



COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO NACIONAL

**INFORME**

**COES/DP-01-2016**

**“PROPUESTA DEFINITIVA DE ACTUALIZACIÓN DEL  
PLAN DE TRANSMISIÓN 2017 - 2026”**

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

#### **DESCARGO DE RESPONSABILIDAD**

Este estudio ha sido elaborado por el COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (COES-SINAC) en atención a las funciones de interés público asignadas en la “Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, aprobada por Ley N° 28832, y en cumplimiento de lo establecido en el “Reglamento de Transmisión”, aprobado por el Decreto Supremo N° 027-2007-EM (en adelante, RT), así como en los “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, aprobados por la Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM (en adelante, la Norma).

En el presente estudio se han considerado diversos escenarios de demanda, generación, transmisión, hidrología, precios de combustibles, etc., con el único objetivo de identificar los requerimientos de equipamiento de transmisión para un horizonte temporal de 10 años, y proponerlos al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación. En consecuencia, será de completa responsabilidad de cualquier interesado la utilización de la información que forma parte del estudio para fines diferentes al indicado. En cualquier caso, el COES recomienda que, de emplearse la información contenida en este documento, se haga sólo de manera referencial.

El COES no será responsable de ninguna pérdida sufrida por el uso de cualquier información incluida en este documento.

 <b>COES</b> <b>SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## ÍNDICE


<b>ÍNDICE.....</b>	<b>3</b>
<b>VOLUMEN I.....</b>	<b>20</b>
<b>1 RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>20</b>
<b>2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO DE PLANIFICACIÓN .....</b>	<b>37</b>
2.1 ANTECEDENTES.....	37
2.2 INTRODUCCIÓN AL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO.....	38
2.3 EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE TRANSMISIÓN DE 500 KV .....	39
2.4 ALCANCES.....	42
2.5 ENFOQUE INTEGRAL DE LA PLANIFICACIÓN .....	43
2.6 METODOLOGÍA.....	46
2.7 CRITERIOS.....	49
2.7.1 <i>Para el Diagnóstico y Propuesta de Planes.....</i>	<i>49</i>
2.7.2 <i>Para la Evaluación de los Planes.....</i>	<i>49</i>
2.7.3 <i>Para la Verificación del Plan .....</i>	<i>50</i>
<b>3 FUTUROS .....</b>	<b>51</b>
3.1 FUTUROS DE DEMANDA.....	51
3.1.1 <i>Zonas Eléctricas .....</i>	<i>51</i>
3.1.2 <i>Escenarios de proyección de demanda .....</i>	<i>51</i>
3.1.3 <i>Nudos de demanda.....</i>	<i>58</i>
3.1.4 <i>Demanda en barras .....</i>	<i>62</i>
3.2 FUTUROS DE OFERTA.....	62
3.2.1 <i>Incertidumbre de la oferta.....</i>	<i>62</i>
3.2.2 <i>Definición de Nudos de Oferta de Generación.....</i>	<i>64</i>
3.3 FUTUROS DE HIDROLOGÍA .....	67
3.4 FUTUROS DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES.....	68

 <b>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

3.5	FUTUROS DE COSTOS DE INVERSIÓN.....	70
3.6	EXPANSIÓN BASE DEL SEIN.....	70
3.7	ESCENARIOS BASE (NUDOS).....	77
<b>4</b>	<b>PLAN DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO .....</b>	<b>80</b>
4.1	INTRODUCCIÓN.....	80
4.2	ANÁLISIS DE CONGESTIONES Y PROPUESTAS DE OPCIONES Y PLANES .....	80
4.2.1	<i>Metodología .....</i>	80
4.2.2	<i>Problemas encontrados en el año 2026.....</i>	81
4.3	OPCIONES Y PLANES DE EXPANSIÓN .....	91
4.4	SIMULACIONES Y CÁLCULO DE ATRIBUTOS PARA NUDOS .....	103
4.5	DEFINICIÓN DE ESCENARIOS INTERMEDIOS E INTERPOLACIÓN DE SUS ATRIBUTOS.....	107
4.6	ANÁLISIS TRADE-OFF / RISK / MINIMAX.....	110
4.6.1	<i>Análisis de congestión y costos.....</i>	110
4.6.2	<i>Análisis de VPCT y VPPD .....</i>	111
4.6.3	<i>Análisis Trade-Off / Risk.....</i>	113
4.6.4	<i>Análisis MINIMAX .....</i>	114
4.7	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD N-1.....	116
4.8	VERIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO ELÉCTRICO DEL SEIN AL AÑO 2026. ....	120
4.8.1	<i>Criterios para la Verificación del Desempeño Eléctrico .....</i>	122
4.8.2	<i>Simulación en Estado Estacionario .....</i>	123
4.8.3	<i>Cálculo de Cortocircuito.....</i>	134
4.8.4	<i>Criterios Técnicos Complementarios.....</i>	135
4.8.5	<i>Evaluación de Alternativas de Planificación .....</i>	143
4.8.6	<i>Conclusiones de los Estudios Eléctricos.....</i>	161
4.9	DESCRIPCIÓN DE LOS PROYECTOS DEL PLAN DE TRANSMISIÓN ELEGIDO .....	161
4.9.1	<i>Proyectos en el Área Norte. ....</i>	162
4.9.2	<i>Proyectos en el Área Centro - Norte. ....</i>	162
4.9.3	<i>Proyectos en el Área Ancash-Huánuco-Ucayali .....</i>	164

