	INFORME DE ANTEPROYECTOS DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN	SUBDIRECCION DE INGENIERIA Y PROYECTOS Informe COES/DP- SIP-033-2010 <hr/> Fecha: 26 de julio de 2010
---	--	---

ANTEPROYECTOS DEL PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN

INDICE

- I. **INTRODUCCIÓN**

- II. **ANTEPROYECTOS DE LÍNEAS COLECTORAS EN 500 kV**
 - 2.1 Anteproyectos de Líneas Colectoras en 500 kV para la conexión del Sistema de Generación del Oriente.

- III. **ANTEPROYECTOS DE PROYECTOS NO INCLUIDOS COMO PROYECTOS VINCULANTES**
 - 3.1 Anteproyectos del Plan Robusto 2020 – Refuerzos de Líneas de Transmisión
 - 3.2 Anteproyectos del Plan Robusto 2020 – Línea de Transmisión en 500 kV Independencia – Marcona – Socabaya y Subestaciones.

- IV. **ANTEPROYECTOS DEL PLAN VINCULANTE AÑO 2015**
 - 4.1 Anteproyectos del Plan Vinculante 2015 – Línea de Transmisión en 220 kV Machupicchu – Quencoro – Onocora - Tintaya y Ampliación de Subestaciones.

I. INTRODUCCIÓN

El Informe Final del Estudio del Primer Plan de Transmisión, elaborado por el COES, consigna la Lista de Proyectos para los que se han desarrollado los correspondientes anteproyectos, según el detalle que se explica a continuación.

Proyecto Conexión de la Zona Oriental – Red Colectora

En este proyecto se propone la implementación de una Red Colectora para la conexión del sistema de generación en la zona del Oriente condicionada al crecimiento de la demanda, la expansión de la oferta y la exportación de potencia al Brasil.

En el ítem 2.1 del presente informe se desarrolla el anteproyecto del conjunto de proyectos asociados a ésta Red prevista en 500 kV AC, con posibilidad de conversión a 600 kV DC, en las inmediaciones a la interconexión con Brasil. Estos proyectos no formarán parte del Plan Vinculante ni del Plan de Transmisión y se desarrollarán con mayor detalle en posteriores etapas del estudio del proyecto.

Proyecto Plan Robusto para el SEIN – Año Horizonte 2020

Propone la implementación de 14 refuerzos en líneas que conforman el Sistema Garantizado de Transmisión y una nueva línea en 500 kV Independencia-Marcona-Socabaya (según el criterio de confiabilidad N-1). Estos proyectos son los requeridos por el SEIN hasta el año horizonte 2020.

En los ítems 2.2 y 2.3 del presente informe se desarrollan los anteproyectos de los proyectos asociados a los refuerzos y la línea nueva, que se consideran como “no incluidos en el Plan Vinculante del Plan de Transmisión” y se definirán en el desarrollo de los futuros Planes de Transmisión, por lo tanto, los anteproyectos asociados se desarrollarán con mayor detalle cuando éstos pasen a formar parte del Plan Vinculante.

Proyecto Expansión de corto plazo (Plan Vinculante 2015)

Propone la implementación de la línea en 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora y Ampliación de Subestaciones. Este proyecto es requerido por el SEIN hasta el año horizonte 2015.

En el ítem 3.1 del presente informe se desarrolla el anteproyecto, en cuyo trazo de ruta de línea se incluye el tramo Onocora-Tintaya, ya que a la fecha no se ha definido la entrada en servicio de la C.H. Pucará, ni el proyecto del Plan Transitorio de Transmisión LT Onocora-Tintaya 220 kV y subestaciones.

Para permitir mayor capacidad de transporte y menores pérdidas corona, la línea de simple terna propuesta utiliza dos conductores/fase, con lo cual tiene una potencia operativa de 240 MVA (a 47.6 °C), 300 MVA (a 53 °C) y una capacidad máxima de transmisión de 474 MVA (a 75 °C).

Cabe indicar que la potencia diseño indicada cubre la repotenciación de la línea Onocora-Tintaya a 240 MVA, propuesta como parte del Plan Robusto 2020.

II. ANTEPROYECTOS DE LÍNEAS COLECTORAS EN 500 kV

2.1 ANTEPROYECTOS DE LÍNEAS COLECTORAS EN 500 kV PARA LA CONEXIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN DEL ORIENTE

2.1.1 Diagnóstico

En el Estudio del Primer Plan de Transmisión (PT) se analiza la implementación de líneas colectoras en 500 kV AC ó 600 kV DC y refuerzos asociados al Sistema de Generación del Oriente que permitan las conexiones entre ésta zona y la zona Centro. Dichos proyectos no forman parte del Plan Vinculante ni del Plan de Transmisión debido a que son líneas de uso exclusivo para evacuar la generación.

Estos proyectos son analizados debido a que, por su magnitud, tienen una gran trascendencia en el SEIN y es necesario definirlos antes con el fin de poder analizar el planeamiento del Sistema Garantizado de Transmisión.

Se estima un potencial hidroeléctrico en la zona Oriente de 6673 MW según el detalle siguiente:

1)	CH Inambari	2200 MW
2)	CH Paquitzapango	2000 MW
3)	CH Mainique	607 MW
4)	CH Tambo 40	1286 MW
5)	CH Tambo 60	580 MW

La definición del sistema de conexión de la Generación del Oriente está condicionada por tres variables:

- a) Crecimiento de la Demanda en el Perú
- b) Expansión de la Oferta que determina que centrales serán construidas
- c) Exportación de Potencia al Sistema de Brasil

2.1.2 Memoria Descriptiva

Objetivo

El objetivo de este informe es elaborar el anteproyecto de los proyectos de las líneas colectoras condicionados al desarrollo del Sistema de Generación del Oriente no incluidos en el Plan Robusto 2020.

Alcances

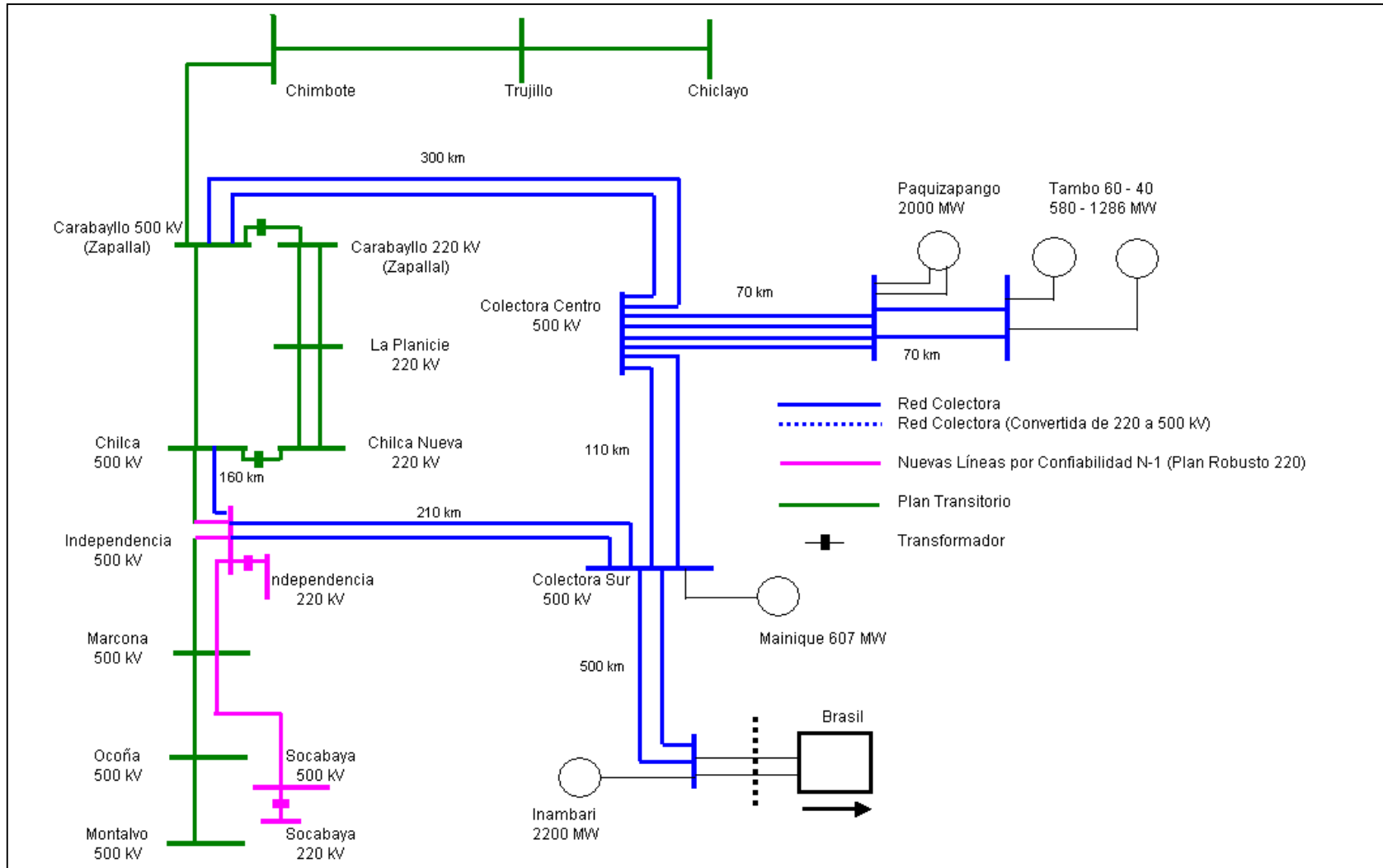
Se considera la implementación de las siguientes Instalaciones:

- 1) Línea de Transmisión en 500 kV de doble circuito, Colectora Centro – Carabaylo (Zapallal) de 300 km y Subestaciones.
- 2) Línea de Transmisión en 500 kV de doble circuito, Colectora Centro – Colectora Sur de 110 km y Subestaciones.
- 3) Línea de Transmisión en 500 kV de doble circuito, Colectora Sur – Independencia de 210 km y Subestaciones.
- 4) Línea de Transmisión en 500 kV de doble circuito, Colectora Sur – Inambari de 500 km y Subestaciones.
- 5) Línea de Transmisión en 500 kV de 4 circuitos, Colectora Centro – Paquizapango de 70 km y Subestaciones.
- 6) Línea de Transmisión en 500 kV de doble circuito, Paquizapango - Tambo 60-40 de 70 km y Subestaciones.
- 7) Segundo circuito de la Línea de Transmisión en 500 kV, Chilca – Independencia de 160 km y Subestaciones.

