en áreas donde las actividades de explotación no afecten la vida silvestre, los cursos de agua y otras características sensibles o frágiles.

Depósitos / botaderos de material excedente:

Se evaluarán las zonas que podrían ser utilizadas como sitios de disposición de material excedente, de acuerdo con las siguientes recomendaciones: ubicación fuera de áreas sensibles desde un punto de vista ecológico y/o de alta importancia económica; sitios que no obstruyen el drenaje natural; y, cuando sea posible, el uso de áreas naturales deprimidas o zonas de extracción de suelo fuera de uso y que no interrumpirían en modo alguno el flujo de agua superficial.

Gestión de agua y efluentes:

No se deberá lavar ningún equipo ni descartar aguas sucias o contaminadas en cuerpos de agua. El lavado de herramientas, empaques u otros objetos en cuerpos de agua también está prohibido, particularmente cuando haya presencia de productos peligrosos (como brochas de pintar, contenedores de productos, y similares).

2. En los suelos / relieve:

- Cambio de relieve, inestabilidad de pendientes e inducción de procesos erosivos.
- Impactos en los suelos por su uso.

Mitigantes:

Todo trabajo de movimiento de tierra será precedido por un plan de drenaje, que detallará la forma en que se controlará la erosión durante cada fase de avance de dicho proceso. Esto se conseguirá mediante un grupo diversificado de medidas y estrategias que minimizan el riesgo de erosión y escorrentía, controlan el flujo de las aguas pluviales sobre áreas de suelo expuesto, retienen los sedimentos dentro del área que ocupa el Proyecto (en la medida de lo posible), y controla la erosión y escorrentía corriente abajo del área de ocupación, contemplando, cuando sea necesario, acciones correctivas.

El potencial Contratista APP monitoreará la efectividad del control de erosión y escorrentía, mediante verificación sistemática de la conformidad con todas las medidas a través del monitoreo de impactos a la calidad del agua superficial corriente abajo (turbiedad).



3. En el clima y calidad del aire:

- Deterioro temporal de la calidad del aire en los frentes de obra y campamentos.

Mitigantes:

El control de polvo en los sitios de trabajo con suelo expuesto o vías de acceso no asfaltadas se logrará humedeciendo el suelo con camiones cisterna, en los intervalos que se consideren necesarios. Se deberá prestar especial atención a esta medida en los frentes de trabajo cerca de centros poblados.

Todo vehículo con un área de carga abierta utilizado para transportar materiales que puedan generar polvo deberá contar con paneles laterales y posteriores adecuados. Los materiales que pudieran producir polvo no serán cargados a un nivel mayor al límite de los paneles. En el caso de tráfico en vías públicas con ocupación residencial, los camiones cargados estarán cubiertos con lona.

4. En los patrimonios espeleológico y paleontológico:

- Riesgo de daños al patrimonio paleontológico.
- Riesgo de impactos en cavidades naturales.

Mitigantes:

Con base en el mapeo geológico realizado, se verificará la existencia de rocas favorables a la formación de cuevas. En las áreas identificadas con estas características se realizará un reconocimiento por un espeleólogo, para verificar la existencia de cavidades naturales. En el caso de confirmación de ocurrencias espeleológicas, se verificará la posibilidad de ajustes en el trazo. De no ser posible ajustar el trazo, se realizarán levantamientos interiores para caracterización fisiográfica y para confirmación de los límites de la formación, y se incluirán levantamientos de fauna subterránea en el diagnóstico de biodiversidad si fuera necesario.

5. En la vegetación:

- Reducción de la cobertura vegetal.
- Reducción de la población de especies protegidas, endémicas y/o amenazadas de extinción.
- Fragmentación y/o cambio de conectividad entre remanentes de vegetación nativa adyacente.
- Cambio de la vegetación remanente adyacente en virtud del efecto de borde.
- Ampliación del riesgo de ocurrencia de incendios en la vegetación remanente adyacente.
- Aumento del riesgo de explotación ilegal de recursos naturales.

Mitigantes:

El desbroce de vegetación siempre será precedido por la marcación clara de los límites del área de corte autorizada. Antes del desbroce, un especialista de flora/vegetación verificará la presencia de epífitas y hemiepífitas en los árboles a ser suprimidos, y realizará la relocalización de las mismas para la vegetación adyacente.

Todo desbroce forestal importante será precedido de actividades para ahuyentar de manera controlada / no invasiva la fauna de la zona, mediante rondas extensivas en las áreas a ser desbrozadas, llevadas a cabo por un equipo de trabajadores utilizando dispositivos de generación de ruido. Según sea necesario, se realizará la asistencia a los animales con movilidad reducida en la reubicación.



Los campamentos próximos a los trechos de desbroce deberán minimizar que algunos animales salgan heridos y en su caso se deberá contar con una sala de atención para especímenes encontrados, los cuales serán enviados posteriormente a centros o clínicas para tratamiento, y, cuando estén aptos, serán liberados en áreas de liberación preseleccionadas. Durante los meses en que ocurren actividades de desbroce, se deberá contar con la permanencia de un veterinario en las salas de atención.

Tanto en el desbroce lineal a lo largo de la servidumbre como en la limpieza de las áreas de las subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III y de los campamentos (si es necesario), los procedimientos de tala de árboles que sean estrictamente necesarios se ajustarán para que estos caigan hacia el área del desbroce y no hacia áreas adyacentes que serán preservadas. La remoción del material talado se hará por el interior de las áreas de intervención autorizadas y nunca pasando en medio de la vegetación remanente.

Sólo se permitirá el uso de tractores en el desbroce en zonas distantes de los límites del área de desbroce, de ríos, arroyos o cuerpos de agua, y de cualquier hábitat especial identificado. Cerca de estas áreas, el desbroce se hará exclusivamente con motosierras.

En el caso del trazo de vías de acceso, todo el desbroce se realizará con motosierras. La vegetación caída continuará protegiendo el suelo de las áreas desbrozadas, hasta que el equipo de construcción esté listo para iniciar el movimiento de tierra. A lo largo de la servidumbre, la remoción de raíces se llevará a cabo sólo cuando sea estrictamente necesario para permitir acceso a los cimientos de las torres o para propósitos de mantenimiento durante la operación del proyecto.

En los trechos de topografía accidentada, el corte raso de la vegetación de la servidumbre se limitará a la faja de lanzamiento de los cables con ancho no mayor que 15 metros. El resto de la servidumbre estará sujeta a corte selectivo, limitado a los árboles que pudieran poner en riesgo la seguridad de la línea durante la operación.

Las raíces de los árboles que se deban remover serán enterradas en las áreas de los depósitos de suelo excedente (botaderos), una vez sea compactada de manera adecuada, y se rellenará con tierra antes de verter recubrimiento encima.

A lo largo del trazo y en las áreas que se desbrozarán para las subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III, y para los campamentos de construcción (si necesario), se limpiará el terreno utilizando equipo que permita extraer sólo el horizonte orgánico, sin mezclarlo con el material subyacente. El suelo o material orgánico extraído de esa manera será apilado de forma controlada y con protección contra la erosión, que se utilizará posteriormente en la recuperación de áreas degradadas al final de las obras. El suelo orgánico restante que no sea utilizable podrá ser llevado a las áreas de depósito de material excedente.

El material orgánico sin valor comercial que resulte de las actividades de desbroce (ramas, hojas) deberá ser picado, compostado o tratado de forma que se pueda utilizar en actividades de recuperación ambiental al final de las obras. Durante las obras, deberá ser almacenado en pilas de la misma forma que el horizonte orgánico del suelo. Las pilas temporales de suelo excavado o desbrozado no podrán estar situadas a menos de 30 m de cuerpos de agua superficiales, en áreas inclinadas o a lo largo del flujo de las precipitaciones. Todas las pilas de tierra serán protegidas con lonas plásticas y rodeadas de bermas de contención para impedir que ocurra arrastre de suelos durante las lluvias.

Los segmentos de la línea de transmisión donde pudieran ocurrir accidentes de colisión de aves con los conductores deberán ser identificados, determinando en estos casos la instalación de señalizadores.



También deberá ser previsto un programa de monitoreo de fauna que pudiera resultar accidentada durante la operación.

6. En la fauna:

- Reducción de hábitats para la fauna local asociada a la supresión de vegetación.
- Impactos a las comunidades faunísticas por pérdida de hábitats y aumento de su fragmentación.
- Perturbación de la fauna.
- Aumento del riesgo de caza.
- Aumento de accidentes con la fauna terrestre.
- Riesgo de impactos de colisión de avifauna en la operación.
- Aumento de la atracción de la fauna doméstica y sinantrópica durante la construcción.
- Afectación de ictiofauna y comunidades acuáticas.

Mitigantes:

Se implementará un plan de gestión de biodiversidad, que deberá incorporar medidas para un plan de rescate y reubicación de fauna y flora. Además, deberá garantizar que la supresión de vegetación se limite a lo estrictamente autorizado y necesario, y que los procedimientos de corte eviten impactos en la vegetación y fauna circundante. Se requerirá contemplar protocolos de monitoreo adecuados a las características de los hábitats afectados, que permitan establecer la extensión de los impactos en áreas circundantes a las obras y prever medidas correctivas cuando esto se muestre necesario.

Estos protocolos de monitoreo deberán incluir el acompañamiento de los procesos de estabilización de los nuevos bordes forestales creados a lo largo de la servidumbre y nuevos accesos, y el monitoreo de los efectos de fragmentación de hábitats en la abundancia y diversidad de las comunidades faunísticas. Todo desbroce forestal importante será precedido de actividades para ahuyentar la fauna de la zona, mediante rondas extensivas en las áreas a ser desbrozadas, llevadas a cabo por un equipo de trabajadores utilizando dispositivos de generación de ruido. Según sea necesario, se asistirá a los animales con movilidad reducida en la reubicación.

Se prohíbe estrictamente:

- Caza de animales silvestres.
- Corte desautorizado de vegetación.
- Alimentar a la fauna local.
- Comprar productos de la caza o pesca ilegal realizada por terceros.
- Comprar madera u otros productos forestales colectados por terceros.
- Mantener cualquier tipo de animal doméstico en las áreas del proyecto.
- Pasear en áreas ambientales sensibles fuera de los límites de intervención autorizados.

7. En hábitats críticos:

- Interferencia en hábitats críticos.

Mitigantes:

Minimización de la interferencia en áreas de importancia biológica, incluyendo humedales, grandes fragmentos forestales, rutas identificadas de aves migratorias, áreas de congregación de aves y otras áreas de importancia para conservación ya registradas, mapeadas o reconocidas desde el punto de vista de los

valores de biodiversidad, con destaque para los hábitats críticos cuya ocurrencia se confirme durante el desarrollo del proyecto conforme establecido en la Norma de Desempeño 6 del IFC y en su Guía de Orientación.

8. En áreas protegidas

- Interferencias en Áreas Protegidas y / o sus zonas de amortiguamiento.

Mitigación:

Minimizar la interferencia en áreas protegidas. Para todas las áreas protegidas identificadas se obtendrá información sobre la vegetación actual, superposición con zonas de vida, área total, objetivos de su creación (valores específicos de biodiversidad a ser preservados), población residente, infraestructura existente, zona de amortiguamiento (si aplica), estudios y levantamientos realizados.

Conclusiones

La Cuarta Línea será la primera línea de transmisión que se implementa en la cuenca del Atlántico en territorio panameño y cubre diferentes áreas incluyendo Parques Nacionales. Los principales riesgos ambientales detectados a nivel Prefactibilidad incluyen temas relacionados a los impactos en hábitats críticos, vegetación y suelos los cuales se deberán considerar con sus respectivas mitigantes para la fase Factibilidad, en el caso de que el ITI del Proyecto sea aprobado en fase de Prefactibilidad.

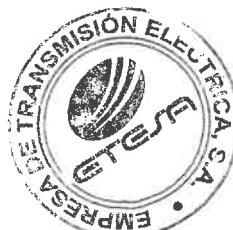
ETESA realizará el EsIA y el estudio de avalúos a través de firmas especializadas y los resultados serán implementados por el potencial Contratista APP. Los términos de referencia para la realización de los estudios incorporan los requerimientos del marco legal panameño en materia ambiental y social, así como las Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Ambiental y Social de la Corporación Financiera Internacional (IFC por sus siglas en inglés).

ETESA presentará los resultados del EsIA ante el Ministerio de Ambiente para obtener el Resolutivo Ambiental los cuales deberán cumplir con el Decreto Ejecutivo No. 123 de 14 de agosto de 2009 y sus modificaciones los Decretos Ejecutivos No. 155 de 5 de agosto de 2011 y 975 de 23 de agosto de 2012.

El potencial Contratista APP deberá, como parte de sus obligaciones durante la vigencia del potencial Contrato APP, gestionar, llevar a cabo y tomar todas las acciones necesarias para la debida mitigación del impacto ambiental y social del desarrollo del Proyecto de acuerdo con el Resolutivo Ambiental.

El potencial Contratista APP seleccionará el derecho de vía final de 70 m de ancho. Dentro de dicho corredor que deberá cumplir con las especificaciones y restricciones de lugares que defina ETESA, de acuerdo con lo definido con las autoridades y representantes de la comarca Ngäbe-Buglé, comunidades indígenas fuera de la comarca y con instituciones como el Ministerio de Ambiente para las áreas protegidas y la Autoridad del Canal de Panamá, entre otras.

Asimismo, el Proyecto deberá cumplir con los planes de manejo y viabilidades ambientales de los siguientes parques nacionales: Parque Nacional Camino de Cruces; Área de Usos Múltiples de Donoso; Reverendo Padre Jesús Héctor Gallego Herrera; Cuenca Hidrográfica del Canal de Panamá.



Capítulo 6. Análisis de los aspectos legales a nivel de Prefactibilidad

Introducción

El presente capítulo identifica de manera preliminar los aspectos legales aplicables al Proyecto, incluyendo una exposición del régimen legal y regulatorio aplicable, un análisis del régimen tarifario, el régimen normativo aplicable al proceso de adquisición de las áreas requeridas para la ejecución del Proyecto, un análisis legal de los principales riesgos, aspectos legales para el proceso de adquisición de las áreas requeridas para la ejecución del Proyecto y un señalamiento de las principales entidades públicas, cuya intervención resultará necesaria para el desarrollo del Proyecto.

Análisis de viabilidad legal

El recorrido propuesto para la Cuarta Línea requerirá la creación de una servidumbre a lo largo de los 330 kilómetros de 70 metros de ancho, en terrenos con usos variados. En algunas partes, el recorrido en estudio atraviesa hábitats naturales biológicamente diversos, así como de tierras sujetas a la propiedad tradicional y el uso consuetudinario de las comunidades indígenas. Para el desarrollo del proyecto de la Cuarta Línea, ETESA se ha planteado cumplir con la legislación panameña y con los estándares internacionales ambientales, sociales y de calidad, incluyendo procesos de consulta y consentimiento previo, libre e informado de las comunidades indígenas dentro y fuera de la comarca por donde se planea que transcurra la línea de transmisión.

En consideración de lo anterior, es importante establecer de antemano y con claridad el régimen legal y regulatorio aplicable al desarrollo de la Cuarta Línea. Ante todo, debe tenerse presente que la Ley 6 de 1997 crea el marco regulatorio para la prestación del servicio público de electricidad, que contempla las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización.

De conformidad con el texto único de la Ley 6, ETESA, cuyas acciones son propiedad exclusiva del Estado⁴, es la encargada – de manera exclusiva⁵ – de prestar el servicio público de transmisión, para lo cual cuenta con una concesión de 25 años⁶, otorgada mediante Resolución N° JD-1606 de 13 de octubre de 1999 y el contrato correspondiente suscrito entre ETESA y el Ente Regulador de los Servicios Públicos (hoy día la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, “ASEP”). Dicho contrato de concesión fue refrendado el 19 de octubre de 1999 por una vigencia de 25 años y su vencimiento será el 19 de octubre de 2024. ETESA ha solicitado la renovación del contrato de concesión a la ASEP, mediante nota ETE-GG-333-201 del 16 de diciembre de 2021, fundamentado en la resolución N° JD-1244 del 10 de febrero de 1999 y cuyo trámite estará cumplido a la presentación del ITD.

Adicionalmente, también es relevante la Ley 93 de 2019, que crea el Régimen de APP para el desarrollo como incentivo a la inversión privada, al desarrollo social y a la creación de empleos; así como el Decreto Ejecutivo 840 de 2020 (el DE 840), que reglamenta la Ley 93 del 2019. ETESA, como Entidad Pública Contratante responsable del proyecto, considera que la modalidad de APP es la más apropiada para el

⁴ Artículo 35 del Texto Único de la Ley 6 de 1997.

⁵ Artículo 51, numeral 2, del Texto Único de la Ley 6 de 1997.

⁶ Consistente con lo dispuesto en el Artículo 45 del Texto Único de la Ley 6 de 1997.



desarrollo de la Cuarta Línea, por lo que ETESA solicitará al Ente Rector (la aprobación para proceder a desarrollar el Proyecto bajo la modalidad de APP. Cabe destacar que la ley general de contrataciones públicas, a saber, el Texto Único de la Ley 22 del 2006, que regula la contratación pública, ordenado por la Ley 153 de 2020, así como su reglamento, el Decreto Ejecutivo No. 439 de 2020 (el “DE 439”), son supletorios a la Ley 93 del 2019. En este sentido, la Ley 22 y el DE 439 se hacen también relevantes, aunque de manera supletoria, para el Proyecto.

Como se establece en la Ley 93 del 2019 y su Reglamento, las APP son modalidades de vinculación de capital privado en las que se incorporan experiencias, equipos, tecnologías y capacidades técnicas y financieras, y se distribuyen riesgos y recursos, con el objeto de crear, desarrollar, mejorar, operar y/o mantener la infraestructura pública para el suministro de servicios públicos. Cabe señalar que la Ley 93 y su Reglamento tienen un ámbito de aplicación que incluye al Gobierno Central; las entidades autónomas y semiautónomas del Sector Público No Financiero; a los Municipios; y a las sociedades mercantiles en las que el Estado sea propietario, al menos, del 51% del capital social de éstas; sin embargo, de este ámbito de aplicación, se excluye al Instituto de Acueductos y Alcantarillados Nacionales (IDAAN); a la Autoridad del Canal de Panamá (ACP); a la Caja del Seguro Social (CSS); al Banco Nacional de Panamá (BNP); a la Caja de Ahorros; al Banco de Desarrollo Agropecuario; al Instituto de Seguro Agropecuario; a la Superintendencia del Mercado de Valores (SMV); y a la Superintendencia de Bancos de Panamá (SBP). En virtud de lo anterior, claramente, ETESA queda bajo el ámbito de aplicación de la Ley 93 del 2019 y del DE 840.

La Ley 93 del 2019 y su Reglamento disponen que los proyectos de APP se originan por iniciativa pública de la Entidad Pública Contratante, previa inclusión en el Plan Quinquenal de Inversiones o en lista elaborada para esos efectos por el Consejo de Gabinete conforme se estable en el artículo 7 de la Ley 93 de 2019. En cualquier caso, la decisión respecto a su ejecución o no como proyecto de APP, corresponderá exclusivamente a las entidades públicas contratantes. Por tanto, ETESA aspira lograr la aprobación del Ente Rector, conforme a la Ley 93 del 2019 y al DE 840, para poder desarrollar el Proyecto de la Cuarta Línea bajo la modalidad de APP.

Conforme a la Ley 93 y su Reglamento, existen dos (2) tipos de proyectos de APP; a saber, los “autofinanciados” y los “cofinanciados.”

Los proyectos “autofinanciados” son aquellos en los que todos los costos del proyecto se recuperan con los ingresos percibidos por proveer la infraestructura o servicio público, mediante el cobro de las tarifas, peajes, cuotas o cargos en general; de manera tal, que los ingresos que obtenga el Contratista APP de los usuarios finales deben ser suficientes para permitir obtener un rendimiento sobre la inversión efectuada considerado razonable frente al riesgo asumido.

A su vez, los proyectos “cofinanciados” son aquellos que, para la sostenibilidad económica del Proyecto, requieren recursos financieros del Estado en forma de transferencias, garantías o ambas, que impliquen la asunción de compromisos firmes o contingentes por parte de la entidad pública contratante, ya sea por ausencia de pagos del usuario o porque estos sean insuficientes para cubrir los costos del proyecto.