 <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

4.9.4	<i>Proyectos en el Área Sierra – Costa Centro</i> .....	165
4.10	CONSOLIDADO DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2026. ....	165
<b>5</b>	<b>PLAN VINCULANTE PARA EL AÑO 2022</b> .....	<b>168</b>
5.1	INTRODUCCIÓN.....	168
5.2	ANÁLISIS DE CONGESTIONES, PROPUESTAS DE OPCIONES Y PLANES .....	169
5.3	OPCIONES Y PLANES DE EXPANSIÓN .....	174
5.4	SIMULACIONES Y CÁLCULO DE ATRIBUTOS PARA NUDOS .....	182
5.5	DEFINICIÓN DE ESCENARIOS INTERMEDIOS E INTERPOLACIÓN DE SUS ATRIBUTOS.....	183
5.6	ANÁLISIS TRADE-OFF / RISK / MINIMAX.....	184
5.6.1	<i>Análisis de congestión y costos</i> .....	185
5.6.2	<i>Análisis de VPCT y VPPD</i> .....	186
5.6.3	<i>Análisis Trade-Off / Risk</i> .....	187
5.6.4	<i>Análisis MINIMAX 2022</i> .....	187
5.7	ANÁLISIS DE CONFIABILIDAD N-1.....	189
5.8	VERIFICACIÓN DEL DESEMPEÑO ELÉCTRICO DEL SEIN AL AÑO 2022 .....	191
5.8.1	<i>Simulaciones en Estado Estacionario</i> .....	192
5.8.2	<i>Análisis de Contingencias</i> .....	204
5.8.3	<i>Cálculo de Cortocircuito</i> .....	218
5.8.4	<i>Estudios de Estabilidad</i> .....	219
5.9	PROPUESTA DE NUEVAS INSTALACIONES POR CRITERIOS DE SEGURIDAD, CALIDAD Y FIABILIDAD DEL SEIN (ARTÍCULO 14° DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN) .....	225
5.9.1	<i>Criterios</i> .....	226
5.9.2	<i>Esquema Especial de Protección del Área Norte del SEIN</i> .....	227
5.9.3	<i>Esquema Especial de Protección del Área Centro-Oriente del SEIN</i> .....	232
5.10	CONCLUSIONES DE LOS ESTUDIOS ELÉCTRICOS 2022.....	235
5.11	CONSOLIDADO DEL PLAN VINCULANTE 2022.....	237
5.12	FECHA REQUERIDA DE INGRESO DE LOS PROYECTOS DEL PLAN VINCULANTE HASTA EL 2022. ....	239
5.12.1	<i>Análisis de flujos de potencia en estado estacionario 2017 - 2020</i> .....	239

 <b>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

5.12.2	Análisis para la determinación de la fecha requerida de los Proyectos del Plan Vinculante hasta el 2022.....	240
<b>6</b>	<b>COMPROBACIÓN DE LA VALIDEZ DEL PLAN AL AÑO 2031 (QUINTO AÑO ADICIONAL AL HORIZONTE DEL ESTUDIO) .....</b>	<b>245</b>
6.1	ANÁLISIS DE CONGESTIÓN EN EL AÑO 2031.....	245
6.2	SUSTENTO DEL PLAN DE EXPANSIÓN .....	252
6.2.1	N-1.....	253
<b>7</b>	<b>VISIÓN DE LARGO PLAZO DE LA EVOLUCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN A 500 KV DEL SEIN</b>	<b>256</b>
<b>8</b>	<b>COORDINACIÓN DE LOS PROYECTOS DEL PLAN DE TRANSMISIÓN CON EL PLAN DE INVERSIONES</b>	<b>259</b>
8.1	ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA DE LIMA .....	259
8.2	ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA DE PIURA.....	268
8.3	ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA DE PUCALLPA .....	269
8.4	ANÁLISIS DE LA PROBLEMÁTICA DE TUMBES.....	273
<b>9</b>	<b>INTERCONEXIONES INTERNACIONALES.....</b>	<b>274</b>
9.1	GENERAL .....	274
9.2	INTEGRACIÓN REGIONAL: SINEA .....	276
9.3	INTERCONEXIÓN PERÚ – ECUADOR.....	279
9.4	INTERCONEXIÓN PERÚ – COLOMBIA .....	285
9.5	INTERCONEXIÓN PERÚ – BRASIL.....	286
9.6	INTERCONEXIÓN PERÚ – BOLIVIA .....	287
9.7	INTERCONEXIÓN PERÚ – CHILE .....	289
<b>10</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>295</b>
	<b>VOLUMEN II.....</b>	<b>1</b>
	<b>ANEXOS .....</b>	<b>1</b>
<b>A.</b>	<b>RM 129-2009-MEM/DM .....</b>	<b>1</b>
<b>B.</b>	<b>INFORMACIÓN UTILIZADA.....</b>	<b>1</b>
<b>C.</b>	<b>FUTUROS DE DEMANDA .....</b>	<b>1</b>