2.1.3 Diagramas Unifilares

En la figura N° 01 se adjunta el diagrama unifilar de los proyectos condicionados al desarrollo del Sistema de Generación del Oriente.

Fig. N° 01: Diagrama Unifilar de Proyectos condicionados al desarrollo del Sistema de Generación del Oriente



2.1.4 Características Técnicas

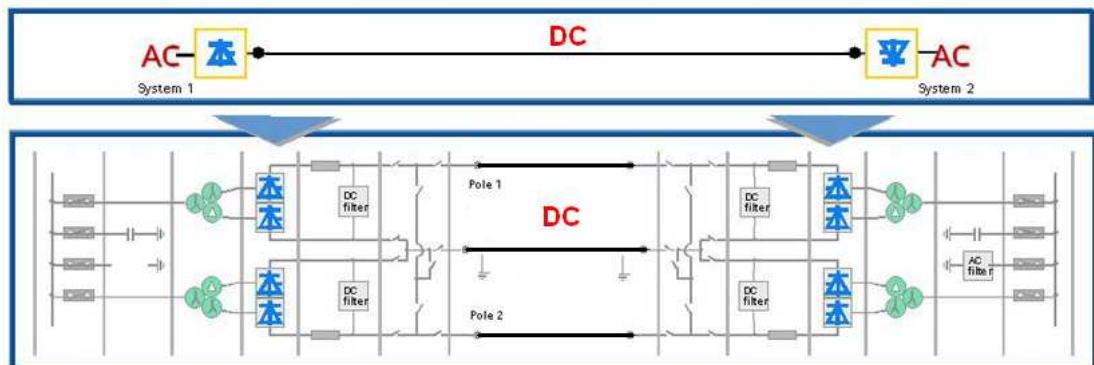
Líneas Colectoras de Transmisión 500 kV

Criterios de Diseño

Para la conexión de las centrales de generación en la zona del Oriente al sistema de transmisión peruano, mediante las líneas colectoras, y la posibilidad de interconexión al Brasil, se evaluaron dos alternativas:

- 1) Por medio de líneas en 500 kV de corriente alterna (AC)
- 2) Por medio de líneas en 600 kV de corriente directa (DC)

La primera alternativa, aún cuando tiene menor capacidad de transmisión, permite mayor flexibilidad para la expansión del sistema de transmisión, por lo tanto, se considera como la mejor alternativa de conexión. No obstante se recomienda que las conexiones de algunas líneas sean desarrolladas considerando la posibilidad de conversión futura a una línea en DC según el esquema adjunto.



En este caso las 3 líneas AC se convierten en dos polos de transmisión DC (± 600 kV) mas un circuito con potencial de tierra (utilizado en casos de salida de uno de los polos), a través de dos estaciones de conversión ubicadas en los extremos de la línea. La transmisión en DC permitirá elevar la transmisión de potencia con menos pérdidas.

Las subestaciones en las que se prevé la futura conversión a DC son: Inambari y Asís (para la interconexión Perú-Brasil), así como la Colectora Sur e Inambari (para la conexión de la CH Inambari al SEIN).

Criterio de Aislamiento

La posible conversión de líneas en 500 kV AC a 600 kV DC determina que el diseño de la línea de transmisión en 500 kV AC esté preparado para su futura conversión en 600 kV DC y a su vez, prevea la coordinación de aislamiento con los equipos de patio en las subestaciones extremas. Por lo tanto, el diseño deberá ser sustentado por un Estudio, que debe ser elaborado por consultoras especializadas en coordinación de aislamiento en sistemas de Extra Alta Tensión en AC y DC.

Criterio de Altura

Las líneas colectoras en mención atraviesan zonas de selva y sierra alcanzando altitudes que bordean los 5000 msnm. Por lo tanto, el diseño de las líneas en 500 kV AC y los equipos de patio en subestaciones, al momento de seleccionar las características de aislamiento, deberán considerar las condiciones ambientales y geográficas en las éstas serán instaladas, planteando por ejemplo, alternativas de aislamiento reducido por medio de la instalación de pararrayos a lo largo de la línea y en puntos adecuados en el patio de llaves de las subestaciones. Este diseño deberá ser sustentado por los resultados de un Estudio que sea elaborado por consultoras especializadas en el tema de aislamiento de sistemas de Extra Alta Tensión en zonas de gran altitud.

Características Generales

Las líneas colectoras de transmisión en 500 kV deberán contar con las siguientes características:

Características generales de diseño	
Tensión nominal (kV)	500
Máxima tensión de operación (kV)	550
Longitud de línea	Ver ítem 2.2
Nº de circuitos	Ver ítem 2.2
Capacidad Operativa/Térmica de Transmisión (MVA)	1400/2200
Conductor - Nº de conductores por fase - Tipo y calibre	A ser definidos por el consultor

Características generales de diseño	
Aislamiento - Longitud de línea de fuga específica - Tipo y material de aisladores	A ser definidos por el consultor
Estructuras - Material - Tipos	Reticuladas de acero galvanizado A ser definidos por el consultor
Cable de Guarda - N° de cables - Tipos	2 EHS y OPGW
Puesta a tierra	Contrapesos, jabalinas, cemento conductivo.
Ferretería	Fierro Galvanizado (Aisladores) Aluminio (Conductores)

Subestación Colectora Centro 500 kV

Comprende la construcción de una nueva subestación de configuración interruptor y medio y comprenderá el siguiente equipamiento:

- a) Celdas:
 - 08 Celdas de línea 500 kV (04 de Paquitzapango, 02 de Carabayllo y 02 de Colectora Sur)
 - 04 Celdas de Reactor de línea
 - 02 Reactores de 130 MVAR
 - 02 Reactores de 50 MVAR
- b) Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles.

Subestación Colectora Sur 500 kV

Comprende la construcción de una nueva subestación de configuración de interruptor y medio y comprenderá el siguiente equipamiento:

- a) Celdas:
 - 06 Celdas de línea 500 kV (02 de Independencia, 02 de Colectora Centro y 02 de Inambari)
 - 06 Celdas de Reactor de línea
 - 02 Reactores de 50 MVAR

- 02 Reactores de 100 MVAR
 - 02 Reactores de 220 MVAR
- b) Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles.

Ampliación en 500 kV de S.E. Carabayllo (Zapallal)

La ampliación consta del equipamiento de 04 celdas en 500 kV (02 celdas de línea de Colectora Centro y 02 celdas de Reactor de línea), 02 Reactores de 130 MVAR y demás sistemas complementarios de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles, etc.. Dicho equipamiento deberá mantener los criterios de diseño de la “Línea 500 kV Chilca – La Planicie – Zapallal y Subestaciones” dado en concesión a ISA (actualmente en ejecución).

Subestación Paquitzapango 500 kV

Comprende la construcción de una nueva subestación de configuración interruptor y medio y comprenderá el siguiente equipamiento:

- a) Celdas:
- 06 Celda de línea 500 kV (04 de Colectora Centro y 02 de Tambo 40-60 y espacios para el equipamiento de las celdas de llegada de la CH Paquitzapango)
 - 02 Celda de Reactor de Barra
 - 02 Reactores de 50 MVAR
- b) Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles.

Subestación Inambari 500 kV

Comprende la construcción de una nueva subestación de configuración interruptor y medio y comprenderá el siguiente equipamiento:

- a) Celdas:
- 02 Celda de línea 500 kV (02 de Colectora Sur y espacios para el equipamiento de las celdas de llegada de la CH Inambari y celdas futuras para la probable interconexión con el Brasil).
 - 02 Celda de Reactor de Línea
 - 02 Reactores de 220 MVAR

- c) Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles.

Subestación Tambo 40-60 en 500 kV

Comprende la construcción de una nueva subestación de configuración interruptor y medio y comprenderá el siguiente equipamiento:

- a) Celdas:
- 02 Celda de línea 500 kV (02 de Paquitzapango y espacios para el equipamiento de las celdas de llegada de las centrales hidroeléctricas Tambo 40 y 60)
- d) Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles.

Ampliación en 500 kV de Independencia

La ampliación consta del equipamiento de 06 celdas en 500 kV (02 celdas de línea de Colectora Sur, 01 celda de línea de Chilca, 03 celdas de Reactor de línea, 02 Reactores de 100 MVAR y 01 Reactor de 50 MVAR) y demás sistemas complementarios de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles, etc.. Dicho equipamiento deberá mantener los criterios de diseño del proyecto “Línea 500 kV Independencia – Marcona – Socabaya y Subestaciones” considerado en el Plan Robusto 2020 del PT.