Es importante resaltar que conforme con la Ley 93 y su Reglamento, respecto a dichos proyectos de APP “cofinanciados”, se consideran “recursos financieros” aquellos activos tales como dinero, líneas de crédito o similares, de alta liquidez o posibilidad de convertirse en dinero. Sin embargo, no se considerará cofinanciamiento: (i) el otorgamiento de derechos o transferencias de otro tipo de activos que no



califiquen como “recursos financieros”; (ii) los gastos o costos derivados de adquisiciones y expropiaciones de predios para la ejecución de infraestructura pública, remociones, reubicaciones o reasentamientos, liberación de interferencias, servidumbres o saneamiento de precios, incluso cuando sean encargadas al Contratista APP como parte del contrato de APP; y (iii) pagos que realicen al Contratista APP, los usuarios finales de los bienes o servicios resultantes del Proyecto APP (los cuales pueden ser percibidos de manera directa o indirecta a través de otros vehículos dispuestos para ese fin).

Conforme se explica en el presente informe, se propone que el proyecto de la Cuarta Línea sea bajo modalidad “autofinanciada”, toda vez que ETESA no compensará al Contratista APP de su presupuesto, sino que cederá su derecho de cobro de los ingresos que reciba de la tarifa de transmisión eléctrica al Contratista APP, de manera que sea con los pagos de los usuarios de la tarifa eléctrica a largo plazo que se compense al Contratista APP de la Cuarta Línea por todas sus actividades bajo el contrato de APP del Proyecto.

Un proyecto de esta magnitud requerirá además cumplir con la normativa ambiental, es decir, el texto único de la Ley 41 de 1998 (la “Ley General de Ambiente”) y sus reglamentos y normas concordantes en materia ambiental. Será también, en este sentido, aplicable la Ley No. 10 de 1997, por la cual se creó la Comarca Ngäbe-Buglé, así como demás concordantes a dicha Comarca.

Por último, existen otras normas de aplicación general relevantes, incluyendo, sin limitación, la Ley 106 de 1973, que establece el régimen municipal, la Ley 59 de 2010 que creó la ANATI, y hasta la Ley No. 1 de 1984 y sus modificaciones, que regula los fideicomisos.

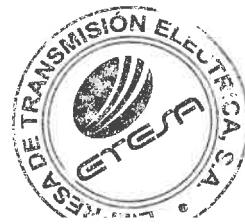
Análisis General del Régimen Tarifario

ETESA es la encargada de prestar el servicio público de transmisión de manera exclusiva, y para ello cuenta con una concesión otorgada por ASEP. El artículo 2.1 del Contrato de Concesión, establece que “se otorga a favor del CONCESIONARIO el derecho de prestar, en forma no discriminatoria y por su cuenta y riesgo, con el alcance definido en la Ley No. 6, el servicio público de transmisión de energía eléctrica en alta tensión, en concordancia con lo cual está autorizado para operar las Instalaciones del Concesionario, como se definen en la Cláusula 3.1 de dicho contrato, con las disposiciones establecidas en la misma y con las leyes del sector eléctrico de la República de Panamá”.

Por su parte, la cláusula sexta del Contrato de Concesión dispone que “El CONCESIONARIO tendrá el derecho de operar, explotar, mantener y realizar mejoras a las instalaciones del Concesionario y realizar todas las actividades necesarias y convenientes para la prestación del servicio de transmisión de energía eléctrica de conformidad con las disposiciones contenidas en la Ley No. 6 y normas concordantes”.

En ejercicio de sus derechos bajo este contrato de concesión, “el CONCESIONARIO podrá contratar la construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones específicas de la Cuarta Línea de Transmisión que sean incluidas en el Plan de Expansión, mediante procesos de libre concurrencia que cumplan con los parámetros establecidos por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos en las respectivas reglamentaciones que ésta emita sobre la misma”.

De acuerdo con lo establecido en el Artículo 46 del Decreto Ejecutivo No. 22 de 1998, las ampliaciones al Sistema Nacional de Transmisión que se encuentren incluidas en el Plan de Expansión aprobado por ASEP y que sean necesarias para atender el crecimiento de la demanda, deberán ser realizadas por ETESA. La



construcción de dichas obras deberá realizarse a través de un proceso competitivo de libre concurrencia, que cumpla con los parámetros y procedimientos establecidos por ASEP.

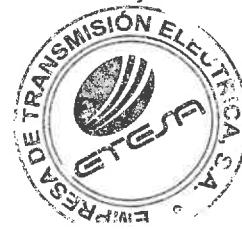
Adicionalmente, la cláusula 9 del Contrato de Concesión de ETESA establece en su literal i) lo siguiente: "EL CONCESIONARIO podrá gravar, hipotecar y/o pignorar las instalaciones del concesionario, previa autorización de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos; y en su literal j) lo siguiente: "En lo que respecta a las instalaciones específicas de la Cuarta Línea de Transmisión que sean incluidas en el Plan de Expansión, EL CONCESIONARIO podrá traspasar y/o causar que se traspasen a un Fideicomiso dichas instalaciones, previa la autorización de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos". En línea con lo anterior, el Reglamento de Transmisión incorpora el Título XII: PROCEDIMIENTO TARIFARIO PARA LA CUARTA LÍNEA DE TRANSMISIÓN, el cual dispone en su artículo 218, entre otras disposiciones, que "se considera la modalidad de contratación no convencional en la cual el contratista que resulte adjudicado para la construcción de la Cuarta Línea deberá financiar, diseñar, construir, y posteriormente, realizar la administración y mantenimiento de la obra mientras dure el contrato".

En consideración de que el Procedimiento Tarifario de la Cuarta Línea remite a la aplicación de la Ley 22 de 27 de junio de 2006, ordenado por Ley 153 de 2020, y no así a la Ley 93 de 19 de septiembre de 2019, además de que establece que el plazo del contrato será conforme a lo establecido en la Ley 22 de 27 de junio de 2006, ordenado por Ley 153 de 2020, que permite una duración menor que la Ley 93 de 19 de septiembre de 2019, se requeriría la modificación del mismo a fin de actualizar dichas referencias, así como para hacer aquellos ajustes que sean necesarios para adecuar el proyecto bajo la modalidad de APP y que el cargo tarifario de la Cuarta Línea cubra los costos asociados al potencial contrato de APP. Este proceso será desarrollado para la fase de Factibilidad, en el caso de que el presente ITI sea aprobado en fase de Prefactibilidad. Sin embargo, para referencia del presente informe se incluye los elementos más relevantes.

El Procedimiento Tarifario para la Cuarta Línea establece los criterios para que los costos asociados a la Cuarta Línea sean reconocidos en el Ingreso Máximo Permitido de ETESA. El proyecto de la Cuarta Línea de Transmisión que se construya bajo la modalidad de contratación no convencional, para que pueda ser licitado, debe estar aprobado por la ASEP en el PESIN. Asimismo, los parámetros y el esquema de licitación y la modalidad no convencional bajo la cual se estructure y financie la Cuarta Línea deberán estar aprobados por la Junta Directiva de ETESA.⁷

Todos los costos indirectos, tales como diseño, ingeniería, administración e inspección durante la construcción de la Cuarta Línea estarán incluidos en el contrato de la Cuarta Línea. El valor ofertado que debe incluir los costos y gastos asociados al Contrato Cuarta Línea no podrá tener ajustes posteriores. Solo se reconocerán los ajustes justificados en el contrato por costos de indemnización por servidumbres y por mitigación del impacto Ambiental, compensaciones sociales a las comunidades indígenas y por afectaciones de servicios públicos, en caso de existir, los cuales se establecerán al inicio de la operación de la Cuarta Línea previo análisis de la ASEP, así como por la adecuación de la Línea a 500kV. El potencial Contrato APP Cuarta Línea resultante del potencial proceso competitivo de libre concurrencia, debe contar con el refrendo de la Contraloría General de la República. Los cargos tarifarios por uso de la Cuarta Línea se asignarán totalmente a la demanda, mediante la aplicación de la metodología de estampilla

⁷ ETESA recibió la aprobación de su Junta Directiva en la sesión extraordinaria No. 04-2020 del 17 de julio de 2020 para preparar y presentar el proyecto de la Cuarta Línea como un modelo de APP.



postal con base en la demanda máxima no coincidente, el cual es el método de tarificación de los costos de transporte de energía.

Marco Normativo aplicable al caso de Adquisición, Expropiación o Saneamiento Físico y/o Legal de determinadas áreas requeridas para la ejecución del Proyecto.

El proceso legal que deba seguirse para efectos de la constitución de servidumbre dependerá principalmente de la naturaleza del terreno, ya sea que se trata de una propiedad privada, área protegida, propiedad colectiva de una comarca, derecho posesorio, tierras del Estado o Municipales.

En el trazo de la Cuarta Línea se han identificado terrenos de la propiedad colectiva de la comarca Ngäbe-Buglé, áreas protegidas de Donoso, Parque Nacional Camino de Cruces, y Parque Nacional Jesús Héctor Gallego Herrera y la Cuenca Hidrográfica del Canal de Panamá. ETESA ha realizado acercamientos con el Ministerio de Ambiente sobre los planes de manejo y las viabilidades de cada una de estas áreas y los resultados se confirmarán durante la fase de Factibilidad, en caso de que el presente ITI sea aprobado en fase de Prefactibilidad.

El Artículo 117 de la Ley 6 de 1997 establece de utilidad pública todos los bienes inmuebles que sean necesarios, convenientes, útiles o usualmente empleados para las obras, instalaciones y actividades de transmisión de electricidad destinada al servicio público. En caso de que no se logre llegar a un acuerdo con el propietario o poseedor del bien inmueble, respecto de la servidumbre que sea necesaria constituir para la Cuarta Línea, ETESA podría acudir ante la ASEP para la constitución forzosa de dicha servidumbre.

La gerencia general de ETESA ha aprobado un documento que establece el procedimiento para la adquisición de servidumbres, identificado con el Código GAS-PR-01 de fecha 26 de noviembre de 2014, en su Revisión 02 (el “Procedimiento para la Adquisición de Servidumbre”). Este documento resume el proceso que deberá seguir ETESA para la adquisición de servidumbres para las líneas de transmisión, que igualmente aplicará para la Cuarta Línea.

Si bien en principio la constitución de las servidumbres debe ser negociadas libre y directamente con el propietario o poseedor del derecho posesorio, ETESA estaría sujeta a límites respecto del valor que pueda ETESA pagar en compensación e indemnización por la constitución de la servidumbre, conforme a lo determinado en el estudio de avalúos y para lograr cumplir con las Normas de Desempeño de Sostenibilidad Ambiental y Social de la CFI.

Será necesario seguir los pasos descritos en la Sección 5 del Procedimiento para la Adquisición de Servidumbre, culminando con la firma del acuerdo de servidumbre, el cual (i) deberá ser inscrito en el Registro Público de tratarse de una propiedad privada, (ii) se deberá presentar en ANATI para que con la titulación del derecho posesorio se inscriba el gravamen, (iii) se formalizaría a través de la concesión de administración parcial de área protegida, en el caso de áreas protegidas, o (iv) no requerirá de un registro adicional en el caso de ser propiedad colectiva de la comarca Ngäbe-Buglé. En todos los casos anteriores, será necesario el refrendo de la Contraloría General de la República.



El Artículo 126 de la Ley 6 establece que el dueño del predio tendrá derecho a que le sea compensando por la constitución de la servidumbre:

- i. la compensación por la ocupación de los terrenos necesarios para la constitución de la servidumbre; y
- ii. la indemnización por los perjuicios o por la limitación del derecho de propiedad, que pudieran resultar como consecuencia de la construcción o instalaciones propias de la servidumbre. Si al constituirse la servidumbre quedaran terrenos inutilizados para su natural aprovechamiento, la indemnización deberá extenderse a esos terrenos.

Las servidumbres requeridas para la Cuarta Línea las podrá gestionar y negociar el potencial Contratista APP en nombre y representación de ETESA, pero solamente pudiera ser ETESA el beneficiario de estas servidumbres, siendo ETESA el agente del mercado. El potencial contrato de APP de la Cuarta Línea contemplaría el uso del potencial Contratista APP de dichas servidumbres para propósitos del potencial contrato de APP. A su vez, los contratos o acuerdos de servidumbre que sean suscritos deberán contemplar y permitir el ingreso y uso de agentes, contratistas y consultores de ETESA, o debidamente autorizados por ésta.

Establecimiento de la Servidumbre

ETESA realizará la contratación de un servicio de consultoría para los estudios de avalúos comerciales en el área de la servidumbre del Proyecto como actividad tendiente al establecimiento de la servidumbre. Las actividades de este estudio tienen como objetivo identificar a los propietarios, tenedores de derechos posesorios u ocupantes y predios, los levantamientos topográficos, la confección de planos y los estudios de avalúos de los predios afectados por el paso de la Cuarta Línea para iniciar los procesos de negociación. El proceso legal que deba seguirse para efectos de la constitución de servidumbre dependerá de la naturaleza del terreno, como sigue:

Tabla 6.1. Características de la servidumbre

Descripción	Longitud (km)	Ancho (M)	Área (ha)
Cuarta Línea	322	70	2254.0

Tabla 6.2. Características de la servidumbre por sector

No.	Descripción	Longitud (km)	Ancho (M)	Área (ha)
1	Sector Comarcal	139	70	973.0
2	Sector Atlántico	106	70	742.0
	Sector Panamá	77	70	539.0

Es necesario identificar dentro del trazado qué terrenos se requerirán utilizar, a fin de revisar los procedimientos y trámites que deberán seguirse en cada caso. A manera de referencia, si se trata de derechos posesorios, estos son bienes del Estado sobre los cuales un particular que ha tenido la tenencia del mismo puede acudir ante ANATI, a fin de pedir la titulación. En estos casos, se puede negociar con el titular del derecho posesorio y solicitar a ANATI que, con la adjudicación del título, establezca la constitución de la servidumbre. En el caso de que no sea posible lograr un acuerdo con el poseedor, se podrá acudir al procedimiento administrativo ante ASEP, basándose en lo estipulado por las leyes establecidas por dicha entidad para tal fin. Si se trata de una propiedad privada, lo primero debe ser intentar negociar directamente con el dueño de la propiedad y, en caso de que no sea exitosa, se podrá acudir al proceso administrativo ante ASEP.

Con el listado de los predios sobre los cuales habrá de transcurrir la Cuarta Línea, la identificación de los propietarios, tenedores de derecho posesorio u ocupantes, los avalúos de terrenos y mejoras de cada predio, las coordenadas geográficas que delimitan la servidumbre, ETESA llevará a cabo las negociaciones con los propietarios, tenedores de derecho posesorio u ocupantes.

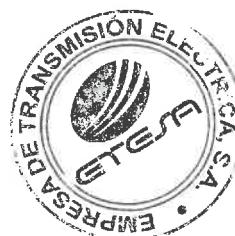
Asimismo, ETESA llevará a cabo los acercamientos y negociaciones necesarias con los propietarios, tenedores de derecho posesorio u ocupante de los predios por donde transcurre la Cuarta Línea, con la finalidad de llevar a cabo la negociación para constituir u adquirir la servidumbre de la Cuarta Línea y el posible Contratista APP a su vez procederá con las gestiones necesarias para la inscripción de la servidumbre en el Registro Público de Panamá y su pago. ETESA negociará la constitución y/o adquisición de la servidumbre presentando a cada propietario, tenedor de derecho posesorio u ocupante un único pago en concepto de compensación; así como un único pago en concepto de indemnización por la constitución de una servidumbre de paso de la línea de transmisión, el cual estará basado en los avalúos de terrenos y mejoras realizados por el contratista.

Para aquellos predios negociados con estatus de derecho posesorio, ETESA tratará ante la ANATI, la solicitud de incorporación del gravamen de servidumbre en las resoluciones de adjudicación de titularidad que emite dicha entidad. En caso de que la servidumbre abarque más del 50% del predio, ETESA negociará la compraventa del terreno o el traspaso del derecho posesorio a favor de ETESA.

Identificación de Entidades Públicas que formarán parte del proceso/proyecto en base a sus competencias

Las principales entidades públicas cuya intervención resultará eventualmente necesaria para la estructuración y/o desarrollo del Proyecto son:

- El Ente Rector y la Secretaría Nacional de Asociaciones Público-Privadas (“SNAPP”). ETESA, a través de SNAPP, deberá conseguir la aprobación del Ente Rector para estructurar y desarrollar el proyecto bajo la modalidad de APP.
- Ministerio de Economía y Finanzas de la República de Panamá para la definición del Proyecto dentro del Plan Quinquenal de inversiones.
- Ministerio de Ambiente para la aprobación de los permisos ambientales.



- ASEP, que como regulador aprobará los parámetros y procedimientos que ETESA tomará para desarrollar el Proyecto bajo la modalidad APP dentro del reglamento de transmisión. Así como para la aprobación de la prórroga de la concesión de ETESA y la aprobación del PESIN.
- Centro Nacional de Despacho (“CND”) para los permisos para la puesta en marcha del Proyecto.
- ANATI para el proceso de liberación de servidumbre.
- Los diversos municipios y entidades de servicios públicos en base a las áreas que atraviese la Cuarta Línea para permisos de construcción, entre otros.
- Las autoridades (incluyendo autoridades tradicionales) de la comarca Ngäbe-Buglé para el permiso de implementación del Proyecto en el área de la comarca.
- Comunidades indígenas fuera de la comarca para socializar el Proyecto y cumplir con las normas ambientales y sociales.
- Autoridad del Canal de Panamá para los permisos para que la línea cruce por el Canal de Panamá.
- Contraloría General de la República para el refrendo del contrato APP.

Identificación de permisos, licencias y actuaciones administrativas necesarias para el desarrollo del proyecto (predios, servidumbres, redes).

Los principales permisos y licencias necesarias para el desarrollo del proyecto son:

- Licencias y permisos para diseñar, construir el Proyecto.
- Permisos para la importación, descarga, manipulación, transporte y almacenamiento de todo componente del equipo y materiales o de la maquinaria del Contratista APP.
- Permiso para llevar a cabo la puesta en operación comercial emitido por la CND.
- Permisos necesarios para la prestación de cualquier parte de los servicios de administración y mantenimiento.
- Resolutivo Ambiental del Proyecto.
- Viabilidad ambiental por MiAmbiente de las Áreas Protegidas.
- Permisos de la Comarca Ngäbe-Buglé y comunidades indígenas fuera de la comarca.
- Estudio de compatibilidad técnica emitido por la Autoridad del Canal de Panamá.
- Permiso de la Autoridad de Aeronáutica Civil Panamá.
- Avalúos de predios aprobados por la Contraloría General de la República de Panamá y su gestión ante el Registro Público.

Conclusiones

De acuerdo con el marco regulatorio aplicable al Proyecto, se concluye que existen y se consideran los elementos legales para su desarrollo. Se identifican los temas más relevantes a seguir que requieren aprobación de la ASEP incluyendo los cambios al Reglamento de Transmisión relacionados con el mecanismo del cargo tarifario de la cuarta línea. Asimismo, se identifican los temas más relevantes a tratar para la creación de la servidumbre.



Capítulo 7. Análisis Costo- Beneficio a nivel de Prefactibilidad

Introducción

En este capítulo se presenta un análisis de costo beneficio a nivel de Prefactibilidad para determinar el valor social del diseño, construcción, suministro e instalación, puesta en marcha, administración y mantenimiento de la Cuarta Línea. Como se señaló anteriormente, la Cuarta 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. A pesar de que las tres líneas existentes están preparadas para funcionar a su máxima capacidad, la naturaleza operativa del sistema de transmisión impone limitantes adicionales.

Análisis costo-beneficio

En esta sección se presentan los resultados de la identificación, cuantificación y valoración de los costos y beneficios de implementar el proyecto de la Cuarta Línea bajo la modalidad de APP, estimados a nivel de Prefactibilidad. Los supuestos se han clasificado en dos grupos: (i) costos de inversión, costos de provisiones compartidas y costos de mantenimiento, y (ii) beneficios de los actores impactados por el proyecto. Algunos de los costos de mitigación de riesgos, así como el análisis de variabilidad, serán incluidos y profundizados en la siguiente etapa de Factibilidad, en el caso de ser aprobado en fase de Prefactibilidad. Se asume que si la diferencia de los flujos de costos y beneficios totales descontados a valor presente es positiva ($VPNS>0$), el proyecto es económica y socialmente viable.