 <b>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

<b>D.</b>	<b>FUTUROS DE OFERTA.....</b>	<b>1</b>
<b>E.</b>	<b>FUTUROS DE COMBUSTIBLES.....</b>	<b>1</b>
<b>F.</b>	<b>ESTIMACIÓN DE COSTOS DE LAS OPCIONES.....</b>	<b>1</b>
<b>G.</b>	<b>CÁLCULO DE ATRIBUTOS.....</b>	<b>1</b>
<b>H.</b>	<b>ANÁLISIS DE OPCIONES INDIVIDUALES DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2024 .....</b>	<b>1</b>
<b>I.</b>	<b>RESULTADOS DEL ANALISIS ELECTRICO DEL AÑO 2026. ....</b>	<b>1</b>
<b>J.</b>	<b>RESULTADOS DEL ANALISIS DE MARGENES DE CARGA 2022-2026. ....</b>	<b>1</b>
<b>K.</b>	<b>ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCIÓN DEL NORTE Y ORIENTE. ....</b>	<b>1</b>
<b>L.</b>	<b>RESULTADOS DEL ANALISIS ELECTRICO DEL AÑO 2022 .....</b>	<b>1</b>
<b>M.</b>	<b>FECHA REQUERIDA DE INGRESO DE LOS PROYECTOS DEL PLAN VINCULANTE HASTA EL 2022 .....</b>	<b>1</b>
<b>N.</b>	<b>RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS DE .....</b>	<b>1</b>
<b>O.</b>	<b>RESPUESTA A COMENTARIOS Y PROPUESTAS DEL INFORME DE DIAGNOSTICO DE CONDICIONES OPERATIVAS DEL SEIN 2017-2026. ....</b>	<b>1</b>
	<b>VOLUMEN III.....</b>	<b>1</b>
	<b>ANTEPROYECTOS .....</b>	<b>1</b>

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Plan Vinculante.....	21
Tabla 1.2 Plan Vinculante con el año de ingreso requerido.....	24
Tabla 1.3 Plan de Largo Plazo.....	25
Tabla 3.1 Calculo de proyecciones del PBI 2015-2026 (Macroconsult) sin proyectos mineros.....	52
Tabla 3.2 Demanda de proyectos para el año 2026 de los 5 escenarios, en GWh. ....	53
Tabla 3.3 Demanda de proyectos del escenario Base para los años de análisis. ....	54
Tabla 3.4 Proyecciones por tipo de carga para cada uno de los escenarios de demanda.....	55
Tabla 3.5 Tasa media de crecimiento en potencia (MW) de la demanda total (periodo 2015-2026) .....	55
Tabla 3.6 Escenarios de demanda por zonas del SEIN, año 2026.....	56
Tabla 3.7 Proyección de la demanda en energía y potencia para el escenario base ..	57
Tabla 3.8 Demanda de Proyectos por zonas 2015 – 2026, escenario de demanda base .....	58
Tabla 3.9 Nudos de demanda año 2026 .....	59
Tabla 3.10 Nudos de demanda 2022 .....	60
Tabla 3.11 Desarrollo de proyectos en cada futuro de demanda 2026. ....	61
Tabla 3.12 Resumen de la Oferta por Grupos de Certidumbre. ....	63
Tabla 3.13 Nudos de Oferta-Demanda en MW, con proyectos de generación según evaluación, para los años 2022 y 2026.....	66
Tabla 3.14 Nudos de Oferta-Demanda en MW, priorizando proyectos de generación del área Centro, para los años 2022 y 2026. ....	66
Tabla 3.15 Nudos de Oferta-Demanda en MW, priorizando proyectos de generación del área Norte y Sur, para los años 2022 y 2026. ....	66
Tabla 3.16 Series hidrológicas propuestas para el PT 2017-2026 .....	68
Tabla 3.17 Cálculo de Factores de los Futuros de Combustibles.....	70
Tabla 3.18 Proyectos de transmisión del Plan Vinculante del PT 2015 – 2024. ....	71
Tabla 3.19 Proyectos en líneas de transmisión que conforman el sistema de transmisión base.....	72
Tabla 3.20 Proyectos de generación para el periodo 2016 – 2020.....	75
Tabla 3.21 Proyección de demanda.....	77
Tabla 4.1 Área Norte, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación.....	81
Tabla 4.2 Área Norte, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.....	82
Tabla 4.3 Área Cajamarca, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación.....	82