Ampliación en 500 kV de Chilca

La ampliación consta del equipamiento de 02 celdas en 500 kV (01 celda de línea de La Planicie y 01 celda de Reactor de línea), 01 Reactor de 50 MVAR y demás sistemas complementarios de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles, etc.. Dicho equipamiento deberá mantener los criterios de diseño de la “Línea 500 kV Chilca – La Planicie – Zapallal y Subestaciones” dado en concesión a ISA (actualmente en ejecución).

2.1.5 Rutas de Línea

En figura N° 02 se adjunta un esquema preliminar de la ubicación de la ruta de las líneas que conforman la red colectora y que se desarrollarán con mayor detalle en posteriores etapas del proyecto.

2.1.6 Presupuesto

En el cuadro N° 01 se adjunta el costo estimado de implementación de las líneas que conforman la red colectora y subestaciones asociadas.

Fig. Nº 02: Ubicación de la Ruta de las Líneas de Transmisión que conforman la Red Colectora



Cuadro N° 01: Resumen de Presupuesto Estimado – Red Colectora

Equipamiento	Parámetros				Costo (10 ⁶ USD \$)
	km	kV	No Circuitos	10 ³ USD \$ / km	
I. LINEAS DE TRANSMISION					
Chilca - Independencia	160	500	1	470	75.2
Zapallal - Colectora Centro	300	500	2	705	423.0
Colectora Sur - Independencia	210	500	2	705	296.1
Colectora Sur - Colectora Centro	110	500	2	705	155.1
Colectora Sur - Inambari	500	500	2	705	705.0
Paquizapango - Colectora Centro	70	500	4	705	197.4
Paquizapango - Tambo 60-40	70	500	2	705	98.7
2 Reactores de Línea 130 MVAR Colectora Centro				13	3.4
2 Reactores de Línea 50 MVAR Colectora Centro				13	1.3
2 Reactores de Línea 50 MVAR Colectora Sur				13	1.3
2 Reactores de Línea 100 MVAR Colectora Sur				13	2.6
2 Reactores de Línea 220 MVAR Colectora Sur				13	5.7
2 Reactores de Línea 130 MVAR Carabaggio				13	3.4
2 Reactores de Barra 50 MVAR Paquizapango				13	1.3
2 Reactores de Línea 220 MVAR Inambari				13	5.7
2 Reactores de Línea 100 MVAR Independencia				13	2.6
1 Reactor de Línea 50 MVAR Independencia				13	0.7
1 Reactor de Línea 50 MVAR Chilca				13	0.7
II. SUBESTACIONES					
Subestación Colectora Centro 500 kV:					
8 Celdas de Línea 500 kV				2,500	20.0
4 Celdas de Reactores de Línea				2,500	10.0
Subestación Colectora Sur 500 kV:					
6 Celdas de Línea 500 kV				2,500	15.0
6 Celdas de Reactores de Línea				2,500	15.0
Ampliación de Subestación Carabaggio (Zapallal) 500 kV:					
2 Celdas de Línea 500 kV				2,500	5.0
2 Celdas de Reactores de Línea				2,500	5.0
Subestación Paquizapango 500 kV:					
6 Celdas de Línea 500 kV				2,500	15.0
2 Celdas de Reactor de Barra				2,500	5.0
Subestación Inambari 500 kV:					
2 Celdas de Línea 500 kV				2,500	5.0
2 Celdas de Reactor de Línea				2,500	5.0
Subestación Tambo 40-60. 500 kV:					
2 Celdas de Línea 500 kV				2,500	5.0
Ampliación de Subestación Independencia 500 kV:					
3 Celdas de Línea 500 kV				2,500	7.5
3 Celdas de Reactores de Línea				2,500	7.5
Ampliación de Subestación Chilca 500 kV:					
1 Celda de Línea 500 kV				2,500	2.5
1 Celda de Reactor de Línea				2,500	2.5
Obra Civil y otros (20%)					25.0
Total					2,129.1
Anualidad de la Inversión (12%, 30 años)					264.3
Anualidad O y M (3%)					63.9
Total Anual					328.2

2.1.7 Cronograma de Operación Comercial

La lista de proyectos que forman parte de la Red Colectora se definirán en el desarrollo de los futuros Planes de Transmisión. No obstante, en la Figura N° 3 se propone un cronograma preliminar típico y asociado a cada línea de Transmisión de la Red Colectora y se inicia luego de aprobado el Plan de Transmisión correspondiente, con un tiempo estimado hasta la puesta en operación comercial de 43 meses.

2.1.8 Niveles de Cortocircuito

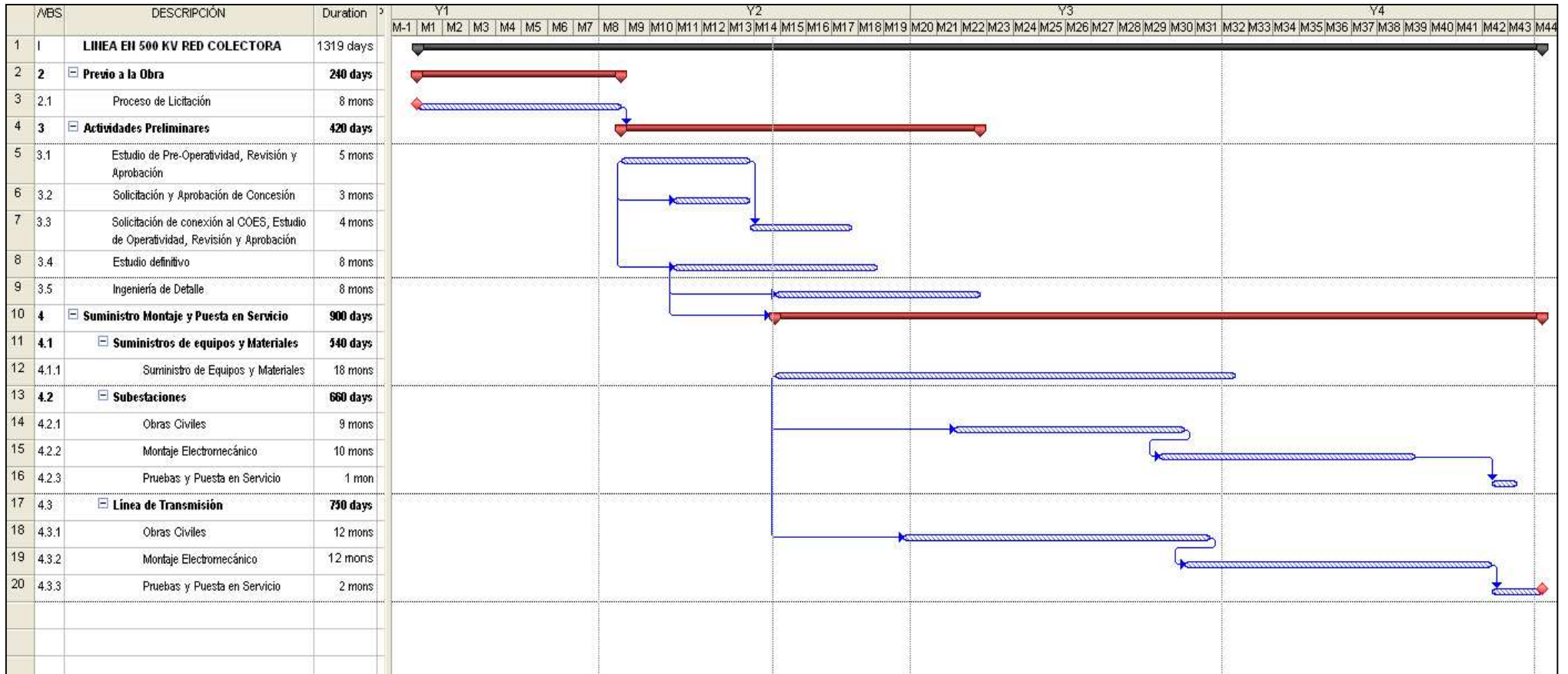
El análisis de cortocircuito fueron evaluados en los siguientes casos:

- Caso N° 01 : Año 2020, escenario Base (desarrollo de generación hidroeléctrica CH Inambari) sin exportación al Brasil.
- Caso N° 02 : Año 2020, escenario Base (desarrollo de generación hidroeléctrica CH Inambari y CH Paquitzapango) con exportación al Brasil.
- Caso N° 03 : Año 2020, escenario Optimista (desarrollo de generación hidroeléctrica CH Inambari, CH Paquitzapango, CH Mainique, CH Tambo 40 y CH Tambo 60) con exportación al Brasil.

Los resultados de éste análisis se consignan en la tabla 5.30 del Informe Final del Estudio del Primer Plan de Transmisión. Del cual los valores de cortocircuito a ser considerados en el equipamiento de los proyectos incluidos en el Plan Robusto (2020) serán:

- Nivel 220 kV : 40 kA, valor estandarizado.
- Nivel 500 kV : 40 kA, valor estandarizado.