La estimación total del costo beneficio del proyecto considera la suma de los siguientes elementos:

- (- / -) Costos de inversión y mantenimiento
- (+ / -) Diferencia en Costo Marginal por Energía incremental
- (+ / -) Diferencia en Costos por Mejora de Confiabilidad (Energía no Suministrada en Falla) y Diferencia en Costos Operativos

Diferencia en Costo Marginal por Energía incremental

Se considera que la Cuarta Línea traerá un aumento de capacidad y se podrá suministrar mayor energía eléctrica a los usuarios de todo el país, satisfaciendo la demanda con energía mayormente renovable a un costo marginal menor de acuerdo con el PESIN 2019-2033. La forma de cuantificar este beneficio se puede traducir en la diferencia del costo marginal de demanda, de acuerdo con el escenario de referencia del PESIN 2019-2033 (con Cuarta Línea), comparado con una proyección de los costos marginales históricos (sin Cuarta Línea) publicados por CND tomando el promedio 2015-2019. El escenario sin Cuarta Línea, el comportamiento se da principalmente siguiendo las pautas presentadas en los datos históricos y usos de la energía con que se ha contado en el pasado y actualmente. En el Escenario con Cuarta Línea se utiliza la mayor cantidad de recursos renovables disponibles, tomando en cuenta las diversas tecnologías renovables que son utilizadas actualmente. Dadas esas diferencias se establece que el escenario con Cuarta Línea resulta en una disminución en el costo marginal de demanda por la posibilidad de hacer una transición energética a energías renovables.

Las variables de proyección de demanda y costo marginal se toman como el escenario base para el análisis costo-beneficio, con el fundamento de que el PESIN es el documento más completo que incluye todas las

premises que afectan al sistema eléctrico del país en el corto y largo plazo. La metodología de las proyecciones en el PESIN se desarrolló utilizando las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y las expansiones planificadas con el fin de estimar el comportamiento del costo marginal en el SIN, entre otros elementos. El análisis de variabilidad, serán incluidos y profundizados en la siguiente etapa de Factibilidad, en el caso de ser aprobado en fase de Prefactibilidad, asimismo se ajustarán los escenarios de acuerdo con los supuestos en el PESIN 2020-2034, en proceso de aprobación.

En este análisis, la diferencia del costo marginal se multiplica por las proyecciones de los flujos de energía desde el occidente hasta el centro de consumo de electricidad con o sin proyecto (Energía Incremental), de acuerdo con el escenario de referencia con demanda media de acuerdo al PESIN 2019-2033. El cálculo de las diferencias en costo marginal por energía incremental asociada a la Cuarta Línea se muestra en la Tabla 7.1 a continuación:

Diferencias en Costo Marginal por Energía Incremental = EI*CMI

EI = Energía Incremental (kWh)

CMI= (Costo Marginal con Cuarta Línea – Costo Marginal sin Cuarta Línea) (B./kWh)

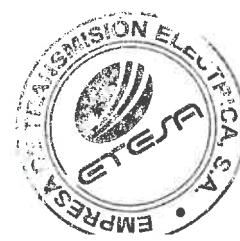


Tabla 7.1. Diferencias en Costo Marginal por Energía Incremental (en balboas)

Diferencias en Costo Marginal por Energía Incremental										
Año	(a) Demanda Media con 4ta Línea (MW)	(b) Demanda Media sin 4ta Línea (MW)	(c) Energía Incremental (MW) (a) - (b)	(d) Energía Incremental (kWh)	(e) Costo Marginal con 4ta Línea (B./kWh)	(f) Costo Marginal sin 4ta Línea (B./kWh)	(g) Flujo de Costo Marginal con 4ta Línea (\$) (d) * (e)	(h) Flujo de Costo Marginal sin 4ta Línea (B./.) (d) * (f)	(i) Diferencias en costo marginal por energía incremental (B./.) (h) - (g)	
2024*	1,360	1,304	57	496,779,600	0.049	0.094	24,332,265	46,558,199	3,643,596	
2025	1,369	1,339	30	266,304,000	0.055	0.094	14,598,785	25,122,994	10,524,209	
2026	1,409	1,265	145	1,267,659,600	0.058	0.095	74,107,380	120,380,916	46,273,536	
2027	1,409	1,265	145	1,267,659,600	0.063	0.096	79,279,431	121,176,647	41,897,216	
2028	1,407	1,097	310	2,712,972,000	0.066	0.096	178,269,390	261,049,509	82,780,119	
2029	1,612	1,263	349	3,057,240,000	0.069	0.097	211,897,304	296,120,443	84,223,139	
2030	1,612	1,263	349	3,057,240,000	0.066	0.097	203,092,453	298,077,832	94,985,379	
2031	1,646	1,264	382	3,347,341,429	0.068	0.098	227,820,058	328,519,721	100,699,664	
2032	1,681	1,265	416	3,643,774,680	0.072	0.099	261,987,400	359,976,570	97,989,171	
2033	1,717	1,266	451	3,946,673,819	0.075	0.099	295,684,803	392,477,933	96,793,130	
2034	1,753	1,267	486	4,256,175,749	0.075	0.100	317,148,956	426,054,199	108,905,242	
2035	1,790	1,268	522	4,572,420,275	0.074	0.101	338,872,120	460,736,614	121,864,494	
2036	1,828	1,269	559	4,895,550,158	0.074	0.101	360,858,689	496,557,307	135,698,617	
2037	1,867	1,270	597	5,225,711,186	0.073	0.102	383,113,125	533,549,311	150,436,186	
2038	1,907	1,271	635	5,563,052,231	0.073	0.103	405,639,958	571,746,593	166,106,634	
2039	1,947	1,272	674	5,907,725,318	0.073	0.103	428,443,789	611,184,075	182,740,287	
2040	1,988	1,274	715	6,259,885,691	0.072	0.104	451,529,286	651,897,666	200,368,380	
2041	2,030	1,275	756	6,619,691,881	0.072	0.105	474,901,194	693,924,285	219,023,091	
2042	2,073	1,276	798	6,987,305,775	0.071	0.106	498,564,325	737,301,891	238,737,566	
2043	2,117	1,277	841	7,362,892,688	0.071	0.106	522,523,571	782,069,515	259,545,944	
2044	2,162	1,278	884	7,746,621,436	0.071	0.107	546,783,893	828,267,285	281,483,391	
2045	2,208	1,279	929	8,138,664,408	0.070	0.108	571,350,334	875,936,459	304,586,125	
2046	2,254	1,280	975	8,539,197,645	0.070	0.108	596,228,010	925,119,458	328,891,448	
2047	2,302	1,281	1,022	8,948,400,914	0.069	0.109	621,422,118	975,859,898	354,437,779	
2048	2,302	1,281	1,022	8,948,400,914	0.069	0.110	618,062,895	982,310,438	364,247,543	
2049	2,302	1,281	1,022	8,948,400,914	0.069	0.111	614,721,831	988,803,618	374,081,788	
2050	2,302	1,281	1,022	8,948,400,914	0.068	0.111	611,398,827	995,339,718	383,940,891	
Flujo total										4,834,904,565

*Ajuste en 2024 por factor de acuerdo con el periodo de entrada de operación de la Cuarta Línea

Fuente: (a), (b): PESIN 2019 – 2033 (Tomo III) con una proyección a 2050 con una tasa de crecimiento del 2% limitado al 99% de capacidad de la Cuarta Línea; (e): PESIN 2019 – 2033 (Tomo II) con una proyección tomando en cuenta la tasa promedio del Costo Marginal del escenario de referencia de 2019-2033; (f): Costo marginal 2015-2019 publicado por CND con una proyección tomando en cuenta la tasa promedio de los últimos cinco años.

Diferencia en costos por mejora de confiabilidad (energía no suministrada en falla) y diferencia en costos operativos

Diferencias en Costos por Mejora de Confiabilidad (Energía no Suministrada en Falla)

La Cuarta Línea en operación brindará mayor flexibilidad de maniobras de despacho, e incrementará la redundancia y confiabilidad del sistema. Las diferencias en costos por mejora de confiabilidad son los beneficios generados por un suministro más confiable de energía eléctrica, específicamente por la reducción de interrupciones no planeadas. El costo de la energía no servida o no suministrada se concibe como una medida expresada en unidades monetarias, que representa el daño económico y social que sufren los consumidores, como resultado de la falta de continuidad del suministro de electricidad o de la disminución de su calidad. Existen diferentes métodos para su determinación, entre ellos los métodos

indirectos, evaluación directa de las interrupciones y encuestas directas con los usuarios. Este costo se utiliza para la definición de los planes de expansión de los sistemas de generación y transmisión, y en la definición de los niveles óptimos de reserva de potencia y energía. En esencia, es un costo que debe evitarse mediante la planeación óptima.

El cálculo de este informe se basa en las diferencias por no tener fallas en el sistema, de acuerdo con la frecuencia de apagones promedio registrados en el Informe Anual de Indicadores de Confiabilidad de 2018 publicado por ETESA (aproximadamente 1.79 veces al año con duración de 17.3 horas, para un total de 30.9 horas al año) durante la demanda máxima del escenario moderado de las proyecciones de demanda del PESIN 2019-2033 (ver Tabla 8). La evaluación de las diferencias por mejora en la confiabilidad debe adoptar una duración de las interrupciones. Para efectos de comparar la operación del sistema de transmisión con y sin la Cuarta Línea, en el presente informe, se adopta una proporción estimada del 75% de reducción del tiempo de falla para un total de 23.2 horas al año. Una posterior determinación por parte de ETESA de la mejora en la confiabilidad, a partir de los resultados del PESIN 2020-2034, permitirá precisar estas diferencias y los escenarios de variabilidad, situación que se verificaría para el informe a un nivel de factibilidad.

El resultado es multiplicado por el valor del costo de la energía no servida de \$0.592/kWh, de acuerdo con el Reglamento de Transmisión. El costo de energía no servida se utiliza dado que se entiende como el costo en que incurren los usuarios, al no disponer de energía y tener que obtenerla de fuentes alternativas; o bien la pérdida económica derivada de la falta de producción y/o venta de bienes y servicios, y la pérdida de bienestar por disminución de calidad de vida, en el caso del sector residencial. El valor del costo de la energía no servida es la esperanza matemática de la energía que no se podrá suministrar por déficit en la capacidad de suministro disponible y se calcula usando técnicas probabilísticas dado que considera todos los elementos que afectan al sistema de transmisión, dicho esto se considera que es el valor que mejor refleja el costo socioeconómico. Los resultados del cálculo se presentan a continuación:

Diferencias en Costos por Mejora de Confiabilidad =DM*CENS*Trsp

DM= Demanda Máxima (MW)

CENS = Costo de Energía no Servida (B./kWh)

Trsp=Tiempo de reposición sin proyecto (horas)

Tabla 7.2. Diferencias en Costos por Mejora de Confiabilidad (en balboas)

Diferencias en Costos por Mejora de Confiabilidad (Energía no Suministrada en					
Año	(a) Proyección de Potencia Escenario Moderado (MW)	(b) Horas de fallas al año (h)	(c) Ahorro (kWh) (a)*(b)*1000	(d) Costo de la Energía No Servida (B./kWh)	(e) Diferencias en Costos por Mejora de Confiabilidad (B.) (c)*(d)
2024*	2,008	23.2	46,558,199	0.59	4,522,428
2025	2,058	23.2	47,763,690	0.59	28,276,105
2026	2,108	23.2	48,916,672	0.59	28,958,670
2027	2,157	23.2	50,058,052	0.59	29,634,367
2028	2,206	23.2	51,187,830	0.59	30,303,195
2029	2,254	23.2	52,306,470	0.59	30,965,430
2030	2,302	23.2	53,413,972	0.59	31,621,072
2031	2,351	23.2	54,544,925	0.59	32,290,595
2032	2,400	23.2	55,699,823	0.59	32,974,295
2033	2,451	23.2	56,879,174	0.59	33,672,471
2034	2,503	23.2	58,083,496	0.59	34,385,430
2035	2,556	23.2	59,313,318	0.59	35,113,484
2036	2,610	23.2	60,569,179	0.59	35,856,954
2037	2,666	23.2	61,851,630	0.59	36,616,165
2038	2,722	23.2	63,161,236	0.59	37,391,452
2039	2,780	23.2	64,498,570	0.59	38,183,154
2040	2,839	23.2	65,864,220	0.59	38,991,618
2041	2,899	23.2	67,258,786	0.59	39,817,201
2042	2,960	23.2	68,682,879	0.59	40,660,264
2043	3,023	23.2	70,137,125	0.59	41,521,178
2044	3,087	23.2	71,622,162	0.59	42,400,320
2045	3,152	23.2	73,138,642	0.59	43,298,076
2046	3,219	23.2	74,687,232	0.59	44,214,841
2047	3,287	23.2	76,268,610	0.59	45,151,017
2048	3,357	23.2	77,883,471	0.59	46,107,015
2049	3,428	23.2	79,532,524	0.59	47,083,254
2050	3,500	23.2	81,216,493	0.59	48,080,164
Flujo total					978,090,215

*Ajuste en 2024 por factor de acuerdo con el periodo de entrada de operación de la Cuarta Línea

Fuente: (a) demanda máxima del escenario moderado del PESIN 2019 – 2033 (Tomo II) con una proyección tomando en cuenta una tasa de crecimiento del 2.1%;(b) Informe Anual de Indicadores de Confiabilidad del 2018 con un ajuste de reducción de horas de falla del 75%; (d) Reglamento de Transmisión.

Diferencias en Costos Operativos

Se ha identificado que uno de los retos que presenta el SIN son las pérdidas de energía debido a su característica longitudinal, la gran cantidad de generación de fuentes renovables ubicadas en el Occidente del país y el poco soporte de potencia reactiva existente. Las diferencias en costos operativos por la disminución de las pérdidas benefician al sistema eléctrico en general, lo que conceptualmente significa

disminuir el desperdicio de energía (reducir los niveles de la energía eléctrica que se transforma en energía calórica en los diferentes componentes del sistema eléctrico).

Disminuir las pérdidas de energía implica menores costos en el sistema los cuales se reflejan en la tarifa por lo que benefician al consumidor, por cuanto se reduce la producción de electricidad, evitando costos de generación termoeléctrica (menor uso de combustibles) y una gestión eficiente en los recursos hídricos. Asimismo, desde el punto de vista operativo, representa menores niveles de caída de tensión y por ende mejores niveles de calidad del producto que también benefician al consumidor por una continuidad del servicio.

Para este análisis, los ahorros operativos representan la reducción en pérdidas técnicas en energía con o sin la Cuarta Línea (ver Tabla 9), de acuerdo con las proyecciones del PESIN 2019-2033, multiplicado por el costo marginal de energía promedio de los últimos cinco años publicado por el CND. El costo marginal se entiende como el costo que se incurre para suministrar una unidad adicional de producto para un nivel dado de producción, por lo que se puede interpretar como el ahorro operativo al disminuir pérdidas en el sistema. El cálculo es como sigue:

Diferencias Operativos= (PESP-PECP)*CM

PESP= Pérdidas de energía sin proyecto (kWh)

PECP= Pérdidas de energía con proyecto (kWh)

CME=Costo marginal de energía (B./kWh)



Tabla 7.3 Diferencia en Costos operativos (en balboas)

Diferencias en Costos Operativos				
Año	(a) Dif. Pérdidas Potencia Esc. Referencia con y sin 4ta Línea (MW)	(b) Dif. Pérdidas Energía Esc. Referencia con y sin 4ta Línea (kWh)	(c) Costo Marginal de Energía Promedio (B/kWh)	(d) Diferencias en Costos Operativos (B/.) (b)*(c)
2024*	60.3	86,623,475	0.074	6,410,999
2025	71.1	622,485,600	0.074	46,070,125
2026	45.9	402,259,200	0.074	29,771,182
2027	45.9	402,259,200	0.074	29,771,182
2028**	10.7	93,469,200	0.074	6,917,650
2029**	10.7	93,469,200	0.074	6,917,650
2030	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2031	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2032	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2033	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2034	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2035	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2036	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2037	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2038	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2039	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2040	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2041	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2042	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2043	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2044	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2045	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2046	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2047	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2048	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2049	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
2050	75.0	657,087,600	0.074	48,631,018
Flujo Total		1,147,110,157		

*Ajuste en 2024 por factor de acuerdo con el periodo de entrada de operación de la Cuarta Línea

** La disminución en diferencial de pérdidas en el año 2028 y 2029 se debe a que dentro de ese periodo la Cuarta Línea entraría en proceso de elevación a 500 kV.

Fuente: (a) PESIN 2019 – 2033 (Tomo III) a partir del 2030 las pérdidas se mantienen constantes; (c) Centro Nacional de Despacho promedio de 2015-2019.

Flujo neto social del proyecto

Una vez cuantificados y valorados los costos y beneficios estimados a nivel de Prefactibilidad, se calculó la rentabilidad social del Proyecto, considerando los flujos descontados de manera preliminar a una tasa de descuento social del 12%.⁸

⁸ De acuerdo al PESIN 2019 – 2033 (Tomo II).

Tabla 7.4. Flujos de Costos y Beneficios (B/.)

Flujo	
(-) CAPEX	(696,350,817)
(-) OPEX	(499,518,724)
(+) Ahorro en Costo Marginal por Energía Incremental	4,834,904,565
(+) Ahorros en Costos por Mejora de Confiabilidad (Energía no Suministrada en Falla)	978,090,215
(+) Ahorros Operativos	1,147,110,157
Flujo neto	5,764,235,395

*Capex incluye B/. 105 millones referente al monto de provisiones compartidas (gestión predial, gestión ambiental y gestión social)..

Tabla 7.5. Resultados de la evaluación del proyecto.

VALOR PRESENTE NETO SOCIAL	B/. 420,697,721
TASA INTERNA DE RETORNO	20.6%

Conclusiones

Con base en los costos y los beneficios sociales del Proyecto, estimados a nivel de Prefactibilidad, la estimación costo beneficio es de 5.8 veces, lo cual indica que los beneficios sociales son mayores que los costos, determinando que la ejecución del Proyecto es socialmente rentable. De acuerdo con la necesidad que enfrenta ETESA y el sistema eléctrico panameño, con relación a brindar mayor capacidad y redundancia al SIN, la descarbonización de la matriz energética, la eficiencia en el consumo de energía y la seguridad energética, la ejecución del proyecto de la Cuarta Línea se justifica debido a que el Valor Presente Neto Social de B/. 420 millones y la Tasa Interna de Retorno Social (TIRS) de 20.6 % son positivos lo cual significa que genera un beneficio a la sociedad en su conjunto.



Capítulo 8. Análisis de Riesgos y Matriz de Asignación a nivel Prefactibilidad

Introducción

El presente capítulo identifica, describe y explica los distintos riesgos que podrían afectar el desarrollo del proyecto, así como su análisis, asignación bajo la modalidad de APP y mitigantes, a nivel de Prefactibilidad.