 <b>COES</b> <b>SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Tabla 4.4 Área Cajamarca, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.....	83
Tabla 4.5 Área Ancash-Huánuco-Ucayali, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación. ....	83
Tabla 4.6 Área Ancash-Huánuco-Ucayali, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro. ....	84
Tabla 4.7 Área Lima Metropolitana, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación. ....	84
Tabla 4.8 Área Lima Metropolitana, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro. ....	85
Tabla 4.9 Área Sierra Costa - Centro, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación. ....	85
Tabla 4.10 Área Sierra Costa - Centro, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro. ....	86
Tabla 4.11 Área Centro - Sur, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación. ....	87
Tabla 4.12 Área Centro - Sur, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro. ....	87
Tabla 4.13 Área Puno, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación. ....	87
Tabla 4.14 Área Puno, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro. ....	88
Tabla 4.15 Área Machu Picchu, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación. ....	88
Tabla 4.16 Machu Picchu, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro. ....	89
Tabla 4.17 Área Tacna, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación. ....	89
Tabla 4.18 Tacna, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro. ....	89
Tabla 4.19 Área Sur Medio, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación. ....	90
Tabla 4.20 Área Sur Medio, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro. ....	90
Tabla 4.21 Área para abastecimiento de Lima, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación. ....	90
Tabla 4.22 Área para abastecimiento de Lima, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro. ....	91
Tabla 4.23 Listado de proyectos del Plan 2026 A y sus costos. ....	95
Tabla 4.24 Listado de proyectos del Plan 2026 B y sus costos. ....	98
Tabla 4.25 Listado de proyectos del Plan 2024 C y sus costos. ....	101
Tabla 4.26 Futuros de oferta (Nudos), Año 2026. ....	103

 <b>COES</b> <b>SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Tabla 4.27 Muestra de Atributos para el año 2026, para el Plan A.....	107
Tabla 4.28 Robustez de cada Plan, 2026. ....	114
Tabla 4.29 Máximos arrepentimientos, 2026. ....	114
Tabla 4.30 Resumen análisis MINIMAX, año 2026. ....	115
Tabla 4.31 Plan elegido para el año 2026 por la metodología Trade-Off / Risk MINIMAX (Más adelante se incluirán proyectos por el criterio N-1 y por análisis eléctricos) .....	116
Tabla 4.32 Suma de Demanda y Oferta de los proyectos candidatos, 2026. ....	118
Tabla 4.33 Costo (M\$) de cada proyecto, 2026. ....	118
Tabla 4.34 Beneficio N-1/Costo (W/\$), 2026.....	118
Tabla 4.35 Capacidad en MW con y sin proyecto, 2026. ....	118
Tabla 4.36 TTC y Flujos Máximos en MW para cada Nudo, 2026.....	119
Tabla 4.37 Tercer Criterio N-1, 2026.....	119
Tabla 4.38 Cuarto Criterio N-1, 2026. ....	119
Tabla 4.39 Resultado Análisis N-1, 2026. ....	119
Tabla 4.40 Líneas justificadas por el criterio N-1, Año 2026.....	120
Tabla 4.41 Plan de Transmisión 2026.....	166
Tabla 5.1 Área Norte, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación.....	169
Tabla 5.2 Área Cajamarca, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación.....	169
Tabla 5.3 Área Ancash – Huánuco - Ucayali, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación. ....	170
Tabla 5.4 Área Lima Metropolitana, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación. ....	170
Tabla 5.5 Área Sierra Costa - Centro, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación. ....	171
Tabla 5.6 Área Centro - Sur, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación.....	171
Tabla 5.7 Área Sur - Este, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación.....	172
Tabla 5.8 Área Machu Picchu, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro. ....	172
Tabla 5.9 Área Tacna, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.....	173
Tabla 5.10 Área Sur Medio, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.....	173
Tabla 5.11 Listado de proyectos del Plan 2022 A-A y sus costos. ....	174
Tabla 5.12 Listado de proyectos del Plan 2022 A-B y sus costos. ....	176
Tabla 5.13 Listado de proyectos del Plan 2022 A-C y sus costos. ....	178