Fig. N° 03 : Cronograma estimado de Puesta en Operación Comercial – Red Colectora



III. ANTEPROYECTOS DE PROYECTOS NO INCLUIDOS COMO PROYECTOS VINCULANTES

3.1 ANTEPROYECTOS DEL PLAN ROBUSTO 2020 – REFUERZOS DE LÍNEA DE TRANSMISIÓN

3.1.1 Diagnóstico

Como resultado de las opciones de expansión definidas (Planes Base, Liviano, Medio y Fuerte) y los análisis eléctricos y de planeamiento realizados durante el desarrollo PT, elaborado por el COES, se concluye en el Informe Final la lista de proyectos incluidos en el Plan Robusto (año 2020), que considera los refuerzos de las líneas que forman parte del Sistema Garantizado de Transmisión y la implementación de líneas nuevas para lograr la confiabilidad N-1 en regiones con conexiones radiales.

Los refuerzos mencionados no incluyen los asociados al Sistema de Generación del Oriente las cuales dependen de las siguientes condiciones:

- a) Crecimiento de la Demanda en el Perú
- b) Expansión de la Oferta que determina que centrales serán construidas
- c) Exportación de Potencia al Sistema de Brasil

3.1.2 Memoria Descriptiva

Objetivo

El objetivo de este informe es elaborar el anteproyecto de los proyectos no incluidos como proyectos Vinculantes, los cuales han sido consignados en el Plan Robusto (año 2020) del PT los cuales corresponden a los refuerzos de las líneas que forman parte del Sistema Garantizado de Transmisión.

Alcances

El presente informe se desarrollará según los alcances del numeral 22.2 del artículo 22 de la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión”. Asimismo, discrimina los Proyectos ya considerados en el Plan Vinculante del PT (LT 220 kV Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya y Ampliación de Subestaciones) y los considerados en el Plan Transitorio de Transmisión.

Como resultado se listan 14 proyectos de líneas de transmisión que requieren refuerzos:

Zona Centro – Norte

Ítem	Instalación	Descripción
1.	LT 220 kV Chiclayo – Carhuaquero	Reforzamiento de 150 a 240 MVA; (60%)
2.	LT 220 kV Trujillo – Cajamarca	Reforzamiento de 180 a 288 MVA; (60%)
3.	LT 220 kV Paramonga Nueva – Huacho	Reforzamiento de 152 a 243 MVA; (60%)
4.	LT 220 kV Zapallal – Huacho	Reforzamiento de 152 a 243 MVA; (60%)
5.	LT 220 kV Zapallal – Paramonga Nueva	Reforzamiento de 180 a 288 MVA; (60%) Incluye seccionamiento de la LT 220 kV Zapallal – Paramonga Nueva en Huacho.
6.	LT 220 kV Pachachaca – Oroya	Reforzamiento de 152 a 243 MVA; (60%)
7.	LT 220 kV Oroya 220 kV – Carhuamayo	Reforzamiento de 152 a 243 MVA; (60%)
8.	LT 220 kV Viru – Trujillo (1T)	Reforzamiento de 152 a 198 MVA; (30%)
9.	LT 220 kV Virú – Trujillo (2T)	Reforzamiento de 152 a 198 MVA; (30%)
10.	LT 220 kV Tingo María-Vizcarra	Reforzamiento de 152 a 243 MVA; (60%)
11.	LT 220 kV Paragsha – Vizcarra	Reforzamiento de 152 a 198 MVA; (30%)
12.	LT 220 kV Vizcarra – Conococha	Reforzamiento de 152 a 198 MVA; (30%) Incluye seccionamiento de la LT 220 kV Conococha – Paragsha en Vizcarra
13.	LT 220 kV Conococha-Paramonga Nueva	Reforzamiento de 152 a 243 MVA; (60%)

Zona Sur

Ítem	Instalación	Descripción
14.	LT 220 kV Ica – Marcona	Reforzamiento de 141 a 183 MVA; (30%)
15.	LT 220 kV Onocora – Tintaya (*)	Reforzamiento de 150 a 195 MVA; (30%)

(*) Dicho refuerzo ya se encuentra cubierto según lo considerado en el Anteproyecto: “LT 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya y Ampliación de Subestaciones” del Plan Vinculante del PT. Por lo tanto, no será necesaria su inclusión.

Descripción del Reforzamiento

El reforzar o repotenciar una línea de transmisión en 30 o 60% por encima de su capacidad actual, no necesariamente implica cambios del conductor o estructuras; existen soluciones más económicas.

Al incrementarse la potencia de transmisión en las líneas, las distancias de seguridad de los conductores al terreno serán menores, por lo tanto se podrán emplear las siguientes alternativas:

- 1) Remoción del terreno; mediante excavación en los vanos en las que no se cumpla con las distancias de seguridad.
- 2) Retensado del conductor; para disminuir la flecha.
- 3) Cambio de cadena de aisladores por aisladores del tipo *line post*, para elevar el conductor e incrementar la distancia al suelo.
- 4) Empleo de aisladores del tipo *Superfog*; para elevar el conductor e incrementar la distancia al suelo en aproximadamente 30 cm. (2 aisladores tipo *Superfog* pueden reemplazar a 4 aisladores estándar).
- 5) Cambio de conductores por otros que presenten menores flechas, como el AAAC o AEROZ (solo en tramos que involucren muchos vanos críticos).
- 6) Instalación de estructuras intermedias.

Asimismo, la capacidad de transmisión de la línea podría estar también limitada por la capacidad de los equipos de patio en las subestaciones extremas, tales como interruptores de potencia, seccionadores de línea y barra, transformadores de corriente, trampas de onda, etc. en donde se podría requerir su reemplazo.

3.1.3 Diagramas Unifilares

En las figuras N° 04 y 05 se adjuntan los diagramas unifilares de los proyectos correspondientes al refuerzo de las líneas de transmisión de la zona Centro Norte y zona Sur.

Fig. N° 04: Diagrama Unifilar de Líneas a Reforzar (Zona Centro – Norte)