Distribución de riesgos

En este sentido, se elaboró una matriz de riesgo preliminar, que aborda los riesgos comunes para el diseño, construcción, financiamiento, administración, mantenimiento y transferencia de un proyecto de APP en el sector de transmisión eléctrica. En esta fase preliminar de evaluación de los riesgos, se presentan los riesgos divididos en cuatro etapas: (i) fase preliminar; (ii) debida diligencia y estructuración; (iii) cierre comercial y financiero, e (iv) implementación del proyecto. Para cada uno de los riesgos se detalla la asignación (público, privado o compartido), las probabilidades de ocurrencia con los niveles de impacto, y los niveles de prioridad, los cuales se miden como la suma de probabilidad e impacto en una escala de 2-6. Se identificaron 54 riesgos los cuales se resumen a continuación:

Tabla 8.1. Resumen de Impacto y Probabilidad de la Matriz de Riesgos de la Cuarta Línea

		Impacto			Total
Prioridad	Alto	Moderado	Bajo		
Alto	3				5
Moderado	2	11	2		15
Bajo	10	13	11		34
	17	24	13		54

Zona de Prioridad (probabilidad + impacto)



Alto=3, Moderado=2, Bajo=1

Tabla 8.2. Resumen de Prioridad y Asignación

Prioridad	Asignación			Total
	Compartido	Privado	Público	
2	1	8	4	13
3	1	11	1	13
4	3	12	6	21
5	1		1	2
6			5	5
Total	6	31	17	54

Los riesgos que se identificaron a nivel Prefactibilidad con mayor prioridad, en base a evaluación de probabilidad e impacto, son los referentes a los aspectos sociales y ambientales, así como a la adquisición de terrenos y liberación de servidumbres. Para ello dentro de la estructura del Proyecto se considera su asignación y mitigación como sigue:

- i. **Aspectos ambientales relacionados a permisos:** se considera un riesgo público dado que ETESA será responsable de realizar el Estudio de Impacto Ambiental y de obtener el Resolutivo Ambiental. Para esto, ETESA ha iniciado el proceso de contratación de la firma especializada responsable de realizar el EsIA en paralelo a la potencial aprobación de la fase Prefactibilidad y Factibilidad del Proyecto. Esto con el objetivo de que los resultados del EsIA estén listos al inicio de la vigencia del posible contrato APP del Proyecto para la implementación por parte del potencial Contratista APP y haya mayor certidumbre del mismo. De acuerdo a los tiempos estimados, los resultados del EsIA estarían después del cierre comercial de la licitación del Proyecto.
- ii. **Aspectos con las comunidades:** se considera un riesgo público dado que ETESA es responsable de obtener la aprobación de la Comarca Ngäbe-Buglé para la implementación del Proyecto dentro del área de la Comarca, así como del relacionamiento con el resto de las comunidades. Este proceso busca cumplir con un Consentimiento Libre, Previo e Informado de las comunidades indígenas de acuerdo con los requerimientos de la ley local y las Normas de Desempeño de la CFI como medida de mitigación. El resultado positivo de este proceso permitirá que el potencial Contratista APP pueda realizar las actividades para la implementación del Proyecto. El proceso de aprobación por parte de la Comarca está en proceso y ETESA cuenta con la aprobación del Congreso Regional Ño Kribo para adelantar los estudios que confirmen la viabilidad del proyecto (bajo Resolución N°01 de 1 de febrero de 2019) y para la constitución de la servidumbre (bajo el convenio del 11 de noviembre del 2021).
- iii. **Aspectos a liberación de servidumbres (terrenos):** se considera un riesgo público dado que ETESA es responsable de realizar el estudio de avalúos, para lo cual está en proceso de contratar un consultor en paralelo al proceso de evaluación y potencial aprobación del Proyecto en la fase de Prefactibilidad. Las actividades en este estudio tienen como objetivo identificar, dentro del trazo, los predios, los porcentajes de afectación, los propietarios o tenedores de derechos posesorios u ocupantes, para que posteriormente ETESA con la coadyuvancia del posible Contratista APP realice la negociación conforme a la regulación local y las Normas de Desempeño Ambientales y Sociales de IFC. La negociación se verá reflejada en la firma de los convenios de compensación e indemnización de la servidumbre (que deberán ser inscritos en el Registro Público con el refrendo de la Contraloría General de la República). Posteriormente ETESA en acompañamiento del potencial Contratista APP, entregará a cada propietario, tenedor de derecho posesorio u ocupante un único pago por la constitución de una servidumbre de paso de la línea de transmisión. ETESA será el beneficiario y titular de estas servidumbres, siendo ETESA el agente del mercado. La Regulación eléctrica permite, en caso de que no haya arreglo por negociación, un proceso de servidumbre forzosa por causas de interés público. Sin embargo, dadas las diversas actividades relacionadas a este proceso dentro de la modalidad de APP se consideran algunas actividades que ETESA comunicará y que serán responsabilidad del privado por los recursos que tendrá disponibles en la etapa de pre-construcción. Los lineamientos de dichas actividades se



definirán en la fase de Factibilidad en caso de que el presente ITI sea aprobado en fase de Prefactibilidad. Se considera que: i) el avance del estudio de avalúos; ii) contar con un proceso de negociación de acuerdo con la normativa local y conforme a las Normas Ambientales y Sociales de las instituciones financieras internacionales; y, iii) el tener lineamientos claros y precisos del dentro del clausulado del posible contrato de APP, sirvan como efectivos mitigantes de los riesgos percibidos.

- iv. **Aspecto relacionado a la aprobación de la tarifa:** ETESA es responsable de solicitar las modificaciones al reglamento de transmisión para darle mayor precisión a la metodología del cargo tarifario de la cuarta línea al que estará sujeto el Proyecto durante la vida contractual en caso de ser aprobado. Esto se considera un riesgo público ya que es un proceso que se realiza a través del ente regulador previo a la licitación. Una vez aprobado el reglamento se mitiga el riesgo tarifario para el potencial Contratista APP. Esta solicitud está en proceso y el reglamento actualizado se presentará previsiblemente en la etapa de Factibilidad.

En las tablas a continuación, se refleja el detalle de cada uno de los riesgos identificados. Se incluye una recomendación de evaluación y posibles mitigantes para cada uno de los riesgos de forma general de manera que se profundizará en el ITD, en el caso de que el presente ITI sea aprobado en fase de Prefactibilidad, según aplique.

Tabla 8.3. Matriz de Riesgos de la Cuarta Línea

1. Fase preliminar

Subcategoría	Riesgo	Descripción	Asignación	Probabilidad	Impacto	Prioridad	Evaluación y estrategia de mitigación
Ambientales	Condiciones Previas	Riesgo correspondiente a cualquier costo o demora causada por la contaminación ambiental preexistente de los terrenos aportados para el proyecto.	Público	bajo	alto	4	En la etapa de planificación preliminar del Proyecto fueron realizados levantamientos de campo a lo largo del trazado de la Cuarta Línea lo cual mitiga este riesgo. Se presentarán los estudios de ingeniería básica durante la licitación. Se proporcionará dicha información a los licitantes para que puedan realizar una mejor estimación en el precio de sus ofertas.
Ambientales	Permisos	Riesgo de no obtener todas las licencias ambientales, permisos detallados y autorizaciones ambientales requeridas para el proyecto.	Público	alto	alto	3	Las autorizaciones del Resolutivo Ambiental como resultado del EsIA, viabilidades en áreas protegidas, entre otros son responsabilidad de ETESA. El Proyecto no se podría implementar sin haber obtenido todas las licencias ambientales. Como mitigante ETESA ha iniciado los trabajos del EsIA y ha avanzado con los trámites con MiAmbiente sobre las viabilidades y planes de manejo dentro de las áreas protegidas. ETESA tiene experiencia con los estudios y permisos de las líneas de transmisión existentes, por lo que ETESA está llevando un proceso similar para asegurar que se logre obtener todas las licencias ambientales en tiempo y forma.
Ambientales	Permisos	Riesgo de retraso en todas las licencias ambientales, permisos detallados y	Público	alto	alto	3	Las autorizaciones del Resolutivo Ambiental como resultado del EsIA, viabilidades en áreas protegidas, entre otros son responsabilidad de ETESA. El retraso tendría un alto impacto en la implementación del Proyecto dado que el Contratista APP no podría iniciar con los Trabajos.

		autorizaciones ambientales requeridas para el proyecto					Es por eso que ETESA ha iniciado con el proceso para contratar a la firma responsable de realizar el EsIA previo a la licitación como mitigante a un posible retraso. Una vez teniendo los resultados del EsIA, ETESA podrá tramitar el Resolutivo Ambiental con MiAmbiente, que se espera obtener con posterioridad a la Orden de Proceder.
Ambientales	Legislación	Riesgo de incumplir con todas las leyes ambientales aplicables.	Privado	bajo	bajo	2	El posible Contratista APP deberá cumplir con todas las disposiciones correspondientes a las leyes ambientales aplicables. Como mitigantes (i) el posible contratista APP deberá realizar su debida diligencia de los requerimientos de la legislación; (ii) para evitar disputas después de la firma del contrato, se definirán los esquemas de resolución de controversias, en todos los ámbitos, incluido el ambiental dentro del posible Contrato APP; (iii) se incluirá el seguimiento de temas ambientales y sociales incluyendo el cumplimiento de la normativa dentro de la supervisión del contrato de APP para conocer cualquier desviación.
Ambientales	Impacto	Riesgo de eventos ambientales causados por el proyecto en la medida en que no cumpla con las licencias, leyes y obligaciones contractuales aplicables.	Privado	bajo	moderad o	3	Aunque el resolutivo ambiental será emitido por ETESA, el posible Contratista APP asume el riesgo de cumplir con lo dictado en todas las licencias ambientales, permisos y autorizaciones ambientales requeridos para el proyecto, así como las leyes ambientales. El contrato de APP asegurará de que los cambios en las disposiciones legales aborden adecuadamente los cambios en las normas y leyes ambientales para evitar disputas sobre qué parte asume la responsabilidad o consecuencias de los requisitos impuestos después de la firma del contrato de APP. Este riesgo se mitiga ya que se espera el posible Contratista APP cuente con un equipo socioambiental y cuente con la experiencia para estas obligaciones. Además de existiría un mecanismo de supervisión integral incluyendo temas ambientales y sociales.
Terreno	Geotécnico	El riesgo de que las condiciones del terreno no sean adecuadas para la construcción.	Compartido	moderad o	moderad o	4	El riesgo de que el terreno no sea adecuado para el proyecto generalmente se comparte, ya que la idoneidad del trazo de la línea de transmisión puede depender del diseño y el plan de construcción del socio privado, pero parte de las causantes son de responsabilidad pública. Bajo este criterio se consideran las siguientes mitigantes (i) que el Proyecto cuenta con un el estudio de ingeniería básica disponible para los licitantes; (ii) que existe la indicación de un trazo preferencial por parte de ETESA; (iii) que ETESA seleccionará el terreno para la S/E Chiriquí Grande de acuerdo a condiciones apropiadas; y (iv) que el privado seleccionaría la ubicación final para las torres y el respectivo método de construcción.
Sociales	Comunidades	Riesgo de conflicto social por impacto en el hábitat, la infraestructura (social), las comunidades indígenas en particular (dentro y fuera de la Comarca), así como en las propiedades adyacentes, tanto	Público	—	—	—	ETESA es responsable de socializar el proyecto con las comunidades dentro y fuera de la Comarca previo a la potencial licitación. Además, ETESA es responsable de obtener la aprobación del Congreso Regional Ño Kribo para la implementación del Proyecto. Como mitigantes en la etapa de planificación preliminar ETESA ha logrado obtener la aprobación del Congreso Regional Ño Kribo para la realización de los estudios y el convenio sobre la constitución de la servidumbre. Asimismo, ETESA está en proceso de realizar giras para la socialización del proyecto con comunidades fuera de la Comarca. Por otro lado, la realización del EsIA incluirá el desarrollo de un plan de actores para la



		en términos de construcción como de operación de la línea.					identificación de los actores claves en función de su grado de influencia y proximidad, así como la identificación de comunidades indígenas fuera de la comarca para entender cómo aplica el proceso de consulta previa libre e informada. También se tendrá un mecanismo para atender, cualquier reclamo o queja comunitaria que pudiera surgir durante la realización del EsIA y la implementación del Proyecto. ETESA tiene el compromiso de cumplir con las Normas de Desempeño de la IFC en temas de mitigación ambiental y social así como para dar cumplimiento con un proceso de consulta libre, previo e informado (según aplique).
--	--	--	--	--	--	--	--

2. Debida diligencia y estructuración

Subcategoría	Riesgo	Descripción	Asignación	Probabilidad	Impacto	Prioridad	Evaluación y estrategia de mitigación
Diseño	Idoneidad	El riesgo de diseño dependerá de la amplitud de las especificaciones del diseño solicitadas por la entidad contratante, los estándares de buenas prácticas de la industria y estándares mínimos de calidad.	Privado	bajo	moderado	3	El posible Contratista APP asumirá el riesgo de realizar el diseño, ya que tendrá la responsabilidad de preparar el diseño detallado y obtener las aprobaciones pertinentes del gobierno, según lo indicado en el posible Anexo Técnico de los Pliegos de Cargos y la normativa local. Este riesgo se mitiga dado que ETESA dentro del potencial proceso de licitación definirá requerimientos técnicos para asegurar contar con contratistas con la experiencia requerida para diseñar proyectos de transmisión de 500kV.
Fase operativa	Tarifario	El riesgo de que existe dificultades para actualizar la metodología del cargo tarifario en el Reglamento de Transmisión.	Público	moderado	alto	5	La metodología para el cargo tarifario de la Cuarta Línea se aborda en el Reglamento de Transmisión y las modificaciones necesarias y su solicitud ante la ASEP es responsabilidad de ETESA. El Reglamento de Transmisión deberá ser aprobado por la ASEP previo a la potencial licitación para que los proponentes tengan certidumbre del modelo de negocio de la Cuarta Línea. Para mitigar este riesgo, ETESA ha iniciado con la solicitud de las modificaciones y ha presentado la estructura del modelo de APP ante la ASEP. Los cambios reflejan lo referente a Ley 93 de 2019, entre otros. El proceso de modificación al reglamento es un proceso que ETESA ha caminado y tiene la asesoría de consultores legales para mitigar el riesgo de encontrar dificultades.
Fase operativa	Riesgo de avances tecnológicos	El riesgo de que los avances tecnológicos hagan que la tecnología implementada en la línea de transmisión quede obsoleta.	Público	bajo	bajo	2	Al planificar el proyecto, ETESA querrá tener en cuenta que la tecnología puede afectar su necesidad a largo plazo del activo. Puede considerar imponer obligaciones en el socio privado para adoptar y / o integrarse con nuevas tecnologías o para permitir otros desarrollos previsibles. El posible contrato APP incluirá cláusulas para que el diseño y construcción sea de acuerdo con el estado de arte de la tecnología más avanzada lo cual mitiga este riesgo para ETESA. Asimismo, se definirá un mecanismo de asignación de costos compartidos específico bajo el cual el ETESA puede solicitar actualizaciones tecnológicas con un costo compartido adecuado, según el

							motivo de la solicitud después de la aceptación de la etapa de construcción.
Liberación de servidumbre	Selección del alineamiento preferencial	Riesgo de no seleccionar de manera óptima el trazo preferencial de la Cuarta Línea.	Público	moderado	moderado	4	ETESA corre el riesgo de seleccionar el trazo preferencial de transmisión dado que es información necesaria para la potencial licitación. ETESA ha realizado levantamientos de campo y tiene una ingeniería básica del Proyecto con lo cual ETESA ha podido establecer el trazo preferencial. Este riesgo se mitiga dado que se cuenta con el DE No 561 del 10 de agosto de 2018, el cual establece y delimita el área del polígono de influencia de la Cuarta Línea.
Liberación de servidumbre	Provisión de terrenos	Riesgo de adquirir los terrenos.	Público	moderado	moderado	4	El riesgo de adquirir los terrenos requeridos para el proyecto es compartido, ya que ETESA tiene las facultades legales para hacer lo que el socio privado no puede, pero habrá actividades que serán responsabilidad del posible Contratista APP que se definirán en la etapa de Factibilidad en caso de que el presente ITI se apruebe. ETESA deberá seguir los lineamientos de la regulación y el mecanismo de la liberación de servidumbre dependerá principalmente de la naturaleza del terreno, ya sea que se trata de una propiedad privada, área protegida, propiedad colectiva de una comarca, derecho posesorio, tierras del Estado o Municipales, entre otros. Este riesgo se manejará dentro de la gestión predial en un potencial contrato de APP. Se considera que (i) el avance de ETESA para realizar el estudio de avalúos, (ii) establecer un proceso de negociación de acuerdo con la normativa local y las normas de desempeño de la IFC, y (iii) tener lineamientos claros del dentro de la estructura del posible Contrato de APP sirvan como mitigantes.
Liberación de servidumbre	Tiempo de adquisición	Riesgo de no completar el proceso de adquisición de tierras de acuerdo con cronograma acordado contractualmente.	Público	alto	alto	6	ETESA debe completar el proceso de negociación y adquisición de tierras para el establecimiento de la servidumbre con apoyo del posible Contratista APP. El hecho de no obtener la tierra en una fecha determinada afectaría la implementación del Proyecto e incluso podría disuadir a algunos inversionistas y entidades financieras de participar en el financiamiento. Sin embargo, el posible contrato de APP establecerá los lineamientos de la gestión predial para asegurar que se realicen las actividades necesarias para la liberación de servidumbre. Como mitigante a los tiempos de adquisición, ETESA ha iniciado con la contratación del consultor encargado del estudio de avalúos que es el primer paso para el proceso de adquisición. Asimismo, en el posible Contrato de APP incluirá el tratamiento de un evento que se registren retrasos en la ejecución de los Trabajos por causas atribuibles a ETESA, el posible Contratista APP tendrá derecho a una prórroga del plazo, igual al periodo del retraso, quedando entendido, en todo caso, que el lazo podrá extenderse por un máximo acumulado de "n" años, que se determinará en la etapa de factibilidad, por retrasos imputables a la Entidad Pública Contratante.

Liberación de servidumbre	Terrenos adicionales 1	Riesgo de identificar la necesidad de terrenos adicionales para el desarrollo del proyecto antes de la firma del contrato.	Público	bajo	bajo	2	ETESA corre el riesgo de identificar terrenos adicionales (si aplica). Sin embargo, dado que ya existe un trazo preferencial y se han realizado levantamientos de campo. Este riesgo es bajo.
Sociales	Reasentamientos	El riesgo de tener que eliminar viviendas o negocios formales y/o informales y el reasentamiento de comunidades en otro lugar.	Público	bajo	alto	4	En el caso de la Cuarta Línea, y por los estudios preliminares no será necesario el reasentamiento de comunidades por el trazo preferencial elegido. En caso de que esto sucediera es conveniente que ETESA retenga este riesgo al tener la potestad legal para mitigarlo, en caso de que la reubicación de la infraestructura no sea posible. El posible Contrato de APP contará con un anexo que establece los lineamientos de este proceso si fuera necesario de acuerdo con la normativa local y las Normas de Desempeño de la IFC.
Sociales	Comunidades	Riesgo de conflicto social por impacto en el hábitat, la infraestructura (social), las comunidades indígenas en particular (dentro y fuera de la Comarca), así como en las propiedades adyacentes, tanto en términos de construcción como de operación de la línea.	Público	alto	alto	6	ETESA es responsable de socializar el proyecto con las comunidades dentro y fuera de la Comarca previo a la licitación. Además, ETESA es responsable de obtener la aprobación del Congreso Regional Ño Kribo para la implementación del Proyecto. Como mitigantes en la etapa de planificación preliminar ETESA ha logrado obtener la aprobación del Congreso Regional Ño Kribo para la realización de los estudios y el convenio sobre la constitución de la servidumbre. Asimismo, ETESA está en proceso de realizar giras para la socialización del proyecto con comunidades fuera de la Comarca. Por otro lado, la realización del EsIA incluirá el desarrollo de un plan de actores para la identificación de los actores claves en función de su grado de influencia y proximidad, así como la identificación de comunidades indígenas fuera de la comarca para entender cómo aplica el proceso de consulta previa libre e informada. También se tendrá un mecanismo para atender, cualquier reclamo o queja comunitaria que pudiera surgir durante la realización del EsIA y la implementación del Proyecto. El posible Contrato incluye el compromiso de cumplir con las Normas de Desempeño de la IFC en temas de mitigación ambiental y social, así como para dar cumplimiento con un proceso de consulta libre, previo e informado (según aplique y conforme a los resultados del EsIA).