 <b>COES</b> <b>SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Tabla 5.14 Listado de proyectos del Plan 2022 A-D y sus costos. ....	180
Tabla 5.15 Futuros de oferta (Nudos), Año 2022. ....	182
Tabla 5.16 Muestra de Atributos para el año 2022, para el Plan B.....	183
Tabla 5.17 Robustez de cada Plan, 2022. ....	187
Tabla 5.18 Máximos Arrepentimientos, 2022. ....	188
Tabla 5.19 Resumen Análisis MINIMAX, 2020.....	188
Tabla 5.20 Plan elegido para el año 2022 por la metodología Trade-Off / Risk MINIMAX (Más adelante se incluirán proyectos por el criterio N-1 y por análisis eléctricos) .....	189
Tabla 5.21 Suma de Demanda y Oferta de las opciones de transmisión al 2022.....	189
Tabla 5.22 Costo (M\$) de cada proyecto, 2022. ....	190
Tabla 5.23 Beneficio N-1/Costo (W/\$), 2022.....	190
Tabla 5.24 Capacidad en MW con y sin proyecto, 2022. ....	190
Tabla 5.25 TTC y Flujos Máximos en MW para cada Nudo, 2022.....	190
Tabla 5.26 Tercer Criterio N-1, 2022.....	190
Tabla 5.27 Cuarto Criterio N-1, 2022. ....	191
Tabla 5.28 Resultado Análisis N-1, 2022. ....	191
Tabla 5.29 Líneas justificadas por N-1, Año 2022.....	191
Tabla 5.30 Resultados de las Simulaciones de Estabilidad Transitoria 2022 para Verificación de los Esquemas Especiales del Área Norte y Centro-Oriente. ....	222
Tabla 5.31 Resultados de las Simulaciones de Estabilidad Transitoria 2022 para Verificación del Esquema Especial del Área Norte. ....	224
Tabla 5.32 Resultados del Esquema Especial de Protección del Área Norte (2019). ....	231
Tabla 5.33 Resultados simulados del Esquema de Protección del Área Centro-Oriente para el 2019.....	234
Tabla 5.34 Plan Vinculante 2022. ....	237
Tabla 5.35 Resultados para la determinación de la fecha de ingreso del Esquemas Especiales de Protección del Norte .....	241
Tabla 5.36 Resultados para la determinación de la fecha de ingreso de los Esquemas Especiales de Protección del Centro-Oriente.....	241
Tabla 5.37 Proyectos Vinculantes y fecha de ingreso requerida .....	244
Tabla 6.1 Escenarios Base (Nudos), 2031.....	246
Tabla 6.2 Congestionamientos Área Norte.....	246
Tabla 6.3 Congestionamientos Área Cajamarca.....	247
Tabla 6.4 Congestionamientos Área Ancash – Huánuco – Ucayali. ....	247
Tabla 6.5 Congestionamientos Área Sierra - Costa – Centro. ....	248
Tabla 6.6 Congestionamientos Área Lima Metropolitana.....	249
Tabla 6.7 Congestionamientos Área Centro – Sur.....	249

 <b>COES</b> <b>SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Tabla 6.8 Congestionamientos Área Puno. ....	250
Tabla 6.9 Congestionamientos Área Machu Picchu. ....	250
Tabla 6.10 Congestionamientos Área Moquegua - Tacna. ....	251
Tabla 6.11 Congestionamientos Área Sur Medio. ....	251
Tabla 6.12 Congestionamientos Redes para Abastecer la Demanda de Lima. ....	252
Tabla 6.13 Robustez de cada Plan, 2031. ....	252
Tabla 6.14 Opciones justificadas por N-1 para el 2026. ....	253
Tabla 6.15 Suma de Demanda y Oferta asociadas a las opciones por criterio N-1, año 2031. ....	253
Tabla 6.16 Costo (M\$) de cada proyecto, 2031. ....	253
Tabla 6.17 Beneficio N-1/Costo (W/\$), 2031. ....	253
Tabla 6.18 Capacidad en MW con y sin proyecto, 2031. ....	254
Tabla 6.19 TTC y Flujos Máximos, 2031. ....	254
Tabla 6.20 Tercer Criterio N-1, 2031. ....	254
Tabla 6.21 Cuarto Criterio N-1, 2031. ....	254
Tabla 6.22 Resultado Análisis N-1, 2031. ....	255
Tabla 8.1 Diagnóstico: Flujos asociados las redes para abastecer la demanda de Lima Metropolitana. ....	260
Tabla 8.2 Resumen de resultados para la selección de las topologías de Lima – sin Derivación en la SE Planicie 220 kV. ....	261
Tabla 8.3 Resumen de resultados para la selección de las topologías de Lima – con Derivación en la SE Planicie 220 kV. ....	262
Tabla 8.4 Resumen de resultados para la selección de las topologías de Lima, 2022. ....	266
Tabla 8.5 Diagnóstico: Flujos asociados las redes para abastecer la demanda de Lima. ....	267
Tabla 8.6 Análisis Económico del Proyecto LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa, EACR y Ampliaciones Asociadas (cifras en millones de US\$). ....	272
Tabla 9.1 Alternativas de Interconexión Factibles Económicamente en el Ámbito Bilateral. ....	277
Tabla 9.2 Alternativas de interconexión factibles económicamente en un ámbito regional. ....	278
Tabla 10.1 Plan Vinculante. ....	295
Tabla 10.2 Plan Vinculante con el año de ingreso requerido. ....	299
Tabla 10.3 Plan de Largo Plazo. ....	300