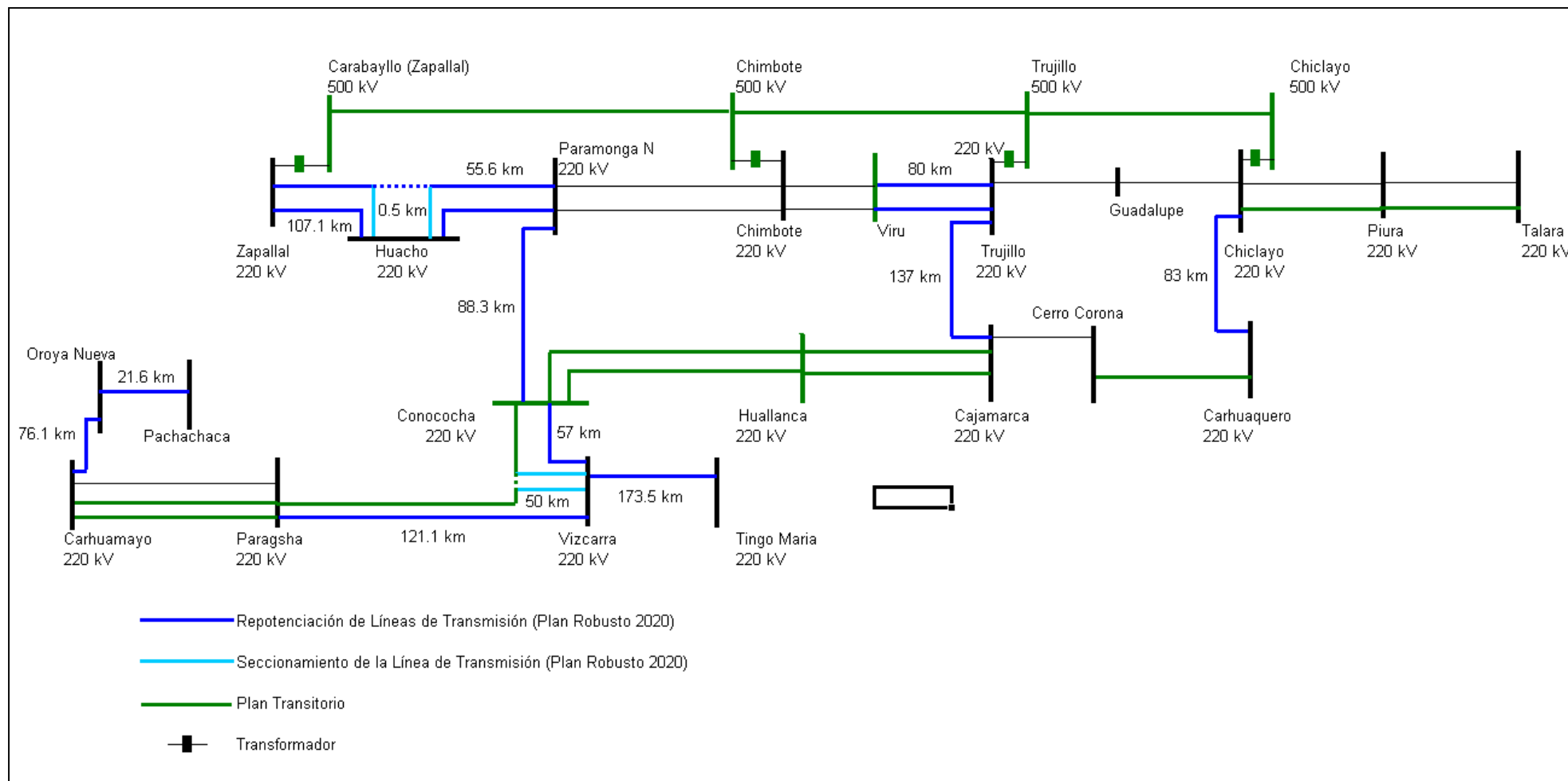
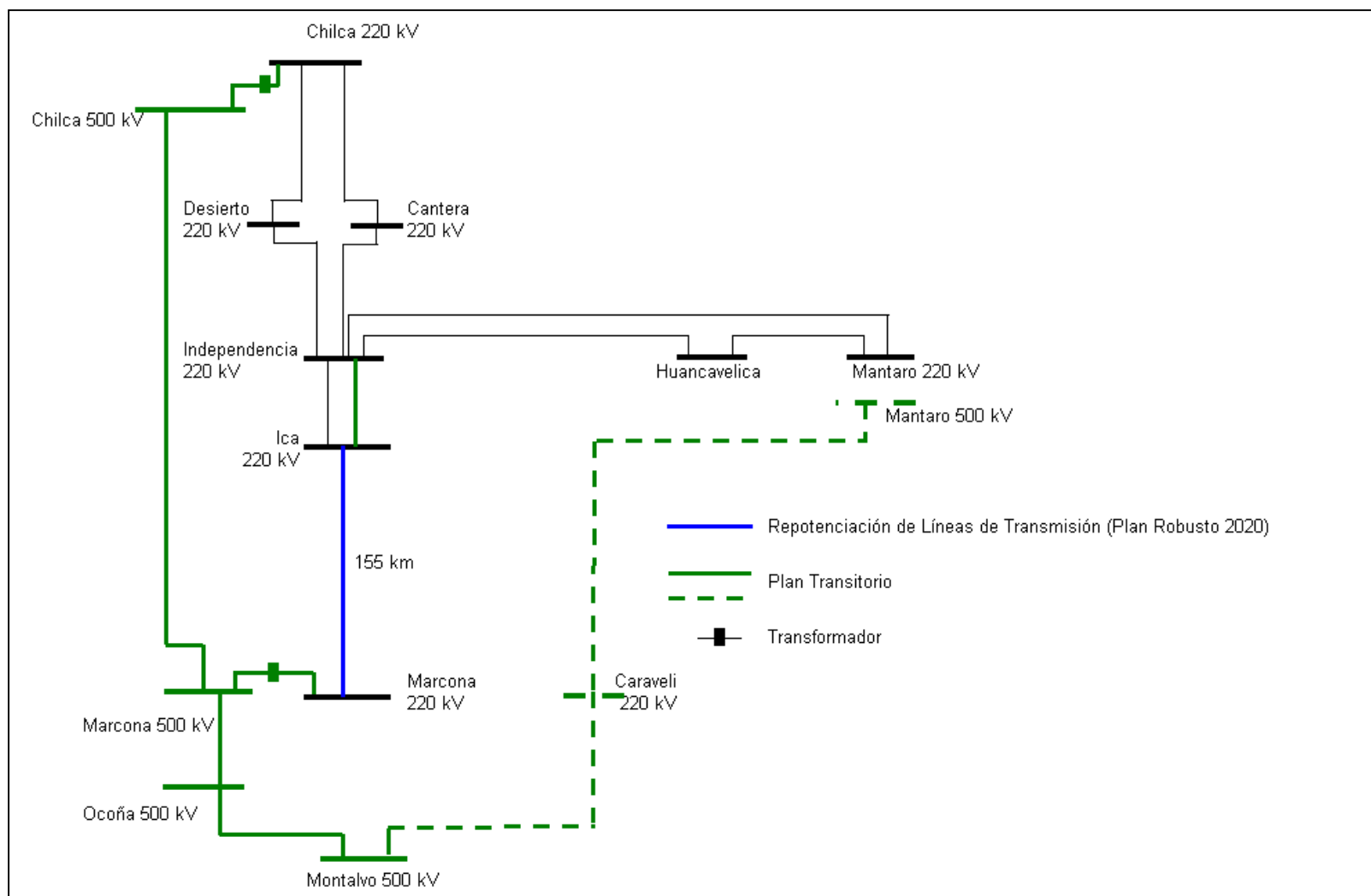


Fig. Nº 05 : Diagrama Unifilar de Líneas a Reforzar (Zona Sur)



3.1.4 Características Técnicas

En el cuadro N° 02 se adjuntan las características técnicas de las líneas de transmisión a repotenciar.

Asimismo los refuerzos de los ítems 5 y 12 del cuadro consideran el siguiente equipamiento adicional:

Seccionamiento de la LT 220 kV Zapallal – Paramonga Nueva en Huacho:

Corresponde al (Ítem 5) e incluye el enlace 220 kV a la subestación Huacho (de configuración simple barra y doble barra a futuro) y el equipamiento de 02 celdas de línea (01 de llegada de Zapallal y 01 salida a Paramonga Nueva) y demás sistemas complementarios de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles, etc.. Dicho equipamiento deberá mantener los criterios de diseño de las instalaciones existentes de la subestación Huacho de propiedad de ISA-REP.

Seccionamiento de la LT 220 kV Conococha – Paragsha Nueva en Vizcarra:

Corresponde al Ítem 12) e incluye el enlace 220 kV a la subestación Vizcarra (de configuración anillo) y el equipamiento de 02 celdas de línea (01 de llegada de Conococha y 01 salida a Paragsha Nueva) y demás sistemas complementarios de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles, etc.. Dicho equipamiento deberá mantener los criterios de diseño de las instalaciones existentes de la subestación Vizcarra de propiedad de la compañía minera ANTAMINA.

Cuadro Nº 02: Características Técnicas de las Líneas a Reforzar

Ítem	Línea de Transmisión	Código	Tensión (kV)	Empresa Propietaria	Longitud (km)	N ternas instaladas	Disposición de conductores	Año de puesta en servicio	Conductor	Tipo Estructuras	Cable Guarda	Potencia Actual (MVA)	% a Repotenciar	Potencia Futura (MVA)
1	Chiclayo - Carhuaquero	L-2240	220	EGENOR	83	1	triangular	1991	AAAC 500 mm ²	Torre	No lleva	150	60%	240
2	Trujillo - Cajamarca	L-2260	220	CONEHUA	137	1	triangular	2001	ACAR 557 mm ²	Torre	01 Aluminio/Acero 53,56mm ²	180	60%	288
3	Paramonga Nueva - Huacho	L-2213	220	REP	55,6	1	vertical	1980	ACAR 400 mm ²	Torre	No lleva	152	60%	243
4	Zapallal - Huacho	L-2212	220	REP	107,1	1	vertical	1980	ACAR 400 mm ²	Torre	No lleva	152	60%	243
5	Paramonga Nueva - Zapallal	L-2214	220	REP	162,6	1	vertical	2008	ACAR 400 mm ² y AEROZ 455 mm ²	Torre	No lleva	180	60%	288
6	Pachachaca - Oroya	L-2224	220	ISA	21,6	1	horizontal	1984	ACSR 636,6 mm ²	Torre	02 EHS 51 mm ²	152	60%	243
7	Oroya - Carhuamayo	L-2259	220	ISA	76,1	1	triangular	2002	ACSR 636,6 mm ²	Torre	02 EHS 50 mm ²	152	60%	243
8	Viru - Trujillo	-	220	REP	80	1	horizontal	1999	ACAR 608 mm ²	Postes Madera	No lleva	152	30%	198
9	Viru - Trujillo	-	220	REP	80	1	horizontal	1979	ACAR 498 mm ²	Postes Madera	No lleva	152	30%	198
10	Tingo Maria - Vizcarra	L-2252	220	ETESELVA	173,5	1	triangular	1997	ACSR 591 mm ²	Torre	01 EHS 50 mm ²	152	60%	243
11	Paragsha - Vizcarra	L-2254	220	ISA	121,1	1	triangular	2002	ACSR 636,6 mm ²	Torre	02 EHS 50 mm ²	152	30%	198
12	Vizcarra - Conococha	-	220	ETESELVA	57	1	triangular	1997	ACSR 592 mm ²	Torre	01 EHS 50 mm ²	152	30%	198
13	Conococha - Paramonga N	-	220	ETESELVA	88,3	1	triangular	1997	ACSR 592 mm ²	Torre	01 EHS 50 mm ²	152	60%	243
14	Ica - Marcona	L-2211	220	REP	155	1	triangular	1976	ACAR 442,7 mm ²	Torre	No lleva	141	30%	183

3.1.5 Rutas de Línea

La información respecto a las rutas de línea no aplica para el caso de refuerzo de líneas.

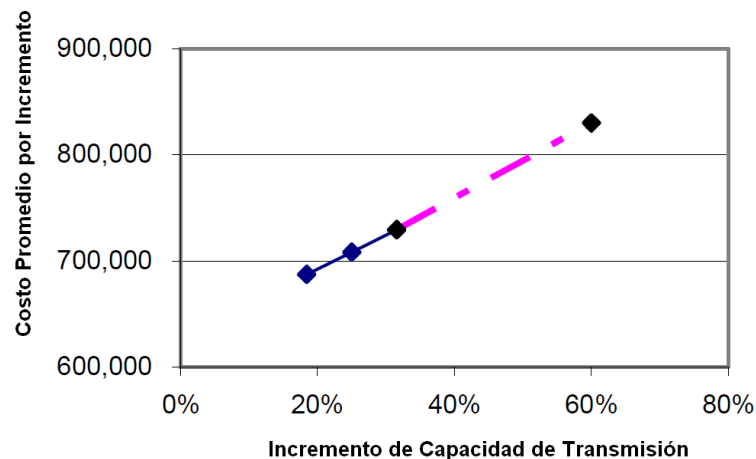
3.1.6 Presupuesto

Para estimar el costo correspondiente a la repotenciación de líneas del Plan Robusto (2020) se ha tomado como referencia el Estudio “Repotenciación de las Líneas de Transmisión en 220 kV de ISA-REP” (con nivel de Anteproyecto) elaborado por la consultora CESEL por encargo del Ministerio de Energía y Minas a ISA-REP.