3. Cierre comercial y financiero

Subcategoría	Riesgo	Descripción	Asignación	Probabilidad	Impacto	Prioridad	Evaluación y estrategia de mitigación
Construcción	Permisos	El riesgo de que los permisos se atrasen o no se obtengan.	Compartido	moderado	alto	5	El desarrollo del Proyecto requiere diferentes permisos y licencias. Las características de cada permiso son diferentes en cuanto trámite, entidad gubernamental responsable, tiempos, etc. Por lo tanto, existen permisos que ETESA será responsable y otros que el posible Contratista APP será responsable. Si el privado no puede gestionar el riesgo, este debe ser público. Como mitigante es la identificación temprana de todos los permisos

							necesarios y designar oportunamente dentro del posible Contrato de APP quién es responsable para evitar cualquier atraso. El hecho de no tramitar, gestionar u obtener alguno de los permisos necesarios, tendrá un impacto alto ya que el posible Contratista APP no podría iniciar los trabajos de construcción y servicios de administración y mantenimiento. Permisos como el Resolutivo Ambiental, el permiso de la Comarca, así como la compatibilidad técnica con la Autoridad del Canal de Panamá son actividades que ETESA es responsable y ya está dando inicio a las actividades relevantes previo a la posible licitación para evitar retrasos. Asimismo, para los permisos responsabilidad del posible Contratista APP se mitiga con la debida diligencia de los proponentes y el listado preliminar presentado en los documentos de la potencial licitación. En la fase de Factibilidad en caso de que el ITI se apruebe, se definirá el mecanismo de compartición del riesgo.
Contrato	Renegociación	Riesgo de modificaciones contractuales.	Compartido	moderado	moderado	4	ETESA y el posible contratista APP podrán realizar modificaciones contractuales y dependiendo la base se definirá quién asume el riesgo y el costo de los cambios en el servicio contratado. Si la renegociación surge por modificaciones a petición de ETESA este debe asumir el riesgo. El posible contrato APP especificará la medida en que ETESA y el posible Contratista APP tienen derecho a exigir cambios y la base legal para que estos procedan siempre cuidando lo que dicta la Ley 93 de 2019. En la fase de Factibilidad en caso de que el ITI se apruebe, se definirá el mecanismo de compartición del riesgo
Liberación de servidumbre	Selección del alineamiento final	Riesgo de no seleccionar de manera óptima el trazo final de la Cuarta Línea.	Privado	bajo	moderado	3	Será responsabilidad del posible Contratista APP definir el trazo final del Proyecto. En su revisión y determinación del Trazo de la Cuarta Línea este trazo podrá moverse dentro del corredor definido por ETESA (salvo en la Comunidad Ngäbe-Buglé, las Áreas Protegidas por MiAmbiente y la Autoridad del Canal de Panamá, en donde para cualquier cambio requerirá el consentimiento previo de la Entidad Pública Contratante, la Autoridad del Canal, MiAmbiente y autoridades competentes de la Comarca o de las Comunidades Indígenas fuera de la Comarca Ngäbe-Buglé). Como mitigante el posible Contratista APP deberá realizar los estudios definitivos para seleccionar el trazo final y caminos de acceso.
Diseño	Aceptación	Riesgo de no obtener las aprobaciones pertinentes de la entidad contratante u otro organismo relacionadas con el diseño en caso por deficiencias.	Privado	bajo	moderado	3	El posible Contratista APP asumirá el riesgo de obtener aprobaciones de diseño, ya que tendrá la responsabilidad principal de preparar el diseño detallado y obtener las aprobaciones pertinentes. El posible Contratista APP tiene acceso a los requerimientos del Anexo Técnico, por lo que si este cumple con los requerimientos se mitiga el riesgo de no obtener la aceptación. Además de que se contará con socios privados que cumpla con los requerimientos técnicos y experiencia en líneas de transmisión de 500kV.
Diseño	Cambios	Riesgo de requerir cambios en el diseño.	Compartido	bajo	moderado	3	El riesgo de cambios en el diseño después de la potencial firma del contrato se asigna de acuerdo con el motivo el cambio. Si el diseño original es deficiente, será un riesgo del Socio privado. Si ETESA requiere cambios, esto, por regla general, sería un riesgo de ETESA (con el consiguiente tiempo y costo implicaciones asumidas por ETESA

								sobre los mismos principios que para la compensación de eventos). Como medida de mitigación se establecerá los mecanismos de ajuste dentro del posible contrato APP para dar mayor certidumbre de lo que implica un posible cambio. En la fase de Factibilidad se definirá el mecanismo de compartición en caso de que el ITI sea aprobado en la fase de Prefactibilidad.
Financiamiento	Cierre financiero	Riesgos de incumplimiento con los requisitos del contrato sobre el financiamiento del proyecto	Privado	bajo	alto	4		El cierre financiero es responsabilidad del posible Contratista APP dado el modelo de APP y de que está en mejor posición de tener acceso a diversas fuentes de financiamiento. Como mitigante, ETESA está realizando un sondeo de mercado con las instituciones financieras para confirmar el apetito y bancabilidad del proyecto previo a la licitación.
Terreno	Servicios Públicos	Riesgo correspondiente a cualquier costo o demora causada por proveedores de servicios públicos en la realización de reubicaciones.	Privado	bajo	bajo	2		Es responsabilidad del posible Contratista APP la coordinación con los proveedores de servicios públicos ya que, al ser responsable de las actividades de construcción, el privado está en mejor posición en absorber el costo y evitar demoras. En la medida en que haya datos confiables disponibles y compartidos durante el proceso de la potencial licitación, el socio privado puede asumir y fijar el precio del riesgo. Como mitigante el posible Contratista APP deberá efectuar un inventario de los servicios públicos que se encuentren dentro del Proyecto y antes de cualquier intervención. El inventario deberá incluir un plan de atención de estas intervenciones.
Terreno	Acceso al sitio	Responsabilidad de garantizar que el socio privado pueda acceder al sitio durante la construcción.	Público	moderado	moderado	4		ETESA será responsable de garantizar que el socio privado pueda acceder al sitio durante la construcción ya que ETESA tiene las facultades legales para hacerlo. Dentro del posible Contrato APP se deberá considerar el mecanismo para cada una de las áreas y los requisitos de que ETESA deberá cumplir para mitigar este riesgo.

4. Implementación del Proyecto

Subcategoría	Riesgo	Descripción	Asignación	Probabilidad	Impacto	Prioridad	Evaluación y estrategia de mitigación
Construcción	Puesta en Marcha	Riesgo de no poder poner en marcha el proyecto una vez concluido la etapa constructiva.	Privado	bajo	moderado	3	Riesgo de no poder poner en marcha el proyecto una vez concluido la etapa de construcción será un riesgo del socio privado dado que es su responsabilidad el diseño, construcción y puesta en marcha. El Contrato de APP tendrá un mecanismo de supervisión para que previo a buscar la aceptación sustancial del diseño y construcción, se pueda asegurar que se haya cumplido con los diferentes hitos del proyecto y se tenga todos los requerimientos por parte de CND para la puesta en operación comercial.
Construcción	Sobrecostos	Riesgo de sobrecostos en la construcción.	Privado	moderado	moderado	4	El socio privado asume el riesgo de aumentos de costos en la medida en que estos no sean causados por fuerza mayor. Se transfiere el riesgo de ingresos en el esquema del Pago Mensual para el privado el cual solo se ajusta por el monto de provisiones compartidas y adecuación a 500kV, por lo que cualquier sobrecosto de construcción es riesgo del posible Contratista APP. Este riesgo se considera manejable a través de un robusto esquema de traspaso de obligaciones a subcontratistas y dado

							que el modelo financiero del socio privado generalmente incluirá precios de contingencia para sobrecostos, los cuales se considerarán en la propuesta económicas que se presenten. Además, es más fácil transferir el riesgo al socio privado dado que este obtendrá financiamiento privado donde los bancos también realizarán la debida diligencia del proyecto. Igualmente, en esquemas de contratación APP, la estructuración y debida diligencia son más detalladas, facilitando la transferencia de información y por lo tanto riesgo al socio privado.
Construcción	Sobre plazos	Riesgo de sobre plazos en la construcción.	Privado	moderado	moderado	4	El socio privado asume el riesgo de retrasos en la medida en que no sean causados por hechos de fuerza mayor. Los retrasos en los hitos del proyecto tendrán como consecuencia el esquema de penalidades y significaría una pérdida de ingresos además de tomar más tiempo en la entrada de la puesta en operación comercial del proyecto que es cuando se inician los flujos del Pago Mensual. El posible contrato APP tendrá un mecanismo de supervisión para identificar cualquier elemento que pudiera causar un retraso y por ende poder subsanar en tiempo y forma.
Construcción	Gestión	Responsabilidad de integrar las obras complejas, la construcción, la administración y mantenimiento a largo del proyecto para garantizar un servicio confiable.	Privado	moderado	moderado	4	El socio privado debería asumir el riesgo de gestión del proyecto. Si el proyecto depende de que la Entidad Pública Contratante lleve a cabo trabajos particulares o ponga a disposición una instalación existente como los es la S/EE Panama III, ese riesgo de interfaz será de la ETESA. Sin embargo, el socio privado tendrá mayor riesgo por participar en la etapa de ejecución del proyecto. Se definirán los requisitos de integración en los potenciales pliegos de cargos como medida de mitigación.
Construcción	Cumplimiento de normas	Riesgo de incumplimiento con las leyes/requisitos de salud y seguridad en la construcción de la línea de transmisión.	Privado	bajo	bajo	2	El socio privado asume el riesgo de cumplir con todas las leyes y normas de seguridad, salud e higiene. El posible contrato de APP establecerá las obligaciones del posible Contratista APP en temas de seguridad, salud e higiene de manera de evitar accidentes, enfermedades, etc. Como por ejemplo de debe suministrar todos los equipos de seguridad exigidos por las Leyes Aplicables. Asimismo, se contará con un Sistema de Gestión Ambiental, Seguridad y Salud (SGASS) como mecanismo de mitigación.
Construcción	Lesiones/Daños	Riesgo de muerte y lesiones del personal o daños a la propiedad que surjan en los trabajos de construcción.	Privado	bajo	moderado	3	El personal es responsabilidad del posible Contratista APP. Esto se mitiga dado que el socio privado debe contratar un seguro adecuado para cubrir sus posibles responsabilidades de acuerdo con los requisitos mínimos de seguros en el marco del potencial contrato de APP.
Construcción	Garantía de calidad	Riesgo de incumplimiento de la línea de transmisión con los estándares de calidad.	Privado	bajo	bajo	2	El cumplimiento de los estándares de calidad relevantes será un riesgo del posible Contratista APP dado que es responsable de las actividades de construcción. El posible contrato APP establecerá las especificaciones técnicas que el posible Contratista APP estará sujeto a cumplir y se determinará la definición y método de evaluación. Si el posible Contratista APP incumple los niveles de servicio en la etapa de construcción será sujeto al esquema de penalidades y que no pueda alcanzar la aceptación sustancial del Proyecto. Este riesgo se mitiga por un lado en tener especificaciones técnicas definidas que reflejen las necesidades del proyecto para garantizar la calidad de los trabajos e

							infraestructura y por el otro lado en que como parte de la licitación se buscará proponentes que cumplan ciertos criterios técnicos para asegurar que se cuente con un posible Contratista APP con la experiencia necesaria para cumplir con los estándares de construcción para proyectos de líneas de transmisión de 500kV.
Construcción	Vandalismo	Riesgo que actos de vandalismo en la infraestructura.	Privado	bajo	bajo	2	Riesgo del socio privado dado su responsabilidad sobre la infraestructura del proyecto. Como mitigante el posible Contratista APP deberá contratar las pólizas de seguro que cubra posibles hechos de vandalismo.

Subcategoría	Riesgo	Descripción	Asignación	Probabilidad	Impacto	Prioridad	Evaluación y estrategia de mitigación
Fase operativa	Sobrecosto mantenimiento	Riesgo de eventos que afectan el desempeño y/o dan lugar a aumentos de costos más allá de los costos modelados.	Privado	moderado	moderado	4	El socio privado asume el riesgo de eventos que inhiben mantenimiento y / o dan lugar a aumentos de costos más allá de los costos ofertados, en la medida en que estos sean de fuerza mayor. Se transfiere el riesgo de ingresos en el esquema del Pago Mensual para el privado el cual solo se ajusta por el monto de provisiones compartidas y adecuación a 500kV, por lo que cualquier sobrecosto de mantenimiento es riesgo del posible Contratista APP. Se espera que el socio privado sea una firma con amplia experiencia en el mantenimiento de líneas de transmisión y conocimiento de los costos correspondientes. Además, este riesgo se mitiga dado que como parte de la estructura se considera un 2.9% del monto de inversión total como costos de administración y mantenimiento, y 0.1% del monto de inversión total como gastos de administración de acuerdo con la regulación. Dichos porcentajes son producto de un estudio de mercado de las principales empresas de transmisión en la región, las cuales se consideran que son empresas eficientes, por ende, dichos porcentajes se asumen como parámetros de mercado para que el proyecto pueda ser sostenible y se mitigue un posible riesgo de sobrecosto de mantenimiento.
Fase operativa	Desempeño	Responsabilidad de garantizar que las obras y el desempeño sean de la calidad y el nivel necesarios.	Privado	bajo	moderado	3	El socio privado asume el riesgo de cumplir con las especificaciones de desempeño del potencial contrato de APP. Una supervisión del rendimiento del posible Contratista APP permitirá mitigar este riesgo y supervisar los niveles generales y potencialmente para recibir una alerta temprana de asuntos que requieran mejoras o remediación.
Fase operativa	Insumos	Responsabilidad de garantizar un suministro ininterrumpido de recursos para el proyecto.	Privado	bajo	bajo	2	El socio privado asume el principal riesgo y responsabilidad de asegurar un ininterrumpido suministro de recursos para el proyecto (tales como equipos y materiales de mantenimiento), y gestionar los costos de esos recursos. Como mitigante se espera que el posible Contratista APP tenga la experiencia y contactos con los proveedores más relevantes de equipos de líneas de transmisión y que considere los hitos establecidos para el Proyecto para estructurar sus

							acuerdos de suministro y así evitar cualquier interrupción para el Proyecto.
Fase operativa	Cumplimiento de normas	Responsabilidad de cumplir con las leyes/requisitos/normas generales en el mantenimiento de la línea.	Privado	bajo	alto	4	El socio privado asume el riesgo de cumplir con todas las normas incluyendo el Reglamento de Transmisión y Reglamento de Operación en el mantenimiento de la línea. Una supervisión permitirá a la entidad contratante averiguar el cumplimiento de los requisitos generales y potencialmente para recibir una alerta temprana de asuntos que requieran mejoras o remediación. Además, que se establecerá un proceso de elaboración de un Plan Maestro de Mantenimiento el cual definirá todos los procedimientos, metodologías, cronogramas para cada una de las actividades de mantenimiento y ayudará a dar seguimiento al cumplimiento de los requisitos de la Línea.
Fase operativa	Lesiones/Daños	Responsabilidad de cumplir con las leyes/requisitos de salud y seguridad en el mantenimiento de la línea de transmisión.	Privado	bajo	alto	4	Es responsabilidad del socio privado cumplir con los requisitos de salud, seguridad e higiene para evitar lesiones o daños. Como mitigante el posible Contratista APP debe contratar un seguro adecuado para cubrir sus posibles responsabilidades, además de cumplir con los requisitos mínimos en el marco de un potencial contrato de APP. Asimismo, se contará con un SGASS durante la etapa de administración y mantenimiento como mecanismo de mitigación.
Fase operativa	Estándares	Responsabilidad de cumplir con los estándares apropiados de mantenimiento establecidos en la especificación.	Privado	bajo	moderado	3	El cumplimiento de los estándares de calidad relevantes será un riesgo del posible Contratista APP dado que es responsable de las actividades de administración y mantenimiento. El posible contrato APP establecerá los niveles de servicios que el posible Contratista APP estará sujeto a cumplir y se determinará la definición y método de evaluación. Si el posible Contratista APP incumple los niveles de servicio será sujeto al esquema de penalidades. Este riesgo se mitiga por un lado en tener niveles de servicio que reflejen las necesidades de proyectos de líneas de transmisión para garantizar la calidad del servicio y por el otro lado en que como parte de la licitación se buscará proponentes que cumplan ciertos criterios técnicos para asegurar que se cuente con un posible Contratista APP con la experiencia necesaria para cumplir los niveles propuestos.
Fase operativa	Suspensión	El riesgo de que cese el funcionamiento de la Cuarta Línea.	Privado	bajo	alto	4	El riesgo de que cese el funcionamiento de la Cuarta Línea por incumplimiento del posible Contratista APP afecta al socio privado. El posible contrato APP establecerá un mecanismo de supervisión para que en tiempo se pueda conocer de cualquier problema técnico u operativo que pueda causar el cese de funcionamiento. Se establecerá un mecanismo de reporteo e información entre supervisor, el posible Contratista APP, ETESA (incluido CND) para que ese flujo de información ayude como mitigante, además de que se dará seguimiento de los indicadores de niveles de servicio de las actividades de mantenimiento (preventivo, predictivo, correctivo, locativo), así como indicadores de desempeño de servicio del sistema de protecciones, comunicaciones y accidentes. Cualquier desviación de los niveles de servicio servirá como indicador temprano para prevenir un posible cese de funcionamiento.

Subcategoría	Riesgo	Descripción	Asignación	Probabilidad	Impacto	Prioridad	Evaluación y estrategia de mitigación
Fase operativa	Riesgo de demanda	El riesgo de demanda en relación con el activo de transmisión.	Público	bajo	bajo	2	El riesgo de demanda no es aplicable ya que al socio privado se le pagará un Pago Mensual por la disponibilidad del activo que no depende de la demanda de electricidad o transmisión real. Por otro lado, este riesgo se mitiga hacia ETESA porque el proyecto se desarrollará en dos fases (230kV y 500kV) para cumplir con las necesidades de transmisión que requiere el sistema interconectado nacional, esta planeación se basa en proyecciones de demanda y generación dentro del PESIN, por lo que se asegura el uso del proyecto y se mitiga este riesgo.
Fase operativa	Eventos de fuerza mayor	El riesgo de que eventos de fuerza mayor se materialicen y generen demoras y/o costos adicionales que no están totalmente asegurados.	Compartido	bajo	alto	4	Los eventos de fuerza mayor se dividen en causas asegurables y causas no asegurables. Las causas asegurables serán responsabilidad del posible Contratista APP y se mitiga con la contratación de seguros que las cubra. En el caso de causas no asegurables, éstas se definirán en el potencial contrato de APP con definiciones explícitas de los eventos de fuerza mayor, el mecanismo de aviso, el mecanismo para minimizar cualquier retraso como resultado de Fuerza Mayor, el proceso para buscar los mecanismos de mitigación entre ETESA y el posible Contratista APP, así como el mecanismo de resolución de controversias.
Fase operativa	Riesgo material de acción gubernamental adversa	El riesgo de acciones "políticas" específicas que tienen un efecto material adverso en la capacidad del socio privado para cumplir con sus obligaciones contractuales, o en sus derechos o estado financiero.	Público	bajo	bajo	2	La autoridad contratante mantiene el riesgo de acciones "políticas" específicas que tienen un efecto material adverso en la capacidad del socio privado para cumplir con sus obligaciones contractuales. La autoridad contratante es responsable de los costos y las demoras y, esto se mitiga dentro de cláusulas de equilibrio económico financiero en caso del que Proyecto se vea afectado por actos del Estado o cambios de Ley.
Fase operativa	Cumplimiento de la ley aplicable	Riesgo de incumplimiento con las leyes, regulaciones y códigos de la industria relacionadas con la obra de infraestructura.	Privado	bajo	alto	4	El socio privado está sujeto a una obligación contractual expresa por lo que el posible contrato APP debe ser claro con las leyes, regulaciones y códigos de la industria que el socio privado está obligado a cumplir. El riesgo es transferido al socio privado en su totalidad en la etapa de ejecución.
Fase operativa	Cambio de ley (e impuestos)	Riesgo de cambios inesperados en la ley que no estaban en el dominio público y que hacen que el cumplimiento de las obligaciones sea imposible, se retrase o más caro de lo previsto.	Público	bajo	Moderado	3	La Entidad Pública Contratante asume principalmente el riesgo de cambios inesperados en la ley que no estaban en el dominio público antes de una fecha límite para presentar ofertas y que hacen que el cumplimiento de las obligaciones contractuales del socio privado sea imposible, se retrase o más caro de lo previsto. Esto se mitiga dentro de cláusulas de equilibrio económico financiero en caso del que Proyecto se vea afectado por actos del Estado o cambios de Ley.