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Proyectos del Área Norte. ....	22
Figura 1.2 Esquema Especial de Protección del Área Norte. ....	22
Figura 1.3 Esquema Especial de Protección del Área Centro-Oriente. ....	23
Figura 1.4 Proyectos del Área Pucallpa. ....	24
Figura 1.5 Plan de Largo Plazo. ....	26
Figura 1.6 Proyectos del Área Centro-Norte. ....	27
Figura 1.7 Proyectos del Área Centro. ....	27
Figura 1.8 Visión de Largo Plazo de la Evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV. ....	28
Figura 1.9 Esquema de la Interconexión Ecuador – Perú 500 kV. ....	29
Figura 1.10 Esquema de interconexión Perú - Ecuador. ....	30
Figura 1.11 Esquema de configuraciones de interconexión. ....	32
Figura 1.12 Configuración de la Red de Lima recomendada. ....	33
Figura 1.13 Alternativa de ubicación de la SE Piura 500 kV. ....	34
Figura 1.14 Esquema unifilar de la zona Pucallpa. ....	35
Figura 1.15 Esquema unifilar de la zona Tumbes. ....	36
Figura 2.1 Cronograma de elaboración del Plan de Transmisión. ....	38
Figura 2.2 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al año 2015. ....	39
Figura 2.3 Plan Transitorio de Transmisión, al año 2013. ....	40
Figura 2.4 Plan Transitorio de Transmisión, al año 2014. ....	40
Figura 2.5 Plan Transitorio de Transmisión, Plan de Transmisión 2011 – 2020, Plan de Transmisión 2013 – 2022, al año 2018. ....	41
Figura 2.6 Plan Transitorio de Transmisión, Plan de Transmisión 2011 – 2020, Plan de Transmisión 2013 – 2022 y Plan de Transmisión 2015 – 2024, al año 2020. ....	42
Figura 2.7 Alcances del Plan de Transmisión. ....	43
Figura 2.8 Futuros de Demanda. ....	44
Figura 2.9 El problema central de la planificación de la expansión de la transmisión en el Perú (Fuente: MINEM. Elaboración: propia.) ....	45
Figura 2.10 Esquema general del proceso de planificación. ....	47
Figura 2.11 Proceso de planificación. ....	48
Figura 3.1 Escenarios de las proyecciones de demanda en MW (Tasa de crecimiento en potencia). ....	56
Figura 3.2 Crecimiento de Demanda. ....	57
Figura 3.3 Demanda de Proyectos por zona 2015 – 2026, escenario de demanda base. ....	58
Figura 3.4 Tasas de crecimiento de los Nudos de demanda 1, 2, 3 y 4. ....	59
Figura 3.5 Tasas de crecimiento de los Nudos de demanda 1, 2, 3 y 4. ....	60


 <p><b>COES</b> <b>SINAC</b> COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</p>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del</b> <b>Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Figura 3.6 Series hidrológicas propuestas para el PT 2017-2026. ....	68
Figura 3.7 Proyectos de líneas de transmisión.....	73
Figura 3.8 Incremento de potencia en el SEIN por tipo de proyectos.....	76
Figura 3.9 Incremento de potencia en el SEIN por zonas. ....	76
Figura 3.10 Escenarios Base (Nudos) .....	79
Figura 4.1 Diagrama unifilar Plan A, Área Mantaro - Lima. ....	94
Figura 4.2 Diagrama unifilar Plan A, Área Centro. ....	94
Figura 4.3 Diagrama unifilar Plan A, Área Norte. ....	95
Figura 4.4 Plan de Transmisión 2026 A. ....	96
Figura 4.5 Diagrama unifilar Plan B, Área Mantaro - Lima. ....	97
Figura 4.6 Diagrama unifilar Plan B, Área Norte. ....	98
Figura 4.7 Plan de Transmisión 2026 B. ....	99
Figura 4.8 Diagrama unifilar Plan C, Área Mantaro - Lima. ....	100
Figura 4.9 Diagrama unifilar Plan C, Área Norte. ....	101
Figura 4.10 Plan de Transmisión C.....	102
Figura 4.11 Demanda C vs Demanda NS, Año 2026.....	108
Figura 4.12 Generación NS vs Demanda NS , Año 2026.....	108
Figura 4.13 Generación NS vs Demanda C , Año 2026.....	108
Figura 4.14 Generación NS vs Generación C, Año 2026.....	109
Figura 4.15 Incertidumbres Consideradas en la Interpolación.....	109
Figura 4.16 HDN y MFI para el año 2026.....	110
Figura 4.17 HDN y MFI para un solo Futuro (Futuro 5913). ....	111
Figura 4.18 VPPD (Costo Marginal Centro) y VPCT, 2026. ....	112
Figura 4.19 VPPD (Costo Marginal Norte) y VPCT, 2026. ....	112
Figura 4.20 VPPD (Costo Marginal Sur) y VPCT, 2026. ....	113
Figura 4.21 Análisis MINIMAX, 2026. ....	115
Figura 4.22 Tensiones en barras de 500 kV en p.u. (1 de 2).....	123
Figura 4.23 Tensiones en barras de 500 kV en p.u. (2 de 2).....	124
Figura 4.24 Tensiones en barras de 220 kV en p.u. (1 de 3).....	124
Figura 4.25 Tensiones en barras de 220 kV en p.u. (2 de 3).....	125
Figura 4.26 Tensiones en barras de 220 kV en p.u. (3 de 3).....	125
Figura 4.27 Tensiones en barras de 138 kV en p.u. (1 de 2).....	126
Figura 4.28 Tensiones en barras de 138 kV en p.u. (2 de 2).....	126
Figura 4.29 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV (1 de 2). ....	127
Figura 4.30 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV (2 de 2). ....	128
Figura 4.31 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (1 de 6). ....	128