Los presupuestos a diferentes niveles de repotenciación se adjuntan en el cuadro N° 03. Del cual se observa que los costos no dependen de la longitud de la línea, por lo tanto, éstos deberán ser obtenidos posteriormente a través de un estudio similar realizado para cada línea de transmisión.

De los datos consignados en el cuadro a través de una interpolación lineal se obtuvo un costo promedio de repotenciación por línea de:

- 1) Incremento de capacidad en 30%; USD \$ 724 443
- 2) Incremento de capacidad en 60%; USD \$ 830 138



En el cuadro N° 04 se adjunta el resumen de presupuesto del reforzamiento de las líneas de transmisión del Plan Robusto (2020).

Cuadro N° 03: Presupuesto según Estudio
“Reforzamiento de Líneas de Transmisión 220 kV de ISA-REP”

ITEM	LINEA	Longitud (km)	Presupuesto (US\$) 180 MVA	Presupuesto (US\$) 190 MVA	Presupuesto (US\$) 200 MVA
1	Mantaro - Pomacocha L-2201	192,81	730.974	742.082	754.233
2	Mantaro - Pomacocha L-2202	192,81	594.957	603.994	615.724
3	Pomacocha - San Juan L-2205	113,62	299.049	307.480	316.492
4	Pomacocha - San Juan L-2206	113,62	478.778	494.331	510.779
5	Mantaro - Huancavelica L-2203	66,47	289.847	293.469	298.242
6	Mantaro - Huancavelica L-2204	66,47	221.890	222.553	223.220
7	Huancavelica - Independencia L-2203	181,32	333.234	342.750	352.268
8	Huancavelica - Independencia L-2231	181,32	416.057	419.949	423.843
9	Mantaro - Pachachaca L-2218	195,14	1.048.564	1.052.625	1.067.908
10	Mantaro - Pachachaca L-2219	195,14	323.068	324.916	333.693
11	Pachachaca - Callahuanca L-2222	72,72	145.755	161.775	190.645
12	Pachachaca - Callahuanca L-2223	72,72	515.534	521.637	529.839
13	Pachachaca - Pomacocha L-2226	13,46	167.833	169.561	171.288
14	Mantaro - Huayucachi L-2220	76,75	864.776	903.036	949.796
15	Huayucachi - Zapallal L-2221	244,09	3.879.538	4.063.353	4.206.475

TOTAL (US\$)	10.309.854	10.623.511	10.944.445
Porcentual (%)	100%	103%	106%

Fuente : Estudio realizado por consultora CESEL a nivel de Anteproyecto, por encargo del MEM a ISA-REP

Cuadro Nº 04: Resumen de Presupuesto – Reforzamiento de Líneas

Equipamiento		Parámetros			Costo (10 ⁶ USD \$)
		km	kV	10 ³ USD \$ / km	
LT Chiclayo - Carhuaquero	Reforzamiento de 150 a 240 MVA; (60%)	83	220	830	0.83
LT 220 kV Trujillo – Cajamarca	Reforzamiento de 180 a 288 MVA; (60%)	137	220	830	0.83
LT 220 kV Paramonga Nueva – Huacho	Reforzamiento de 152 a 243 MVA; (60%)	55.6	220	830	0.83
LT 220 kV Zapallal – Huacho	Reforzamiento de 152 a 243 MVA; (60%)	107.1	220	830	0.83
LT 220 kV Zapallal – Paramonga Nueva	Reforzamiento de 180 a 288 MVA; (60%)	162.6	220	830	0.83
Enlace 220 kV Huacho a Zapallal-Paramonga N.		0.5	220	150	0.08
Patio 220 kV Huacho					3.00
LT 220 kV Pachachaca – Oroya	Reforzamiento de 152 a 243 MVA; (60%)	21.6	220	830	0.83
LT 220 kV Oroya 220 kV – Carhuamayo	Reforzamiento de 152 a 243 MVA; (60%)	76.1	220	830	0.83
LT 220 kV Viru – Trujillo (1T)	Reforzamiento de 152 a 198 MVA; (30%)	80	220	724	0.72
LT 220 kV Virú – Trujillo (2T)	Reforzamiento de 152 a 198 MVA; (30%)	80	220	724	0.72
LT 220 kV Tingo María-Vizcarra	Reforzamiento de 152 a 243 MVA; (60%)	173.5	220	830	0.83
LT 220 kV Paragsha – Vizcarra	Reforzamiento de 152 a 198 MVA; (30%)	121.1	220	724	0.72
LT 220 kV Vizcarra – Conococha	Reforzamiento de 152 a 198 MVA; (30%)	57	220	724	0.72
Enlace 220 kV Vizcarra a Conococha-Paragsha		50	220	165	8.25
Patio 220 kV Vizcarra					3.00
LT 220 kV Conococha-Paramonga Nueva	Reforzamiento de 152 a 243 MVA; (60%)	88.3	220	830	0.83
LT 220 kV Ica – Marcona	Reforzamiento de 141 a 183 MVA; (30%)	155	220	724	0.72
Total					25.42
Anualidad de la Inversión (12%, 30 años)					3.16
Anualidad O y M (3%)					0.76
Total Anual					3.92

3.1.7 Cronograma de Operación Comercial

La lista de proyectos incluidos en el Plan Robusto (2020) se definirán en el desarrollo de los futuros Planes de Transmisión, cuando éstos proyectos pasen a formar parte del Plan Vinculante. No obstante, en la Figura N° 06 se propone un cronograma preliminar que se inicia luego de aprobado el Plan de Transmisión correspondiente, con un tiempo estimado hasta la puesta en operación comercial de 18 meses.

3.1.8 Niveles de Cortocircuito

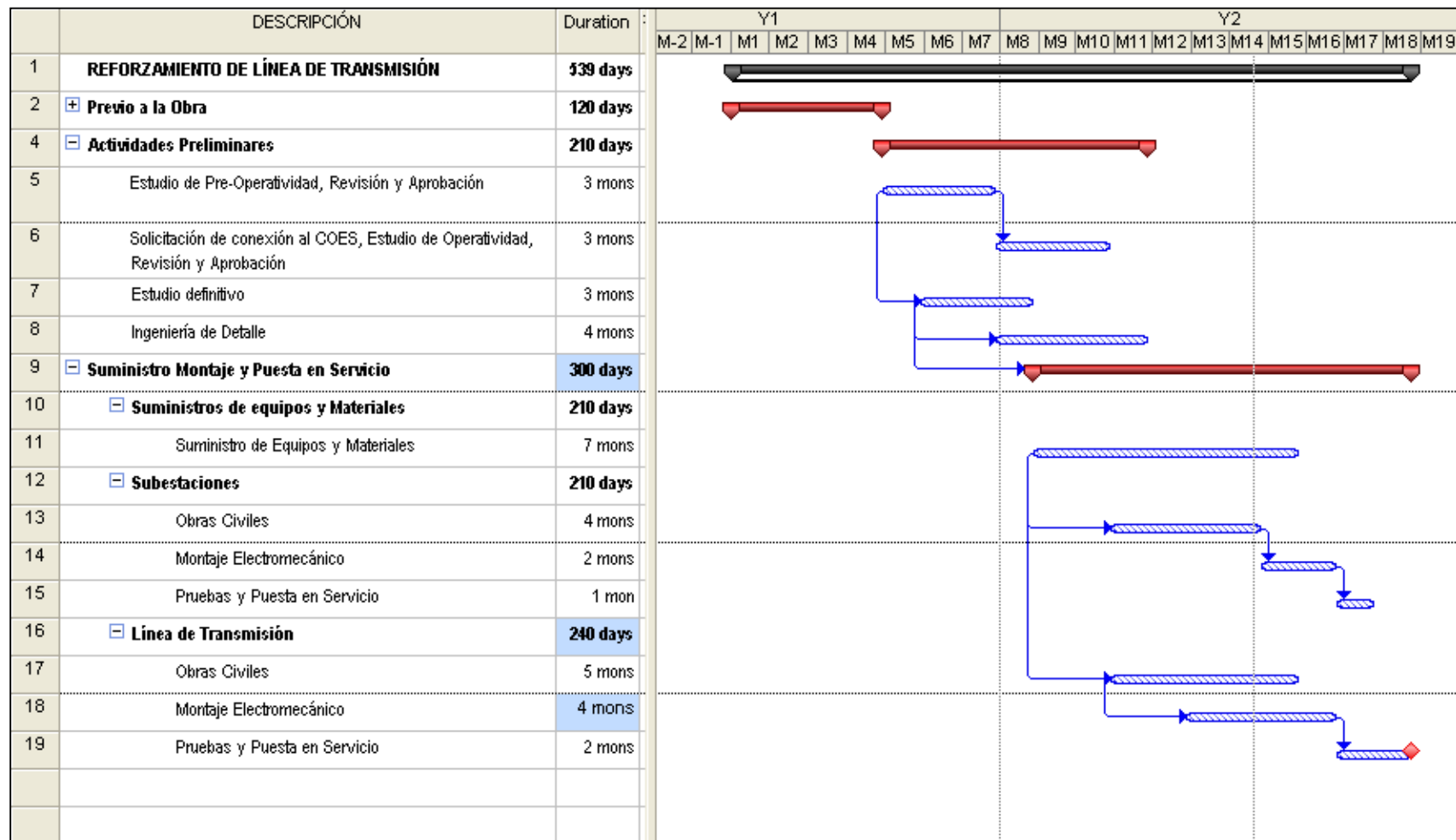
El análisis de cortocircuito fueron evaluados en los siguientes casos:

- Caso N° 01 : Año 2020, escenario Base (desarrollo de generación hidroeléctrica CH Inambari) sin exportación al Brasil.
- Caso N° 02 : Año 2020, escenario Base (desarrollo de generación hidroeléctrica CH Inambari y CH Paquizapango) con exportación al Brasil.
- Caso N° 03 : Año 2020, escenario Optimista (desarrollo de generación hidroeléctrica CH Inambari, CH Paquizapango, CH Mainique, CH Tambo 40 y CH Tambo 60) con exportación al Brasil.