Fase operativa	Condición del activo	Riesgo de que el activo se encuentre en malas condiciones al final del periodo.	Privado	bajo	bajo	2	El socio privado asume el riesgo de que los activos del proyecto sean devueltos a ETESA de acuerdo con el contrato y cumpliendo con la devolución requerida condiciones. Esto está vinculado al mantenimiento de los activos durante el contrato. Esto se mitiga al tener un periodo de 12 meses para la etapa de transición lo cual es suficiente para evaluar y asignar la lista de actividades que debe realizar el posible Contratista APP para evitar una mala condición en el activo en la entrega a ETESA.
Financiamiento	Contratista	Responsabilidad de garantizar un suministro ininterrumpido de recursos para el proyecto.	Privado	bajo	alto	4	El riesgo de que el posible Contratista APP se quede sin recursos para construir, operar o darle mantenimiento a la línea de transmisión queda con el Socio privado. ETESA tendrá la capacidad de mitigar contra el riesgo de incumplimiento por parte de un socio privado incluso antes de que se firme el potencial contrato de APP, a través de cláusulas del contrato de APP que incorpora "eventos de incumplimiento" de parte del Socio privado. Asimismo, se estipula los aportes de capital mínimos y las obligaciones de cierre financiero para asegurar que existan los recursos necesarios para las distintas etapas del Proyecto. La estructura también cuenta con un fideicomiso para dar mayor certidumbre y transparencia a los movimientos de los recursos.
Financiamiento	Inflación	Responsabilidad de cambios en las condiciones económicas que se reflejen en variaciones de los precios.	Privado	moderado	moderado	4	El riesgo de un aumento en los costos de construcción por inflación es asumido por el socio privado, quién utilizará los mercados financieros para proyectar, cuantificar y cubrir este riesgo. Dado que la tarifa no se ajusta por inflación los proponentes deberán descontarlo desde la postulación de sus propuestas económicas para mitigar este riesgo.
Financiamiento	Fluctuaciones en la tasa de interés	Responsabilidad de cambios en las condiciones económicas que se reflejen en variaciones en las tasas de interés	Privado	moderado	bajo	3	El socio privado asume el riesgo de un cambio en la tasa de interés de referencia entre la presentación de la oferta y el cierre financiero. También retendrá el riesgo de fluctuaciones en las tasas de interés durante la vida del proyecto y buscará mitigarlo a través de acuerdos de cobertura en el mercado financiero. Los proponentes deberán descontarlo desde la postulación de sus propuestas económicas para mitigar este riesgo.
Financiamiento	Refinanciamiento	El riesgo de que cese el financiamiento para la línea o haya necesidad de refinanciar.	Privado	bajo	moderado	3	El riesgo de que una refinanciación sea necesaria será un riesgo para el socio privado. Para mitigar este riesgo, se solicita desde un inicio la certificación del cierre y financiero para asegurar que se cuentan con todos los recursos necesarios para el desarrollo del Proyecto además el potencial contrato de APP deberá especificar que se requiere el consentimiento del ETESA para el refinanciamiento y en la medida de que siga el procedimiento establecido inicialmente. Asimismo, se establecerá la obligación del Cierre Financiero Fase 500kV (en caso de ser aplicable) para mitigar el riesgo de que el posible Contratista APP no cuente con los recursos para el desarrollo de la fase de 500kV.

Subcategoría	Riesgo	Descripción	Asignación	Probabilidad	Impacto	Prioridad	Evaluación y estrategia de mitigación
Liberación de servidumbre	Terrenos adicionales 2	Riesgo de identificar la necesidad de terrenos adicionales para el desarrollo del proyecto después de la firma del contrato.	Privado	moderado	bajo	3	Este será un riesgo que asume el socio privado ya que se considera que si hay necesidad de terrenos adicionales es por un cambio al trazo referencial y que debió haberse incluido en la oferta. Sin embargo, ETESA puede proporcionar asistencia con las adquisiciones donde los terrenos son imprescindibles, con los costos a cargo del socio privado. Este riesgo se mitiga en consideración de la información incluida en la posible Sala de Datos de la licitación sobre el trazo referencial, así como que se tendrá el trazo definitivo como resultado del Resolutivo Ambiental, acuerdos con las comunidades indígenas dentro y fuera de la comarca y lo autorizado por MiAmbiente y la ACP.
Sociales	Patrimonio cultural	El riesgo de encontrar objetos arqueológicos de valor histórico que atrasen la etapa constructiva.	Compartido	bajo	bajo	2	Los derechos a la tierra que involucran patrimonios culturales será una responsabilidad compartida al considerarse un evento de fuerza mayor y se mitiga al tener el mismo tratamiento como se mencionó en el riesgo de Fuerza Mayor. En la fase de Factibilidad se definirá el mecanismo de compartición en caso de que el ITI sea aprobado en la fase de Prefactibilidad.
Terreno	Seguridad del lugar	Responsabilidad de la seguridad diaria del sitio.	Privado	bajo	bajo	2	Fase de construcción / fase de operación: El socio privado será responsable de la seguridad diaria del sitio. El posible Contrato APP establecerá el detalle de esta obligación y la necesidad de disponer con manuales de seguridad y un procedimiento para controlar y vigilar el área de los trabajos para mitigar cualquier riesgo relacionado a la seguridad y protección.
Terreno	Condición Activo	El riesgo de que los activos existentes propuestos para ser utilizados en el proyecto no se encuentren en óptimas condiciones.	Público	bajo	alto	4	Los activos existentes propuestos para ser utilizados en el proyecto serán supervisados por la entidad pública contratante por lo que el sector público es responsable de que los activos estén en buenas condiciones y el privado en corroborarlo. En este caso este riesgo se mitiga estableciendo el proceso para la entrega de los polígonos de las subestaciones.
Fase de Puesta en Operación Comercial	Ingresos	Riesgo de bajada de ingresos del concesionario por deducciones derivadas de incumplimientos de indicadores de niveles de servicio.	Privado	moderado	moderado	4	El posible Contratista APP tendrá como única contraprestación el Pago Mensual y será sujeto a deducciones derivadas de incumplimientos en los niveles de servicio. El posible contrato de APP tendrá la definición del mecanismo de penalidades, así como la puntualización de los niveles de servicio a lo largo de la vigencia del contrato de APP. Este riesgo se mitiga con un mecanismo de supervisión bien definido, así como el incentivo del socio privado de mantener los niveles de servicio para asegurar la rentabilidad del Proyecto.

1/La presente matriz toma como base el trabajo desarrollado por Deloitte sobre los modelos de contratación para financiar y ejecutar el proyecto de la Cuarta Línea a cargo de ETESA en abril de 2020 así como información de Global Infrastructure Hub, Allen & Overy – Power Transmission risk matrix (2019 edition) <https://content.gihub.org/live/media/1604/power-transmission-matrix.pdf>



Conclusiones

El ejercicio a nivel Prefactibilidad reconoce los riesgos más relevantes para el proyecto en sus diferentes etapas de estructuración e implementación. En este se identifican 54 riesgos de los cuales los relacionados a los permisos ambientales, comunidades y adquisición de terrenos muestran un nivel de impacto y probabilidad alto. Los riesgos relacionados al diseño, construcción, financiamiento y de la fase operativa del Proyecto son asignados al privado alineado con la modalidad de APP propuesta para la instrumentación del Proyecto. Dentro de la matriz de riesgos se identifica la evaluación y medidas de mitigación preliminar las cuales serán desarrolladas a mayor profundidad durante el ITD.



Capítulo 9. Indicadores de servicio a nivel de Prefactibilidad

Introducción

El presente capítulo contextualiza, identifica y enlista, a nivel de Prefactibilidad, los principales estándares de desempeño (KPI, por sus siglas en inglés), también denominados indicadores de servicio, con los cuales se medirá la calidad de obra y el servicio que brinda el posible Contratista APP, en cumplimiento con los objetivos establecidos en el potencial contrato de APP y de conformidad con la regulación relativa al Mercado Mayorista de Electricidad, el Mercado Eléctrico Regional y el Sector Eléctrico, así como cumplir las instrucciones del Centro Nacional de Despacho (CND) y las provenientes de otras autoridades gubernamentales.

Análisis preliminar para la definición de los Niveles de Servicios esperados

El servicio público de transmisión que realiza ETESA se enmarca en el Reglamento de Transmisión publicado en la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005 y sus modificatorios. En el objeto general del Reglamento de Transmisión se estipulan los derechos, obligaciones y responsabilidades de ETESA, como el ente público responsable de la transmisión eléctrica, quien presta dicho servicio por medio de instalaciones del sistema principal de transmisión, estableciendo entre otras: (i) las normas de calidad de servicio; (ii) los criterios de seguridad; (iii) los criterios de control de alta tensión; y (iv) los criterios de confiabilidad. Asimismo, se detallan las penalizaciones, recargos y retribuciones por desviaciones en la calidad del servicio. En este sentido, el potencial contrato de APP de la Cuarta Línea deberá replicar en el potencial Contratista APP tales obligaciones de calidad del servicio (incluyendo controles preventivos), manteniendo a ETESA como el único responsable de la prestación del servicio público, a la vez que presenta una matriz de asignación de riesgos eficiente y un esquema de incentivos alineados.

Los conceptos rectores para que las condiciones previamente descritas se vean reflejadas en la provisión del servicio del potencial Contratista APP son:

I. El establecimiento claro y preciso en el clausulado del contrato de los tres elementos centrales, que rigen la gestión privada: indicadores de servicio, esquema de supervisión y una categorización de penalidades, donde:

- a) se cuente con indicadores de servicio que, entre otros deberán ser específicos, medibles, oportunos, pertinentes y viables. Además de estar vinculados a los programas generales de servicios del posible Contrato;
- b) se estructure un mecanismo de supervisión ágil, con tecnología de punta, conformado por un equipo de profesionales con experiencia que permita a ETESA el monitoreo, seguimiento verificación, aprobación y control del Proyecto durante toda la vida del contrato de APP; y
- c) un esquema de penalidades ante desviaciones o infracciones a las obligaciones estipuladas en el potencial contrato de APP por parte del potencial Contratista APP.

El trinomio referido anteriormente deberá estar diseñado específicamente para atender los requerimientos diferenciados del proyecto en las varias etapas de este: financiamiento, diseño,

construcción, suministro e instalación, puesta en marcha, administración, mantenimiento y reversión. Y su aplicación deberá ser integral, es decir, que aplicará tanto al contratista APP como a sus subcontratistas.

Identificación y definición cualitativa de niveles de servicio objetivos e indicadores de servicio comúnmente utilizados en proyectos similares

Los indicadores de servicio, al ser la pieza inicial de la pirámide de la gestión de desempeño del Proyecto, deben ser el elemento inicial del análisis de la calidad del servicio. Por lo que, a nivel Prefactibilidad, se hace una breve revisión de sus características, comprendiendo que la medición del desempeño del proyecto debe ser entendida como una serie de acciones orientadas a medir, evaluar, ajustar y regular las actividades, de cara a sus objetivos específicos y estratégicos.

El objetivo es que estos indicadores sienten las bases para todos los actores del Proyecto (supone una alineación de los actores inducida de manera organizacional), respecto a la toma de decisiones y acciones a emprender. Los indicadores de servicio son medios, instrumentos o mecanismos para evaluar hasta qué punto o en qué medida se están logrando los objetivos, por lo que es esencial que reflejen datos veraces y confiables, y representan una unidad de medida gerencial que permita evaluar el desempeño. Cabe señalar que los principales atributos de los indicadores que se diseñarán e incluirán en el potencial contrato de APP que se presentará en el ITD en la fase de Factibilidad, en el caso de que el actual ITI sea aprobado en fase de Prefactibilidad, son: ser cuantificable en términos de grado o frecuencia; debe ser reconocido fácilmente por los actores del proyecto; y debe ser controlable dentro de la estructura organizacional del proyecto.

Generalmente, en la mayoría de los países, las normas técnicas de calidad de los servicios eléctricos regulan los aspectos de calidad del servicio que deben cumplir las empresas eléctricas y de transmisión, estableciendo los niveles mínimos de calidad y las obligaciones bajo el régimen de las leyes del sector. Asimismo, se establecen los aspectos, parámetros e indicadores sobre los que se evalúa la calidad del servicio de transmisión. Se especifica la cantidad mínima de puntos y condiciones de medición y se fijan las tolerancias y las respectivas compensaciones y/o multas por incumplimiento. Por otra parte, el control de la calidad de los servicios eléctricos de transmisión se realiza, entre otros, en los siguientes indicadores de calidad de servicio en lo referente a tensión, perturbaciones y frecuencia:

- Cumplimiento de las mediciones requeridas por la norma.
- Cumplimiento del correcto cálculo de indicadores y montos de compensaciones por calidad de tensión.
- Cálculo de los indicadores y monto de compensaciones por interrupciones.
- Cumplimiento de la cantidad de contrastes requeridos por el despachador.

Conclusiones

La modalidad de APP buscará que el potencial Contratista APP cumpla con los indicadores, entre otros, establecidos en las normas de transmisión del sector eléctrico, los cuales se definirán a más detalle en la etapa de Factibilidad, en el caso de que el presente ITI sea aprobado en fase de Prefactibilidad.



Capítulo 10. Estudio de sostenibilidad y factibilidad a nivel Prefactibilidad

Introducción

El propósito del presente capítulo es realizar un análisis financiero a nivel de Prefactibilidad para determinar si el proyecto de la Cuarta Línea es autofinanciado o cofinanciado, según la definición del Artículo 5 de la Ley 93 de 2019, y de acuerdo con la realización de un modelo financiero que incluye todos los ingresos y costos estimados con información a nivel de Prefactibilidad. Este modelo sirve de soporte para aproximar el Valor de Referencia del Proyecto y que se refinará en la etapa de factibilidad.

Metodología del análisis

La estructura financiera de la Cuarta Línea de Transmisión, de forma preliminar contempla ser ejecutada como un modelo de “Project finance”, cuyo único activo colateral, es la sesión de los flujos de efectivo generados por el Proyecto. Dado lo anterior, la forma de remuneración del potencial Contratista APP es por medio de un Pago Mensual que se deriva del cobro del cargo tarifario por parte de ETESA a las distribuidoras y grandes clientes. El flujo del cargo tarifario de ETESA, será cedido al potencial Contratista APP. En la medida que el instrumento jurídico que formalice la cesión de los flujos por parte de ETESA al Contratista APP queden constituidos como parte de los documentos contractuales, así como la formalización del reglamento de transmisión por parte de la ASEP, la bancabilidad del proyecto será atractivo para los inversionistas y acreedores financieros.

El procedimiento para estimar la viabilidad financiera del Proyecto se realiza a través de la estimación de los ingresos que debería tener el potencial Contratista APP para alcanzar una rentabilidad del capital mínimo. Para lo anterior, se deben estimar el CAPEX, costos de administración y mantenimiento, costo de la deuda (condiciones generales de la deuda) y costo del capital, el cual será la variable de cierre del modelo financiero, en tanto que el modelo financiero calcula el nivel de ingresos necesarios para lograr igualar la rentabilidad del accionista, con el costo del capital (variable de cierre del modelo).

Según el Artículo 185 del Reglamento de Transmisión, publicado por ASEP en febrero de 2019, la tarifa resultante de la licitación será considerada como la tarifa costo-eficiente de mercado. Dicho término hace referencia a que el proveedor del servicio eléctrico debe asegurar que el costo de la provisión del servicio sea el más eficiente, con base en comparables que establece el reglamento de transmisión. No obstante, para la Cuarta Línea, el costo eficiente se deriva a partir del proceso competitivo entre varios licitantes para obtener el mejor precio por el servicio ofrecido. Asimismo, en el Título XII del Reglamento se definen los ingresos permitidos para la Cuarta Línea y la metodología para el reconocimiento de la tarifa eléctrica. Es importante recordar, como ya se mencionó, que ETESA ha solicitado las modificaciones al Reglamento de Transmisión para adecuarlo a la modalidad de APP, las cuales serán presentadas en la etapa de Factibilidad, en el caso de que el presente ITI sea aprobado en la fase de Prefactibilidad.

Los resultados del modelo financiero indican que los ingresos propios por tarifas (equivalentes a los ingresos del potencial Contratista APP indicados en el modelo) son suficientes para obtener la tasa interna de retorno esperada del accionista, así como el costo de inversión (diseño, construcción, etc.), administración y mantenimiento, por lo que el Proyecto es considerado bajo modalidad autofinanciada.



La determinación del Pago Mensual del potencial Contratista APP, provenientes del cargo tarifario se hace a partir del siguiente procedimiento:

1. Definición del CAPEX.
2. Definición del OPEX.
3. Definición de otros costos del proyecto.
4. Una vez modelado todos los rubros anteriores, es necesario hacer una estimación del costo del capital, el cual será el retorno objetivo del modelo financiero.
5. La estimación del costo de capital se hace a través del modelo “Modelo de Valoración De Activos de Capital (MVAC)” o “ CAPM)”, por sus siglas en inglés.

El costo promedio ponderado del capital de un proyecto es un componente integral en las decisiones de inversión. El cálculo del costo del capital para las empresas con sede en Estados Unidos suele estimarse en función del tipo de interés libre de riesgo de Estados Unidos, el valor beta de la empresa y una estimación de la prima de riesgo media asociada a las inversiones en acciones en comparación con los activos libres de riesgo. Dado que los mercados financieros estadounidenses son bastante líquidos y razonablemente eficientes, las estimaciones de las variables de entrada necesarias son relativamente fiables.

En cambio, los mercados emergentes se caracterizan a menudo por riesgos adicionales, incluidos los riesgos políticos y los riesgos asociados a operar en mercados que son menos líquidos y transparentes que los mercados maduros (Benoit Boyer, 2017).

Con el fin de capturar los riesgos adicionales mencionados anteriormente, la literatura y la evidencia empírica sugiere que los inversionistas requieren una prima adicional relacionada con el riesgo país que no se recoge en el MVAC de un solo factor. El riesgo país conlleva entonces una prima distinta, que debería añadirse al costo del capital. Los niveles más altos de riesgo país implicarán mayores costos de los fondos propios de capital. La prima se suele estimar a partir de las calificaciones soberanas y/o de los diferenciales de los CDS (Benoit Boyer, 2017). En el caso de Panamá, se estima en función del indicador de Bonos de Mercados Emergentes (EMBI), elaborado por JP Morgan como indicador del riesgo país.

Por otra parte, para verificar los resultados obtenidos por el modelo MVAC para el proyecto de la Cuarta Línea, se llevó a cabo un análisis comparativo de empresas del sector para comparar el costo de capital en el sector, cuyo resultado se alinea con lo definido en el Reglamento de Transmisión, como reconocimiento de retorno de capital para los activos de ETESA, diferentes a la Cuarta Línea.

Supuestos del Modelo

Los principales supuestos del modelo financiero a nivel de Prefactibilidad son:

1. Condiciones macroeconómicas

	2021 E	2022 P	2023 P
Crecimiento real PIB %	9.9%	7.5%	5.0%
Crecimiento inversión privada bruta %	11.5%	12.3%	9.1%
Inflación % (variación anual)	2.0%	1.5%	1.5%

Fuente: Banco Mundial



Para los años remanentes del contrato, se estima que los indicadores económicos presentados anteriormente, se mantengan en el mismo nivel que la proyección de 2023.

2. Supuestos generales:

- a. El modelo se presenta en balboas reales, cuyo año base es el 2022.
- b. El plazo total del contrato es de 30 años, a nivel de Prefactibilidad. En el ITD a nivel de Factibilidad, se concluirá la propuesta de plazo a licitar.
- c. El período de pre-construcción dura 12 meses.
- d. El período de construcción de la primera fase (operación en 230 kV) dura 29 meses, con 2 meses de puesta en operación.
- e. La adecuación de la operación a 500 kV toma 27 meses de construcción y empieza a operar en enero de 2030 (Fase 2).
- f. La depreciación se realiza de manera lineal durante el plazo de operación.
- g. La tasa impositiva aplicable es 25%.
- h. Capital de Trabajo: Se consideran 30 días de cuentas por cobrar y 60 días de cuentas por pagar. El fondeo del capital de trabajo se debe a la gestión de cobro con ETESA y al procedimiento de reconocimiento de la tarifa por parte del CND. El proceso mencionado anteriormente prevé un periodo de pago de 30 días desde el momento en que se emite la factura por parte del fideicomiso a ETESA y a su vez al CND. Con base en lo anterior, es necesario tener un fondo de reserva con el capital de trabajo necesario para mitigar problemas de caja, por efectos derivados de atrasos en los procedimientos de pago.
- i. Costos de Operación y Mantenimiento: Se considera 2.8% del monto de inversión total como costos de Operación y Mantenimiento, y 0.1% del monto de inversión total como gastos de administración de acuerdo con la regulación. Dichos porcentajes son producto de un estudio de mercado realizado por la ASEP de las principales empresas de transmisión en la región, las cuales se consideran que son empresas eficientes, por ende, dichos porcentajes se asumen como parámetros de mercado para que el proyecto pueda ser sostenible. Dado lo anterior, los porcentajes definidos en el modelo financiero son cóncanos con la regulación actual en Panamá, y son sustentados con costos eficientes del mercado en otras jurisdicciones, sumado al análisis de necesidades técnicas del proyecto. Cabe mencionar que estos porcentajes son los que el Reglamento de Transmisión le reconoce a ETESA, por concepto de costos de operación y mantenimiento, como porcentaje del activo fijo bruto eficiente del sistema principal de transmisión y de conexión. Estos valores son referenciales y serán definidos con mayor detalle en la fase de factibilidad.
- j. Ingresos: El modelo asume un pago mensual (que incluye la remuneración de la inversión, así como los costos de operación y mantenimiento, costo de financiamiento y retorno del capital mínimo del inversionista) de B/. 6.9 millones durante la fase en 230 kV, y de B/. 9 millones a partir del inicio de la fase en 500 kV. El Pago Mensual al potencial Contratista APP no será ajustado por inflación, por lo cual el flujo es uniforme a lo pago de la fase operativa del contrato. No obstante, el Reglamento de Transmisión contempla ajustes al pago mensual en el caso que la opción de ejecutar las obras de la fase de 500kV, se ejecute por parte de ETESA y que el potencial Contratista APP ponga en operación comercial la fase de 500kV. El ajuste del pago mensual estará definido desde el inicio de la licitación, y será un porcentaje del pago de la fase de 230 kV. Sumado a lo anterior, se tiene contemplado un ajuste al pago mensual, en el caso que se materialicen los riesgos de sobrecosto en los rubros de provisiones compartidas. Cabe mencionar, que el Cargo

Tarifario de la Cuarta Línea, estará asignado a la demanda, bajo el esquema de "Estampilla Postal" lo cual se traduce a un cargo fijo por disponibilidad y cumplimiento de indicadores de desempeño de los activos relacionados a la Cuarta Línea de Transmisión. Lo mencionado anteriormente, es un mitigante al riesgo de demanda, ya que el cobro del Cargo Tarifario de la Cuarta Línea, está en función de la disponibilidad del activo, mas no de la energía transportada por la misma.