	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Figura 4.32 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (2 de 6). .....	129
Figura 4.33 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (3 de 6). .....	129
Figura 4.34 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (4 de 6). .....	130
Figura 4.35 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (5 de 6). .....	130
Figura 4.36 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (6 de 6). .....	131
Figura 4.37 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 138 kV (1 de 2). .....	131
Figura 4.38 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 138 kV (2 de 2). .....	132
Figura 4.39 Potencia reactiva en SVCs (1 de 2). .....	133
Figura 4.40 Potencia reactiva en SVCs (2 de 2). .....	133
Figura 4.41 Máximas Corrientes de Cortocircuito en Barras del Área Centro del SEIN. ....	134
Figura 4.42 Máximas Corrientes de Cortocircuito en Barras del Norte y Sur del SEIN. ....	135
Figura 4.43 Curvas P-V y punto de máxima carga (PMC).....	137
Figura 4.44 Representación del margen de carga en las curvas P-V y límite de transmisión definido por criterio de seguridad del PMC. ....	138
Figura 4.45 Representación del margen de carga en las curvas P-V y límite de transmisión definido por mínima tensión. ....	139
Figura 4.46 Representación de los márgenes de carga en las curvas P-V y límites de transmisión para las condiciones <i>N</i> y <i>N-k</i> . ....	140
Figura 4.47 Análisis de márgenes de carga, área Norte, condición <i>N</i> .....	146
Figura 4.48 Análisis de márgenes de carga, área Norte, condición <i>N-1</i> (1).....	147
Figura 4.49 Análisis de márgenes de carga, área Norte, condición <i>N-1</i> (2).....	148
Figura 4.50 Análisis de márgenes de carga, área Nor-Oriente, condición <i>N</i> .....	151
Figura 4.51 Análisis de márgenes de carga, área Nor-Oriente, condición <i>N-1</i> .....	152
Figura 4.52 Análisis de márgenes de carga, área Independencia, condición <i>N</i> .....	154
Figura 4.53 Análisis de márgenes de carga, área Independencia, condición <i>N-2</i> .....	155
Figura 4.54 Análisis de márgenes de carga, área Pucallpa, condición <i>N</i> .....	157
Figura 4.55 Análisis de márgenes de carga, área Sur, condición <i>N</i> .....	159
Figura 4.56 Análisis de márgenes de carga, área Sur, condición <i>N-1</i> .....	160
Figura 4.57 Proyectos Área Norte.....	162
Figura 4.58 Proyectos Área Centro-Norte.....	163
Figura 4.59 Proyectos Área Ancash-Huánuco-Ucayali.....	164
Figura 4.60 Proyectos Área Sierra – Costa Centro .....	165
Figura 4.61 Plan de Transmisión 2026. ....	167
Figura 5.1 Plan de Vinculante 2022 A-A .....	175
Figura 5.2 Plan Vinculante 2022 A-B. ....	177
Figura 5.3 Plan Vinculante 2022 A-C.....	179