Los resultados de éste análisis se consignan en la tabla 5.30 del Informe Final del Estudio del Primer Plan de Transmisión. Del cual los valores de cortocircuito a ser considerados en el equipamiento de los proyectos incluidos en el Plan Robusto (2020) serán:

- Nivel 220 kV : 31,5 kA (40 kA valor estandarizado)
- Nivel 500 kV : 40 kA, valor estandarizado

Fig. N° 06: Cronograma estimado de Puesta en Operación Comercial – Reforzamiento de Líneas



3.2 ANTEPROYECTOS DEL PLAN ROBUSTO 2020 – LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 500 KV INDEPENDENCIA – MARCONA – SOCABAYA Y SUBESTACIONES

3.2.1 Diagnóstico

Como resultado de las opciones de expansión definidas (Planes Base, Liviano, Medio y Fuerte) y los análisis eléctricos y de planeamiento realizados durante el desarrollo del Primer Plan de Transmisión (PT), elaborado por el COES, se concluye en el Informe Final la lista de proyectos incluidos en el Plan Robusto (año 2020), el cual considera los refuerzos de las líneas que forman parte del Sistema Garantizado de Transmisión y la implementación de líneas nuevas para lograr la confiabilidad N-1 en regiones con conexiones radiales.

Los refuerzos mencionados no incluyen los asociados al Sistema de Generación del Oriente las cuales dependen de las siguientes condiciones:

- a) Crecimiento de la Demanda en el Perú
- b) Expansión de la Oferta que determina que centrales serán construidas
- c) Exportación de Potencia al Sistema de Brasil

3.2.2 Memoria Descriptiva

Objetivo

El objetivo de este informe es elaborar el anteproyecto de los proyectos no incluidos como proyectos Vinculantes consignados en el Plan Robusto (año 2020) del PT el cual corresponde a líneas nuevas bajo el criterio de confiabilidad N-1.

Alcances

El presente informe se desarrollará según los alcances del numeral 22.2 del artículo 22 de la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión”. Asimismo, discrimina los Proyectos ya considerados en el Plan Vinculante del PT (LT 220 kV Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya y Ampliación de Subestaciones) y los considerados en el Plan Transitorio de Transmisión.

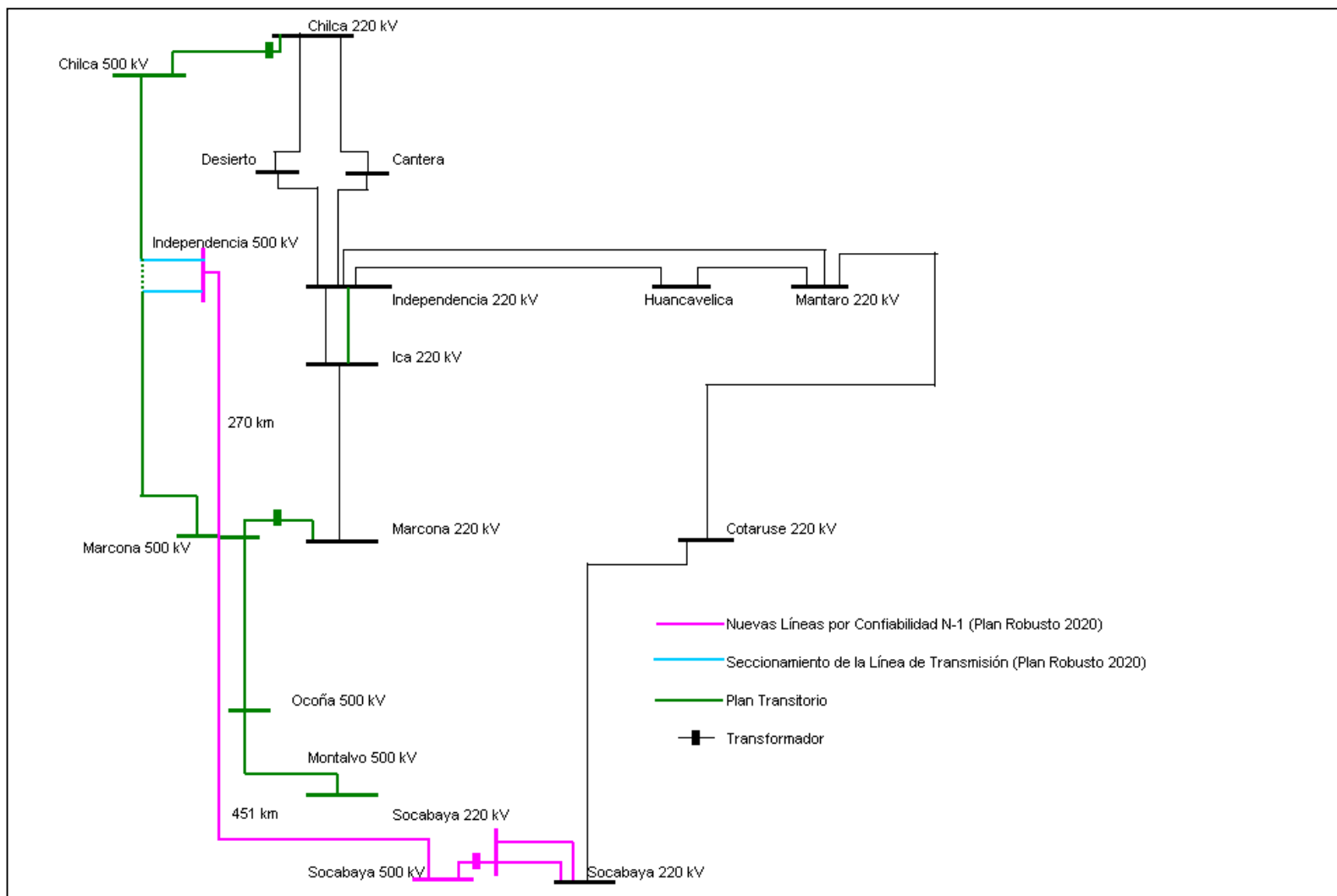
Con resultado se considera la implementación de la Línea de Transmisión en 500 kV Independencia – Marcona – Socabaya y Ampliación de Subestaciones con los siguientes alcances:

- 1) Línea de Transmisión en 500 kV Independencia – Marcona – Socabaya de 721 km
- 2) Subestación Independencia 500 kV
- 3) Ampliación 500 kV de Subestación Marcona
- 4) Subestación Socabaya 500/220 kV de 300 MVA, incluye enlace 220 kV a subestación Socabaya existente
- 5) Ampliación 220 kV de Subestación Socabaya existente

3.2.3 Diagramas Unifilares

En la figura N° 07 se adjunta el diagrama unifilar del proyecto en mención.

Fig. N° 07: Diagrama Unifilar de Línea de Transmisión en 500 kV Independencia – Marcona – Socabaya y Subestaciones



3.2.4 Características Técnicas

Línea de Transmisión 500 kV Independencia – Marcona - Socabaya

La línea de transmisión en 500 kV deberá contar con las siguientes características:

Características de diseño	
Tensión nominal (kV)	500
Máxima tensión de operación (kV)	550
Longitud de línea	270 km. Independencia–Marcona 451 km Marcona-Socabaya
Nº de circuitos	1
Capacidad Operativa/Térmica de Transmisión (MVA)	1400/2200
Conductor - Nº de conductores por fase - Tipo y calibre	A ser definidos por el consultor
Aislamiento - Longitud de línea de fuga específica - Tipo y material de aisladores	≥ 31 mm/kV A ser definidos por el consultor
Estructuras - Material - Tipos	Reticuladas de acero galvanizado A ser definidos por el consultor
Cable de Guarda - Nº de cables - Tipos	2 EHS y OPGW
Puesta a tierra	Contrapesos, jabalinas, cemento conductivo.
Ferretería	Fierro Galvanizado (Aisladores) Aluminio (Conductores)

Subestación Independencia 500/220 kV

Comprende la construcción de una nueva subestación de configuración interruptor y medio y comprenderá el siguiente equipamiento:

- a) Celdas:
 - 03 Celda de línea 500 kV (01 llegada de Chilca y 02 salidas a Marcona)
- b) Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles.

Ampliación de S.E. Marcona 500 kV

La ampliación consta del equipamiento de 03 celda en 500 kV (01 de línea a Independencia, 01 de línea a Socabaya y 01 celda de Reactor de línea), 01 Reactor de 200 MVAR y demás sistemas complementarios de protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles, etc.. Dicho equipamiento deberá mantener los criterios de diseño del proyecto “Línea 500 kV Chilca – Marcona – Ocoña – Montalvo y Subestaciones” recientemente otorgado en concesión a Asa Iberoamérica.