Es importante resaltar que el potencial contrato APP incluye indicadores de desempeño que debe cumplir el potencial Contratista APP, por lo cual, incumplimientos de dichos indicadores de desempeño, implicarían deducciones al pago mensual.

El pago se provee del propio mercado eléctrico, compuesto por un grupo de empresas distribuidoras y grandes clientes de alto perfil crediticio. El riesgo de contraparte es considerado como un riesgo sistémico, dado que el impago de algún comprador representa su remoción del grupo, y el monto que dicho comprador dejara de cubrir tendría que ser cubierto por las garantías definidas por el CND. Adicionalmente, se tiene contemplado la creación de un fideicomiso del proyecto, el cual tiene como objetivo administrar los recursos económicos del proyecto. Los recursos del fideicomiso estarán administrados por subcuentas fiduciarias, las cuales incluyen los principales rubros:

- i. Subcuenta aportes de capital;
- ii. Subcuenta de supervisión;
- iii. Subcuenta de ingresos;
- iv. Subcuenta de penalidades;
- v. Entre otras que defina ETESA y el potencial Contratista APP.

3. Supuestos de financiamiento a nivel de Prefactibilidad:

Los supuestos presentados a continuación, serán validados con mayor profundidad en la fase de Factibilidad, según las mejores prácticas del mercado, en el caso de que el presente ITI sea aprobado en fase de Prefactibilidad.

- a. Considera una estructura de deuda:capital de 80:20. Las posibles fuentes de financiamiento de la parte de la deuda pueden provenir de bancos locales, internacionales, fondos de inversión, así como la banca multilateral. Dicha estructura será evaluada en la fase de Factibilidad. El uso de los recursos de capital está destinado para las acciones de pre-construcción tales como: pago de la adquisición predial, gestión ambiental, gestión social, honorarios del supervisor del potencial Contrato APP y los costos de la licitación. El remanente del capital será invertido *pari-passu* con la deuda durante la fase de construcción.
- b. El plazo de deuda es de 16 años, incluyendo un período de gracia equivalente al plazo de construcción. Dicho plazo se definió según los periodos medios de deuda para proyectos similares en la región. La estructura convencional de un proyecto bajo la modalidad de "Project Finance", se desarrolla usando un crédito inicial otorgado por la banca tradicional, cuyos recursos serán desembolsados durante la fase de construcción, por otra parte, cuando se finalice la construcción y los riesgos más importantes del proyecto hayan



- sido mitigados, se puede optar por el refinanciamiento de la deuda, dado que el riesgo del proyecto es menor, lo cual implica una menor tasa.
- c. La tasa de interés *all-in* asciende a 6.5% anual. El concepto de *all-in* contempla todos los costos financieros del préstamo, tales como comisiones cobradas por los bancos por concepto de desembolso y por administración del crédito. Como se mencionó anteriormente, en la fase de Factibilidad se analizará la opción de optimización del costo de la deuda con una estructura de refinanciamiento y de acuerdo a los resultados de sondeo de mercado.
 - d. El costo de capital será la variable de cierre del modelo financiero. La estructura del costo de capital será analizada a profundidad en el ITD. Como se menciona anteriormente, el costo de capital es la variable de cierre del modelo, con lo cual los ingresos que estima el modelo financiero están en función de alcanzar una rentabilidad objetiva del accionista.
4. Costos de inversión: Como puede apreciarse en la Tabla 10.1 el monto total de inversión del proyecto asciende a B/. 696 millones, de los cuales B/. 432 millones corresponden a la inversión para la operación en 230 kV; B/. 104 millones son provisiones para costos compartidos (gestión predial, gestión ambiental, gestión social y gestión de redes) y B/. 159 millones corresponden a la adecuación de la operación a 500 kV.

Tabla 10.1 Costos de Inversión del Proyecto (B/.)

Costo directo 230 kV	290,078,470
Costo directo 500 kV	102,872,538
Subtotal Costo Directo	392,951,008
Costo indirecto 500 kV	56,624,240
Costo indirecto 230 kV	116,627,859
Intereses durante construcción	26,047,709
Provisiones Compartidas	104,100,000
Subtotal Costo indirecto y PC	303,399,808
Total	696,350,816

En la Tabla 10.2 a continuación se presentan los costos relacionados con las provisiones para realizar las gestiones de (i) los estudios, trámites y aprobaciones de permisos medioambientales (Gestión Ambiental); (ii) la adquisición de predios (Gestión Predial); (iii) los trabajos, estudios, planes y trámites con las Comunidad Ngäbe-Buglé y comunidades indígenas fuera de la comarca (Gestión Social); y (iv) las aprobaciones de las licencias y permisos necesarias para el Proyecto (Gestión de Redes). Por sus características, estos costos se consideran de riesgo compartido, y su estimación, distribución y estructura serán definidos con más detalle en el potencial contrato de APP dentro las siguientes fases del Proyecto.

Tabla 10.2 Provisiones costos compartidos

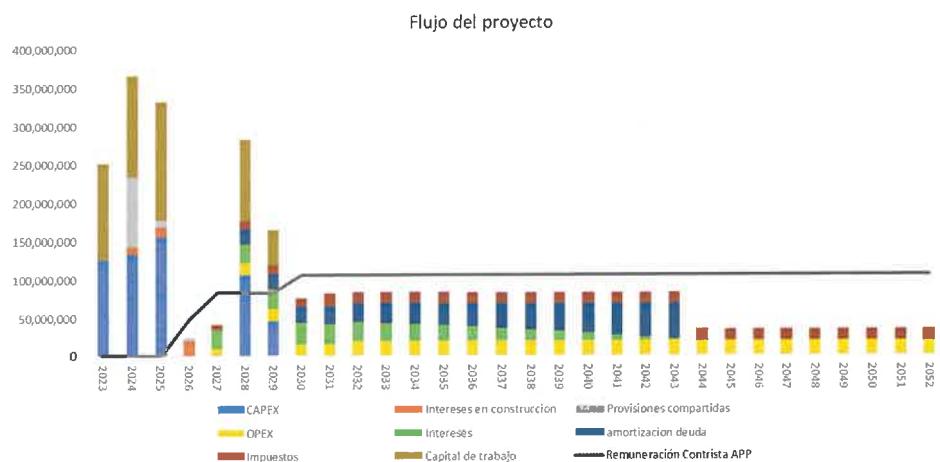
Riesgos Compartidos
Gestión Predial Licitación
Gestión Ambiental Licitación
Gestión Social Licitación
Gestión de Redes Licitación
Total B/. 104,100,000

Evaluación de sostenibilidad y factibilidad financiera

El propósito de la presente sección es presentar los principales criterios de sostenibilidad financiera definido por la Ley 93 de 2019, así como la definición de la inversión estimada.

Los flujos del proyecto representando los supuestos descritos en los puntos anteriores se muestran en el siguiente gráfico:

Gráfico 10.3 Flujos del Proyecto



En el grafico anterior, se observa los principales flujos financieros del potencial Contratista APP. En las columnas, se observan los principales rubros y los respectivos valores en términos absolutos durante cada año. Adicionalmente, se observan los ingresos del potencial Contratista APP durante la vida del potencial contrato APP.

Valor de Referencia a nivel de Prefactibilidad

Con base en lo establecido en la Ley 93 de 2019, la Entidad Pública Contratante deberá incluir en los pliegos de licitación, un Valor de Referencia el cual sirva de referencia para los proponentes de la licitación para presentar sus propuestas económicas, en tanto que el Valor de Referencia es el valor estimado de la variable de adjudicación del proyecto. El Valor de Referencia presentado en este informe corresponde a la metodología explicada anteriormente, no obstante, en la fase de Factibilidad se profundizará y detallará la metodología para tener un Valor de Referencia más preciso, en el caso de que el presente ITI sea aprobado en fase de Prefactibilidad. Es importante aclarar que el Valor de Referencia y la Variable de Adjudicación hacen referencia para la fase de 230 kV, en tanto que la ejecución de la fase de 500 kV está en función de las proyecciones del sistema eléctrico. Sin embargo, el Pago Mensual para la fase de 500 kV, se calcula como un aumento porcentual sobre el Pago Mensual de la fase de 230 kV definido desde los pliegos de licitación. Dicho porcentaje, será estudiado con mayor profundidad en la fase de Factibilidad, en el caso de que el presente ITI sea aprobado en fase de Prefactibilidad.

El Valor de Referencia que su monto se confirmará en la fase de Prefactibilidad, es el Pago Mensual que el potencial Contratista APP tendrá derecho a partir de la fecha de puesta en operación comercial de la Cuarta Línea. Los recursos para el Pago Mensual provendrán del cargo tarifario de la Cuarta Línea que paga la demanda del mercado eléctrico y que será cobrado mensualmente a las distribuidoras y grandes Clientes conforme se establece en el procedimiento tarifario para la Cuarta Línea contenido en el Reglamento de Transmisión.

ETESA cederá los derechos a los flujos derivados del Cargo Tarifario de la Cuarta Línea de Transmisión y garantías de pago de las distribuidoras y grandes clientes, a favor del Contratista APP. A su vez y mediante el mismo instrumento, el potencial Contratista APP cederá dichos flujos a la cuenta fiduciaria de Pagos Mensuales del fideicomiso creado exprofeso para el Proyecto.

El potencial Contratista APP asume los riesgos derivados del pago del Cargo Tarifario de la Cuarta Línea por parte de las Distribuidoras y Grandes Clientes. El riesgo del mercado eléctrico se percibe como un riesgo sistémico, incluyendo el mecanismo de garantías de pago del mercado eléctrico.

Conclusiones

Con los supuestos antes indicados, el monto del Valor de Referencia del Pago Mensual es el requerido para obtener la sostenibilidad financiera del Proyecto. El incremento de los pagos al momento de inicio de operaciones en 500 kV es 29.17%, equivalente al porcentaje de incremento de inversión al realizar la adecuación a 500 kV.⁹ Asimismo, el Reglamento de Transmisión prevé esta inversión adicional, por lo cual existe el mecanismo de ajuste de la tarifa, que se ve reflejado en el pago al potencial Contratista APP, cuyos recursos vienen del cargo tarifario de la Cuarta Línea de Transmisión.

Dado lo anterior, se puede concluir que el proyecto es sostenible financieramente en el largo plazo, ya que, considerando la estructura tarifaria de ASEP, se reconoce el pago mensual del contrato como el ingreso permitido y cargo tarifario durante todo el plazo del proyecto, permitiendo así la viabilidad como proyecto autofinanciado. Dado lo anterior, el proyecto cumple con los límites fiscales y presupuestales ya que no requiere aportes estatales para su ejecución.

Adicionalmente, con base en los costos de inversión, mantenimiento, así como los costos financieros y los requerimientos de retorno de capital por parte del inversionista ganador, el pago al potencial Contratista APP asegura una TIR del proyecto adecuado y sostenible para este tipo de proyecto, tomando en consideración los riesgos, plazos y estructura propuesta.

⁹ Esto es (1) el monto de inversión total incluyendo la adecuación a 500 kV dividido entre (2) la suma del monto de inversión para la operación en 230 kV y el monto de las provisiones compartidas.

Capítulo 11. Valor por Dinero a nivel de Prefactibilidad

Introducción

El Valor por Dinero (VpD), es una herramienta aplicada a la toma decisiones, que permite estimar y cuantificar los costos y beneficios de diversos modelos de provisión de infraestructura, tomando como base el modelo convencional de obra pública tradicional, siendo el elemento de la identificación, asignación y mitigación de los riesgos de cara a los objetivos estratégicos de la entidad pública contratante, el de mayor importancia en la generación y cuantificación de VpD.

Para profundizar en el estudio del VpD, entre diciembre 2019 y enero 2020 ETESA trabajó con un especialista internacional para el desarrollo de un análisis cualitativo (fuente: Deloitte 2020), con el objetivo de determinar la modalidad de aprovisionamiento con los mayores beneficios dados los objetivos estratégicos de ETESA al emprender este proyecto. Para este propósito en trabajo conjunto con ETESA se definieron tres esquemas de contratación bajo el modelo convencional (obra pública) y siete dentro del universo de asociaciones público-privadas:

Gráfico 11.1 Esquemas Analizados



Fuente: Deloitte 2020

Modelos Convencionales (obra pública)

-Design-Bid-Build (DBB por sus siglas en inglés): Bajo un modelo de contratación: licita-diseña-licita construye; ETESA lidera, y retiene los riesgos asociados a estas actividades al ejecutar el diseño y construcción de la Cuarta Línea en dos procesos de contratación separados. Inicialmente contrata el diseño a una empresa de consultoría especializada en ingeniería. Con el diseño realizado contrata la construcción a una o varias empresas del sector privado. El método de pago de la construcción se realiza mediante pagos por hitos o a través del avance de diseño o de la obra. Este modelo corresponde a un esquema convencional en el cual ETESA retendría la mayor parte de los riesgos

-Design-Build (DB): Bajo un modelo de contratación diseña y construye, la entidad pública contrata de manera conjunta, en un solo proceso de procuración, el diseño y construcción de la Cuarta Línea. El método de pago se realiza mediante pagos por hitos o a través del avance de obra durante el período de

construcción. Este modelo corresponde a un esquema convencional en el cual ETESA retendría la mayor parte de los riesgos, compartiendo con el contratista algún elemento del riesgo de diseño.

-Design-Build-finance (DBf): Bajo un modelo de contratación diseña-construye-financia, el gobierno contrata de manera conjunta el diseño y construcción de la Cuarta Línea. Bajo este modelo, parecido al DBB, ETESA pagaría la totalidad, incluido el costo financiero resultante, una vez finalizada la construcción. En este modelo se traslada al contratista parte del riesgo de diseño y construcción, sin embargo, la entidad contratante mantiene los riesgos relacionados con el diseño y la construcción que se materialicen en el periodo de operación y el costo financiero.

Modelos alternativos APP:

-Design-Bid-Finance (DBF): Bajo un modelo de contratación DBF, el gobierno contrata de manera conjunta el diseño y construcción de la Cuarta Línea. El contratista financia el proyecto y el sector público repaga de acuerdo con el plazo y tasa de interés pactada. El pago no se vincula al desempeño durante la fase de O&M. ETESA traslada al contratista el riesgo de diseño y construcción, así como la responsabilidad del financiamiento.

-Design-Build-Operate-Maintain (DBM / DBOM): Bajo un modelo de contratación: diseña-construye-opera/mantiene, el gobierno contrata de manera conjunta el diseño y construcción de la Cuarta Línea. El método de pago se realiza mediante pagos por hitos o a través del avance del proyecto durante el período de construcción. Asimismo, se incluye un pago adicional ligado exclusivamente al servicio de mantenimiento. En este modelo, ETESA traslada al contratista el riesgo de diseño, construcción y operación. Además, si bien el pago de la inversión inicial no está ligado al desempeño en la fase de operación y mantenimiento, el hecho de que el contratista se mantenga brindando servicios de operación y mantenimiento, genera que el privado participe en el proyecto con una visión de ciclo de vida.

-Design-Bid-finance-Operate-Maintain (DBfM/DBfOM): Modelo de contratación: diseña-construye-opera/mantiene. Estos modelos son similares al DBM y DBOM (anteriormente referidos) con la diferencia que el diseño y construcción se paga por completo una vez se complete la fase constructiva, es decir el financiamiento está implícito al contratista.

-Design-Bid-Finance-Operate-Maintain (DBFOM): Bajo un modelo de contratación ETESA contrata una sola vez todas las fases del proyecto, trasladando al sector privado riesgos y la responsabilidad de proveer el financiamiento. El repago puede estar total o parcialmente ligado al desempeño y demanda del sistema.

Identificación Cualitativa: Criterios y Objetivos

El Análisis Cualitativo permite contrastar diversos modelos de contratación con los objetivos estratégicos establecidos por ETESA para el proyecto de la Cuarta Línea y el desarrollo en general de su negocio (se identifican en el documento como criterios y subcriterios).

Las modalidades de contratación referidas anteriormente pasaron por una evaluación, típica del VpD, de acuerdo con los objetivos y limitaciones específicas de ETESA en el desarrollo de la Cuarta Línea, con base en el conjunto de 6 criterios cualitativos y 17 subcriterios, como se muestra a continuación:



Tabla 11.1 Criterios Cualitativos

#	Criterio	Objetivos	Subcriterios
1	Certeza del cronograma y los costos	Debe haber fuertes incentivos para que la construcción se complete a tiempo y dentro del presupuesto. La parte responsable de la construcción debe asumir las consecuencias de demoras y/o sobrecostos.	1.1 Gestión eficiente de sobreplazos 1.2 Gestión eficiente de sobrecostos 1.3 Contar con certeza de egresos
2	Atracción de capacidad y experiencia del sector privado	Debe generarse un interés significativo en el proyecto por parte del sector privado, lo que promovería un proceso competitivo y transparente entre los posibles participantes que cuentan con la capacidad, conocimiento y la experiencia necesarios para llevar a cabo el proyecto.	Aumentar la competencia en el proceso de licitación Atraer a los participantes con mayor experiencia Propiciar la transferencia de conocimiento a ETESA
3	Alinear los costos de construcción, mantenimiento y ciclo de vida	El socio privado debe tener incentivos para desarrollar la etapa de diseño y construcción de la mejor manera, ya que posteriormente va a ser responsable del mantenimiento anual y los costos del ciclo de vida.	Incentivar el enfoque en el ciclo de vida de los activos (ETESA) Incentivar el enfoque en el ciclo de vida del contrato (socio privado)
4	Alinear el pago al contratista APP con el desempeño	Medida en el que el modelo de contratación del proyecto alinea el pago al contratista con el desempeño durante la fase de construcción y el periodo de mantenimiento	Alinear el pago al contratista con el desempeño (construcción) Alinear el pago al contratista con el desempeño (mantenimiento) Minimizar la pérdida de energía transmitida
5	Alinear el proyecto estratégicamente	Debe haber una alineación apropiada con las estrategias y políticas de programas del gobierno de Panamá, orientadas hacia nuevos proyectos de infraestructura a gran escala en el sector energía y/o en APP.	Evitar aumentar los niveles de endeudamiento Mantener control de la operación de la línea de transmisión Alinear con la experiencia previa de ETESA en el modelo de contratación
6	Transferir riesgos al sector privado	ETESA desea transferir al sector privado los riesgos apropiados, como los riesgos de diseño y construcción, y mantenimiento, y Así como mantener aquellos riesgos en los que son más eficientes mitigándolos que el sector privado	Transferencia de riesgos de diseño y construcción Transferencia de riesgos de financiamiento Transferencia de riesgos de mantenimiento

En lo correspondiente a lineamientos estratégicos y restricciones se realizaron sesiones se trabajó con personal gerencial, financiero y técnico de ETESA en la cual se revisaron los objetivos estratégicos de cara a cada uno de los seis criterios referidos. Esto permitió crear un análisis de tipo matricial donde cada modelo de contratación se evaluó de acuerdo con la ponderación que se brindó a cada uno de estos criterios y subcriterios.

Cada modelo de contratación del proyecto fue evaluado y calificado de forma relativa según los criterios de evaluación y se les asignó un puntaje. La importancia relativa de los criterios se determina mediante la asignación de ponderaciones en relación con la importancia de cada criterio para las metas y objetivos estratégicos generales del Proyecto. La calificación refleja la medida en que cada modelo de contratación alcanza los objetivos de ETESA. Esto no significa que el modelo de contratación del proyecto "óptimo" esté necesariamente sin ningún riesgo; sino que abordará mejor los objetivos de ETESA en relación con los otros modelos.

La calificación de cada criterio de evaluación se multiplica por la ponderación asignada respectivamente para obtener el promedio ponderado de cada modelo de contratación. Este valor representa la puntuación que obtuvo cada modelo y con base en ella se determina cuáles son los modelos de contratación recomendados. A continuación, se muestra el ejercicio realizado para establecer el peso y puntaje máximo.

Tabla 11.2 Criterios de Evaluación y Puntajes

Criterios de evaluación	Subtotales			Totales	
	Puntaje Máximo objetivo	%	Puntaje Máximo ponderado	% Criterio	Puntaje Criterio
1 Tener certeza del cronograma y los costos					
1.1 Reducir sobreplazos	5	50%	2.5		
1.2 Reducir sobrecostos	5	30%	1.5		
1.3 Contar con certeza de egresos (contractualización)	5	20%	1.0		
Puntaje ponderado del criterio	100%		5.0	15%	0.75
2 Contar con la capacidad y experiencia del sector privado					
2.1 Aumentar la competencia en el proceso de licitación	5	10%	0.5		
2.2 Atraer a los participantes con mayor experiencia	5	50%	2.5		
2.3 Propiciar la transferencia de conocimiento del sector privado a ETESA	5	40%	2.0		
Puntaje ponderado del criterio	100%		5.0	20%	1.00
3 Alinear los costos de construcción, mantenimiento y ciclo de vida					
3.1 Incentivar el enfoque en el ciclo de vida de los activos	5	60%	3.0		
3.2 Incentivar el enfoque en el ciclo de vida del contrato	5	40%	2.0		
Puntaje ponderado del criterio	100%		5.0	10%	0.50
4 Alinear el pago al contratista con el desempeño					
4.1 Alinear el pago al contratista con el desempeño durante la fase de construcción	5	30%	1.5		
4.2 Alinear el pago al contratista con el desempeño durante el período de mantenimiento	5	30%	1.5		
4.3 Minimizar la pérdida de energía al transmitirla	5	40%	2.0		
Puntaje ponderado del criterio	100%		5.0	10%	0.50
5 Alinear el proyecto estratégicamente					
5.1 Evitar aumentar los niveles de endeudamiento	5	40%	2.0		
5.2 Mantener control de la operación de la línea de transmisión	5	45%	2.3		
5.3 Alinear con la experiencia previa de ETESA en el modelo de contratación	5	15%	0.8		
Puntaje ponderado del criterio	100%		5.0	25%	1.25
6 Transferir riesgos al sector privado					
6.1 Transferencia de riesgos de diseño y construcción	5	45%	2.3		
6.2 Transferencia de riesgos de financiamiento	5	35%	1.8		
6.3 Transferencia de riesgos de mantenimiento	5	20%	1.0		
Puntaje ponderado del criterio	100%		5.0	20%	1.00
Puntaje total de la evaluación de criterios		100%	5.00		

Fuente: Deloitte 2020



Matriz de criterios y modelos

Posteriormente, se realizó la evaluación cualitativa en la que se analizó para cada uno de los 7 modelos de contratación, conforme a la caracterización hecha, para ver en qué medida cada modelo, resuelve los elementos referidos en los subcriterios, asignándose un puntaje a cada modelo en función de esa capacidad de resolver los subcriterios que preocupan a ETESA en el desarrollo del Proyecto. A continuación, el resumen los resultados de la evaluación:

Tabla 11.3 Criterios de Evaluación y Puntajes por Modalidad

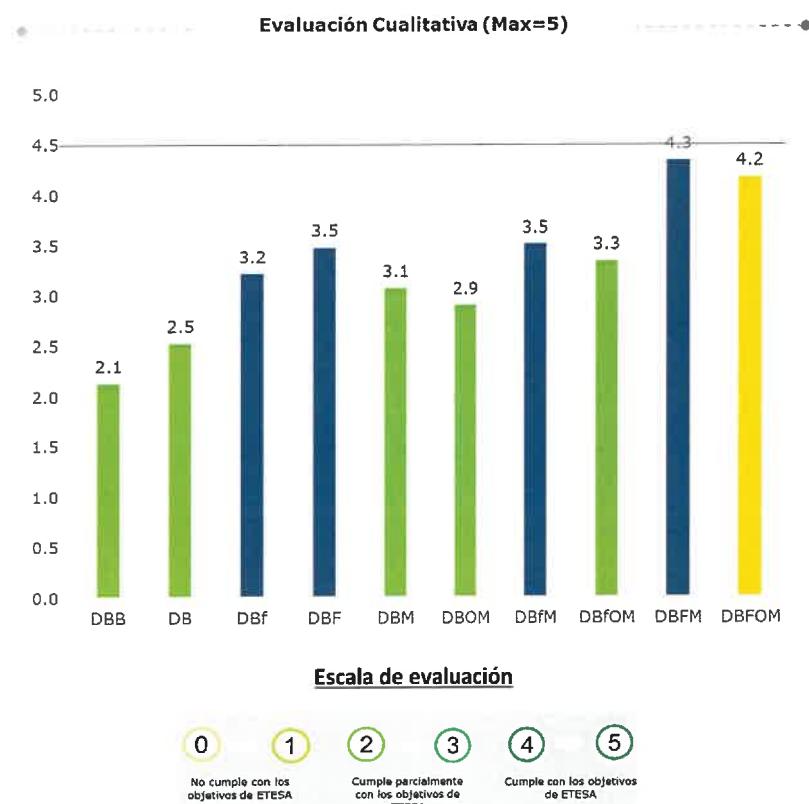
Criterios de evaluación	%	DBB	DB	DBf	DBF	DBM	DBOM	DBIM	DBfOM	DBFM	DBFOM
1 Tener certeza del cronograma y los costos											
1. Reducir sobreplazos	50	1 0.5	2 1	5 2.5	5 2.5	2 1	2 1	5 2.5	5 2.5	5 2.5	5 2.5
1. Reducir sobrecostos	30	1 0.3	2 0.6	4 1.2	5 1.5	2 0.6	2 0.6	4 1.2	4 1.2	5 1.5	5 1.5
1. Contar con certeza de egresos (contractualización)	20	1 0.2	2 0.4	3 0.6	3 0.6	3 0.6	4 0.8	3 0.6	4 0.8	4 0.8	5 1.0
Puntaje del criterio sin ponderar	10 0	1.0	2.0	4.3	4.6	2.2	2.4	4.3	4.5	4.8	5.0
Puntaje ponderado del criterio	15	0.2	0.3	0.6	0.7	0.3	0.4	0.6	0.7	0.7	0.8
2 Contar con la capacidad y experiencia del sector privado											
2. Aumentar la competencia en el proceso de licitación	10	4 0.4	5 0.5	5 0.5	4 0.4	4 0.4	4 0.4	4 0.4	4 0.4	3 0.3	3 0.3
2. Atraer a los participantes con mayor experiencia	50	2 1.0	3 1.5	4 2.0	4 2.0	4 2.0	5 2.5	4 2.0	5 2.5	5 2.5	5 2.5
2. Propiciar la transferencia de conocimiento del sector privado a ETESA	40	2 0.8	2 0.8	2 0.8	2 0.8	5 2.0	5 2.0	5 2.0	5 2.0	5 2.0	5 2.0
Puntaje del criterio sin ponderar	10 0	2.2	2.8	3.3	3.2	4.4	4.9	4.4	4.9	4.8	4.8
Puntaje ponderado del criterio	20	0.4	0.6	0.7	0.6	0.9	1.0	0.9	1.0	1.0	1.0
3 Alinear los costos de construcción, mantenimiento y ciclo de vida											
3. Incentivar el enfoque en el ciclo de vida de los activos (Desde el punto de vista de ETESA)	60	4 2.4	4 2.4	4 2.4	4 2.4	5 3.0	5 3.0	5 3.0	5 3.0	5 3.0	5 3.0
3. Incentivar el enfoque en el ciclo de vida del contrato (Desde el punto de vista del socio privado)	40	1 0.4	1 0.4	1 0.4	2 0.8	2 0.8	3 1.2	2 0.8	1.2 1.2	1.6 1.6	2.0 2.0
Puntaje del criterio sin ponderar	10 0	2.8	2.8	2.8	3.2	3.8	4.2	3.8	4.2	4.6	5.0
Puntaje ponderado del criterio	10	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4	0.5	0.5
4 Garantías monetarias de desempeño											
4. Alinear el pago al contratista con el desempeño durante la fase de construcción	30	1 0.3	2 0.6	5 1.5	5 1.5	2 0.6	2 0.6	5 1.5	5 1.5	5 1.5	5 1.5
4. Alinear el pago al contratista con el desempeño durante el periodo de mantenimiento	30	1 0.3	1 0.3	1 0.3	2 0.6	3 0.9	3 0.9	3 0.9	3 0.9	5 1.5	5 1.5
4. Minimizar la pérdida de energía al transmitirla	40	2 0.8	2 0.8	2 0.8	2 1.2	3 1.2	3 1.2	3 1.2	3 1.2	3 1.2	3 1.2
Puntaje del criterio sin ponderar	10 0	1.4	1.7	2.6	3.3	2.7	2.7	3.6	3.6	4.2	4.2
Puntaje ponderado del criterio	10	0.1	0.2	0.3	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	0.4
5 Alinear el proyecto estratégicamente											
5. Evitar aumentar los niveles de endeudamiento	40	1 0.4	1 0.4	1 0.4							
5. Mantener control de la operación de la línea de transmisión	45	5 2.3	5 2.3	5 2.3	5 2.3	3 1.4	0 0.0	3 1.4	0 0.0	3 1.4	0 0.0
5. Alinear con la experiencia previa de ETESA en el modelo de contratación	15	5 0.8	5 0.8	5 0.8	4 0.6	3 0.5	3 0.5	2 0.3	2 0.3	1 0.2	1 0.2
Puntaje del criterio sin ponderar	10 0	3.4	3.4	3.4	3.3	2.2	0.9	2.1	0.7	3.1	2.2
Puntaje ponderado del criterio	25	0.9	0.9	0.9	0.8	0.6	0.2	0.5	0.2	0.8	0.5
6 Transferencia de riesgos al sector privado											
6. Transferencia de riesgos de diseño y construcción	45	1 0.5	2 0.9	3 1.4	4 1.8	4 1.8	4 1.8	4 1.8	4 1.8	5 2.3	5 2.3
6. Transferencia de riesgos de financiamiento	35	2 0.7	2 0.7	3 1.1	4 1.4	2 0.7	2 0.7	3 1.1	3 1.1	1.8 1.8	1.8 1.8
6. Transferencia de riesgos de mantenimiento	20	1 0.2	1 0.2	1 0.2	1 0.2	4 0.8	4 0.8	4 0.8	4 0.8	5 1.0	5 1.0
Puntaje del criterio sin ponderar	10 0	1.4	1.8	2.6	3.4	3.3	3.3	3.7	3.7	5.0	5.0
Puntaje ponderado del criterio	20	0.3	0.4	0.5	0.7	0.7	0.7	0.7	0.7	1.0	1.0
Puntaje total de la evaluación de criterios	100	2.0	2.5	3.2	3.5	3.1	2.9	3.5	3.3	4.3	4.2

Fuente: Deloitte 2020



Cada modelo de contratación del proyecto fue evaluado y calificado según los criterios y subcriterios en una escala de 0 a 5. La calificación refleja la medida en que cada modelo de contratación se identifica con los objetivos generales ETESA para el Proyecto. Se puede apreciar que los modelos de DBFM/DBFOM son los que resultan en un puntaje mas alto de 4.3 y 4.2 respectivamente. Bajo esta modalidad, se espera que ETESA contrate al sector privado el financiamiento, diseño, construcción y mantenimiento. El modelo DBFM, el cual obtuvo el puntaje más alto, es el que mejor se ajusta a la definición de APP incluida en la Ley 93 de 2019. Bajo esta modalidad, ETESA realizará pagos al privado, vinculados a la disponibilidad y/o indicadores de desempeño de la Cuarta Línea durante la vida del contrato.

Gráfico 11.1 Resumen de Resultados por Modalidad



Fuente: Deloitte 2020

Conclusiones

En base en el análisis integral del análisis cuantitativo, el modelo de contratación recomendado finalmente es el DBFM. Dado que cumple con los objetivos de ETESA en los seis criterios presentados:

- **Criterio 1: Tener certeza del cronograma y los costos:** En la modalidad DBFM existe el incentivo del socio privado a completar la construcción a tiempo y de conformidad con las especificaciones, para recibir los pagos de ETESA al finalizar la construcción y proceder así a repagar el financiamiento. Asimismo, el pago de los servicios de administración y mantenimiento se basaría en la oferta del socio privado presentada durante el proceso de licitación, lo que proporciona un grado significativo de certeza de costos.
- **Criterio 2: Contar con la capacidad y experiencia del sector privado.** En la modalidad DBFM, el aporte de capital privado a largo plazo en el proyecto atraería a desarrolladores con la experiencia necesaria para ofertar por el Proyecto, y estos podrían ser consorcios entre desarrolladores internacionales en conjunto con contratistas locales y nacionales. Además, el control de supervisión al socio privado fomentaría a la transferencia de conocimiento hacia ETESA.
- **Criterio 3: Alinear los costos de construcción, mantenimiento y ciclo de vida.** Independientemente de las prioridades de ETESA durante el ciclo de vida de la línea de transmisión, en la modalidad DBFM hay una obligación contractual del socio privado para que realice la construcción y el mantenimiento de manera óptima. Esto debido a que el Pago Mensual durante el período de mantenimiento representa un mayor capital en riesgo del socio privado. Esto incentiva aún más el enfoque del ciclo de vida por parte del socio privado.
- **Criterio 4: Alinear el pago al contratista con el desempeño.** En la modalidad DBFM, el pago al contratista por la construcción se realiza al finalizar la obra. El pago de toda la obra depende del recibimiento a satisfacción de la línea de transmisión y del cumplimiento de los lineamientos establecidos por ETESA. ETESA tendría una garantía más líquida de desempeño a través del capital privado en riesgo durante el período de mantenimiento, el cual se retribuye a través del Pago Mensual dependiendo del cumplimiento de los requisitos de desempeño.
- **Criterio 5: Alinear el proyecto estratégicamente.** Bajo el modelo DBFM, ETESA seguiría siendo responsable de la operación del SIN y apoyaría a cumplir con sus objetivos de largo plazo.
- **Criterio 6: Transferir riesgos al sector privado.** La responsabilidad por el diseño, la construcción, financiamiento y la puesta en marcha se agrupa con una entidad del sector privado para minimizar los riesgos de diseño, coordinación y construcción a cargo de ETESA. El pago al contratista por el desarrollo de la obra y servicios de mantenimiento se hace después de la puesta en operación comercial ligado a la idoneidad del diseño, a las decisiones de construcción óptimas y al cumplimiento de los servicios de desempeño. El socio privado tiene más capital en riesgo ligado parcialmente a la calidad del mantenimiento.

Capítulo 12. Conclusiones

En conclusión, en el presente ITI del proyecto de la Cuarta Línea se expresa la necesidad del Proyecto para incrementar la capacidad del SIN y transportar la nueva energía renovable, que será generada en el Occidente del país hacia los centros de mayor consumo. El Proyecto busca contribuir a los siguientes objetivos:

1. A la mejora de la eficiencia del SIN, siendo establecido a través un modelo de contrato de APP diseñado como un proyecto autofinanciado y un marco regulatorio que permite una tarifa para darle sostenibilidad al proyecto en el largo plazo). Su implementación está alineada para que ETESA, como el ente responsable de la transmisión eléctrica en Panamá, cumpla con su responsabilidad de realizar las ampliaciones al SIN que sean necesarias para atender el crecimiento de la demanda de energía y que se encuentren incluidas en el PESIN
2. Desde un punto de vista ambiental y social, esta nueva línea de transmisión estará sujeta a los resultados del EsIA, cumpliendo con estándares internacionales ambientales, sociales y de calidad, y a un proceso de consulta y consentimiento previo, libre e informado con las comunidades indígenas dentro del trazo del proyecto.
3. El análisis del costo-beneficio y del valor por dinero presentado anteriormente en este documento indica que los beneficios sociales serán mayores que los costos, señalando un proyecto socialmente rentable;
4. El ejercicio a nivel Prefactibilidad reconoce los riesgos más relevantes para el proyecto en sus diferentes etapas de estructuración e implementación. En este se identifican 54 riesgos de los cuales los relacionados a los permisos ambientales, comunidades y adquisición de terrenos muestran un nivel de impacto y probabilidad alto. Dentro de la matriz de riesgos se identifica la evaluación y medidas de mitigación preliminar las cuales serán desarrolladas a mayor profundidad durante el ITD.
5. Se concluye que el proyecto es sostenible financieramente en el largo plazo, ya que, considerando la estructura tarifaria regulada por la ASEP, se reconoce el pago mensual del contrato como el ingreso permitido, permitiendo así la viabilidad como proyecto autofinanciado. Dado lo anterior, el proyecto cumple con los límites fiscales y presupuestales ya que no requiere aportes estatales para su ejecución.
6. El VpD muestra que la modalidad de APP se presenta como una mejora alternativa al régimen de contratación pública tradicional, estableciendo una transparente asignación y transferencia de riesgos y de funciones entre ETESA y el posible Contratista APP.

Por consiguiente, se remite el presente ITI para consideración del Ente Rector en busca de su no objeción, que permita avanzar hacia la preparación del ITD en su etapa de Factibilidad, el cual presentará puntos adicionales de una debida diligencia detallada sobre aspectos técnicos, legales, financieros, ambientales y sociales del Proyecto, así como los pliegos de cargos de la licitación y contrato de APP.



BIBLIOGRAFIA

Damodaran Online (NYU, 2021) <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/>

Estadísticas Centro Nacional de Despacho (CND, 2020) <https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas>

Estadísticas Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP, 2020)
https://www.asep.gob.pa/?page_id=12682

Global Infrastructure Hub, Allen & Overy – Power Transmission risk matrix (2019 edition)
<https://content.gihub.org/live/media/1604/power-transmission-matrix.pdf>

Guía de buenas prácticas para líneas de transmisión y de distribución de energía eléctrica para hábitats naturales críticos (Banco Interamericano de Desarrollo, Unidad de Salvaguardias Ambientales, 2015)

Guía para articular el proceso de Evaluación Ambiental Estratégica con la Evaluación de Impacto Ambiental. Estudios de Franjas y Proyectos de Transmisión eléctrica. Gobierno de Chile

Ingeniería Básica Reporte Final Cuarta Línea de Transmisión (PEPSA, 2018)

Lineamientos para la aplicación de los criterios de elegibilidad de los proyectos de asociación pública privada, Dirección General de Política de Promoción de la inversión Privada, Ministerio de Economía y Finanzas, Gobierno de Perú

Normas de Desempeño sobre Sostenibilidad Ambiental y Social y Notas de Orientación (IFC, 2012).

Metodología para la evaluación de proyectos de construcción de subestaciones y líneas de transmisión (SHCP, 2015)

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2017 – 2031 (ETESA, 2018)

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2018 – 2032 (ETESA, 2019)

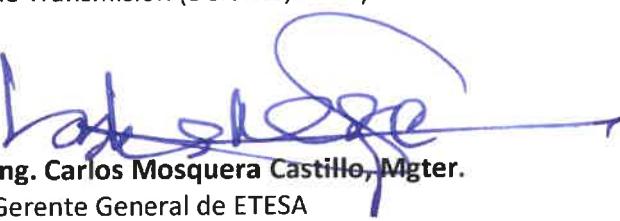
Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2019 – 2033 (ETESA, 2020)

Resolución AN No. 13131 del 15 de febrero de 2019 (ASEP)

Reporte Inicial de Evaluación Ambiental y Social Cuarta Línea de Transmisión (JGP Consultoría, 2018)

Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Resolución N° JD-5216 de 14 de abril de 2005 (según el mismo ha sido modificado)

Selección de los modelos de contratación que serán analizados cuantitativamente y modelación preliminar del Valor por Dinero de los esquemas para financiar y ejecutar el proyecto de la Cuarta Línea de Transmisión (Deloitte, 2020)


Ing. Carlos Mosquera Castillo, Mgter.
 Gerente General de ETESA