Subestación Socabaya 500/220 kV

Comprende la construcción de una nueva subestación preparada para una configuración de interruptor y medio y comprenderá el siguiente equipamiento:

- a) Celdas:
 - 01 Celda de línea 500 kV (01 llegada de Marcona) que servirá a su vez como celda de transformación
 - 01 Celda de Reactor de Línea 500 kV
 - 01 Reactor de 200 MVAR
 - 04 Autotransformadores monofásicos de 200 MVA
 - 01 Celda de Transformación en 220 kV
 - 02 Celdas de enlace en 220 kV, incluye el enlace 220 kV a la Subestación Socabaya 220 kV.
- e) Sistemas complementarios: Protección, control, medición, comunicaciones, pórticos y barras, puesta a tierra, servicios auxiliares, obras civiles.

Ampliación de S.E. Socabaya 220 kV (existente)

Comprende la construcción de 02 celdas 220 kV en la subestación Socabaya existente de configuración doble barra y demás sistemas complementarios. Dicho equipamiento deberá mantener los criterios de diseño de la subestación existente.

3.2.5 Rutas de Línea

En figura N° 08 se adjunta un esquema preliminar de la ubicación de la ruta de línea que se desarrollará con mayor detalle cuando el proyecto se incluya como parte del Plan Vinculante al Plan de Transmisión.

3.2.6 Presupuesto

En el cuadro N° 05 se adjunta el costo estimado de implementación de la línea nueva incluida en el Plan Robusto (2020) bajo el criterio de confiabilidad N-1.

Fig. N° 08: Ubicación de la Ruta de Línea de Transmisión en 500 kV Independencia – Marcona – Socabaya



Cuadro N° 05: Resumen de Presupuesto Estimado LT 500 kV Independencia – Marcona – Socabaya y Subestaciones

Equipamiento	Parámetros			Costo (10 ⁶ USD \$)
	km	kV	10 ³ USD \$ / km	
LT Independencia - Marcona	270	500	273	73.7
LT Marcona - Socabaya	451	500	273	123.1
Compensación Marcona 200 MVAR			13	2.6
Compensación Socabaya 200 MVAR			13	2.6
SE Independencia 500 kV				
3 Celdas de Línea 500 kV			2,500	7.5
SE Marcona:				
2 Celdas de Línea 500 kV			2,500	5.0
SE Socabaya:				
1 Celda de Línea 500 kV			2,500	2.5
4 Autotransformadores 200 MVA			17	13.6
1 Celda de Transformación 220 kV			1,500	1.5
2 Celdas de Enlace 220 kV			1,500	3.0
Ampliación SE Socabaya 220 kV (existente):				
2 Celdas de Enlace			1,500	3.0
Obra Civil y otros (20%)				7.2
Total				245.4
Anualidad de la Inversión (12%, 30 años)				30.5
Anualidad O y M (3%)				7.4
Total Anual				37.8

3.2.7 Cronograma de Operación Comercial

La lista de proyectos incluidos en el Plan Robusto (2020) se definirán en el desarrollo de los futuros Planes de Transmisión, cuando éstos proyectos pasen a formar parte del Plan Vinculante. No obstante, en la Figura N° 09 se propone un cronograma preliminar que se inicia luego de aprobado el Plan de Transmisión correspondiente, con un tiempo estimado hasta la puesta en operación comercial de 43 meses.

3.2.8 Niveles de Cortocircuito

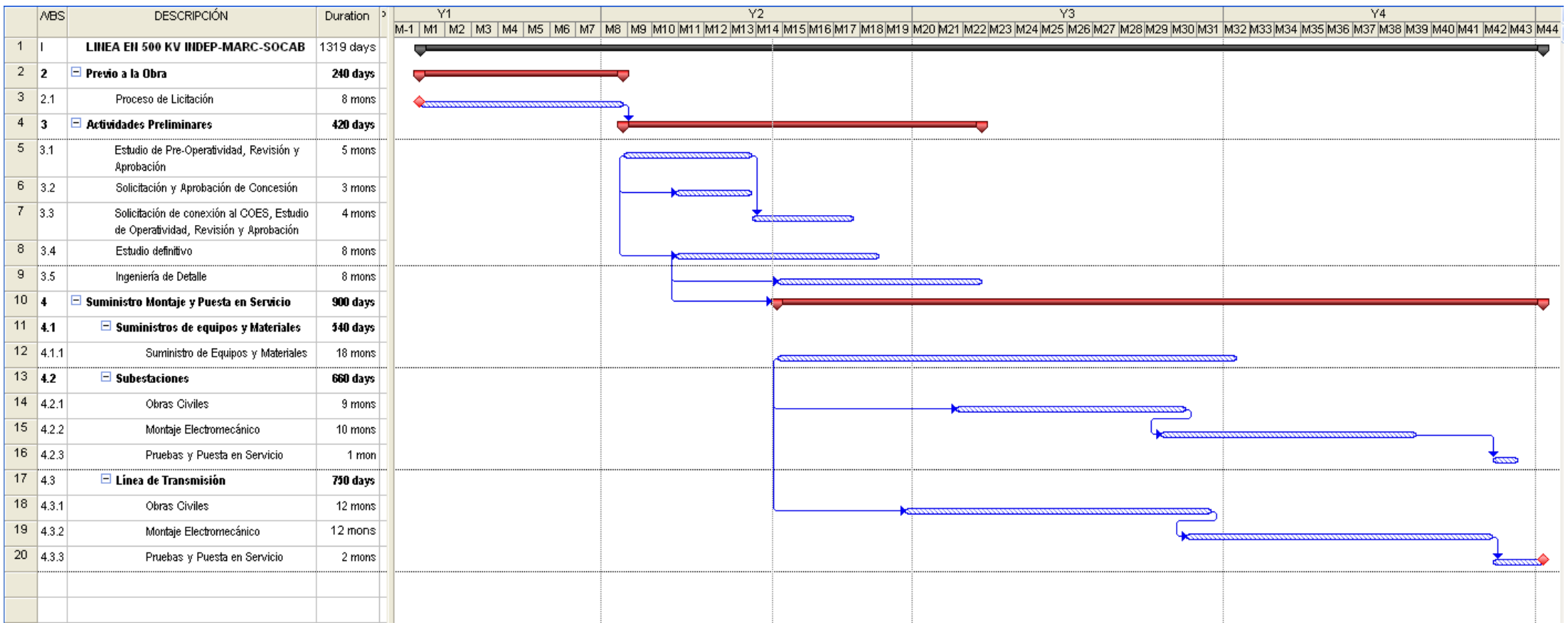
El análisis de cortocircuito fueron evaluados en los siguientes casos:

- Caso N° 01 : Año 2020, escenario Base (desarrollo de generación hidroeléctrica CH Inambari) sin exportación al Brasil.
- Caso N° 02 : Año 2020, escenario Base (desarrollo de generación hidroeléctrica CH Inambari y CH Paquizapango) con exportación al Brasil.
- Caso N° 03 : Año 2020, escenario Optimista (desarrollo de generación hidroeléctrica CH Inambari, CH Paquizapango, CH Mainique, CH Tambo 40 y CH Tambo 60) con exportación al Brasil.

Los resultados de éste análisis se consignan en la tabla 5.30 del Informe Final del Estudio del Primer Plan de Transmisión. Del cual los valores de cortocircuito a ser considerados en el equipamiento de los proyectos incluidos en el Plan Robusto (2020) serán:

- Nivel 220 kV : 31,5 kA (40 kA valor estandarizado)
- Nivel 500 kV : 40 kA, valor estandarizado

Fig. N° 09: Cronograma estimado de Puesta en Operación Comercial LT 500 kV Independencia – Marcona – Socabaya y Subestaciones



IV. ANTEPROYECTOS DEL PLAN VINCULANTE AÑO 2015

4.1 ANTEPROYECTOS DEL PLAN VINCULANTE 2015 – LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 220 KV MACHUPICCHU – QUENCORO – ONOCORA - TINTAYA Y AMPLIACIÓN DE SUBESTACIONES

El Proyecto “Línea en 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora y Ampliación de Subestaciones” corresponde a un proyecto del Plan Vinculante (año horizonte 2015) por lo que su Anteproyecto se ha desarrollado con un mayor grado de detalle.

A la fecha, aún no se ha definido la entrada en servicio de la C.H. Pucará, ni el proyecto del Plan Transitorio de Transmisión LT Onocora-Tintaya 220 kV y subestaciones, razón por el cual, el desarrollo del Anteproyecto, ha previsto incluir en su trazo de ruta de línea al tramo Onocora-Tintaya. Asimismo, el diseño previsto en el Anteproyecto cubre la repotenciación de la línea Onocora-Tintaya a 240 MVA, propuesta como parte del Plan Robusto 2020.

El Anteproyecto fue elaborado por la consultora PRICONSA, cuyo estudio contiene los siguientes volúmenes:

Volumen I :

- Memoria Descriptiva
- Especificaciones Técnicas de Equipos y Materiales
- Metrado y Presupuesto Referencial.

Volumen II

- Láminas y Planos

Estos volúmenes se encuentran en un expediente aparte.

Fecha	Rev.	Descripción	Elaboró	Revisó	Aprobó
26/07/10	1	Elaboración del Informe	ECT/AM/DC	RRA	RRA