 <b>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Figura 5.4 Plan Vinculante 2022 A-D.....	181
Figura 5.5 Demanda C vs Demanda NS, Año 2022.....	184
Figura 5.6 Generación NS vs Demanda NS, Año 2022.....	184
Figura 5.7 Generación NS vs Demanda C, Año 2022.....	184
Figura 5.8 Generación NS vs Generación C, Año 2022.....	184
Figura 5.9 HDN y MFI para el año 2022.....	185
Figura 5.10 VPPD (Costo Marginal Centro) y VPCT, 2022. ....	186
Figura 5.11 VPPD (Costo Marginal Norte) y VPCT, 2022. ....	186
Figura 5.12 VPPD (Costo Marginal Sur) y VPCT, 2022. ....	187
Figura 5.13 Análisis MINIMAX, 2020. ....	188
Figura 5.14 Tensiones en barras de 500 kV en p.u (1 de 2).....	193
Figura 5.15 Tensiones en barras de 500 kV en p.u. (2 de 2).....	193
Figura 5.16 Tensiones en barras de 220 kV en p.u. (1 de 3).....	194
Figura 5.17 Tensiones en barras de 220 kV en p.u. (2 de 3).....	194
Figura 5.18 Tensiones en barras de 220 kV en p.u. (3 de 3).....	195
Figura 5.19 Tensiones en barras de 138 kV en p.u. (1 de 2).....	195
Figura 5.20 Tensiones en barras de 138 kV en p.u. (2 de 2).....	196
Figura 5.21 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV (1 de 2). ....	197
Figura 5.22 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV (2 de 2). ....	198
Figura 5.23 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (1 de 6). ....	198
Figura 5.24 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (2 de 6). ....	199
Figura 5.25 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (3 de 6). ....	199
Figura 5.26 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (4 de 6). ....	200
Figura 5.27 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (5 de 6). ....	200
Figura 5.28 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (6 de 6). ....	201
Figura 5.29 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 138 kV (1 de 2). ....	201
Figura 5.30 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 138 kV (2 de 2). ....	202
Figura 5.31 Potencia reactiva en SVCs (1 de 2). ....	203
Figura 5.32 Potencia reactiva en SVCs (2 de 2). ....	203
Figura 5.33 Contingencia LT Piura – Pariñas 220 kV F/S, tensiones en barras de 500 kV en p.u. ....	204
Figura 5.34 Contingencia LT Piura – Pariñas 220 kV F/S, tensiones en barras de 220 kV en p.u. ....	205
Figura 5.35 Contingencia LT Piura – Pariñas 220 kV F/S,, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV. ....	205
Figura 5.36 Contingencia LT Piura – Pariñas 220 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV. ....	206



 <b>COES</b> <b>SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Figura 5.37 Contingencia LT Piura – Pariñas 220 kV F/S, potencia reactiva en los EACR. ....	206
Figura 5.38 Contingencia LT Cajamarca – Trujillo 220 kV F/S, tensiones en barras de 220 kV en p.u.....	207
Figura 5.39 Contingencia LT Cajamarca – Trujillo 220 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (1 de 2).....	208
Figura 5.40 Contingencia LT Cajamarca – Trujillo 220 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (2 de 2).....	208
Figura 5.41 Contingencia LT Cajamarca – Trujillo 220 kV F/S, potencia reactiva en EACR. ....	209
Figura 5.42 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, tensiones en barras de 500 kV en p.u. ....	210
Figura 5.43 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, tensiones en barras de 220 kV en p.u. ....	210
Figura 5.44 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV. ....	211
Figura 5.45 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (1 de 2).....	211
Figura 5.46 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (2 de 2).....	212
Figura 5.47 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, potencia reactiva en SVCs (1 de 2).....	212
Figura 5.48 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, potencia reactiva en SVCs (2 de 2).....	213
Figura 5.49 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, tensiones en barras de 500 kV en p.u.....	214
Figura 5.50 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, tensiones en barras de 220 kV en p.u.....	214
Figura 5.51 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, tensiones en barras de 138 kV en p.u.....	215
Figura 5.52 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV.....	215
Figura 5.53 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV.....	216
Figura 5.54 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 138 kV.....	216
Figura 5.55 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, potencia reactiva en SVCs. ....	217
Figura 5.56 Máximas Corrientes de Cortocircuito en Barras del Área Centro del SEIN. ....	218
Figura 5.57 Máximas Corrientes de Cortocircuito en Barras del Norte y Sur del SEIN. ....	219

 <b>COES</b> <b>SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Figura 5.58 Resultados de simulaciones dinámicas para la falla trifásica en el segundo circuito de la LT 220 kV Tingo María – Aguaytía con salida definitiva del circuito en 100 ms.....	220
Figura 5.59 Resultados de simulaciones dinámicas para la falla trifásica en el segundo circuito de la LT 220 kV Pariñas - Tumbes con salida definitiva del circuito en 100 ms. ....	221
Figura 5.60 Esquema Especial de Protección del Área Norte, para el 2017. ....	228
Figura 5.61 Esquema Especial de Protección del Área Norte, para el 2022. ....	229
Figura 5.62 Esquema Especial de Protección del Área Centro-Oriente. ....	233
Figura 5.63 Plan Vinculante 2022. ....	238
Figura 5.64 Tensiones asociadas al Proyecto Vinculante de la LT La Niña – Piura 500 kV y un EACR en la SE Piura 500 kV .....	242
Figura 5.65 Flujos asociados al Proyecto Vinculante de la LT La Niña – Piura 500 kV y un EACR en la SE Piura 500 kV .....	243
Figura 5.66 Tensiones asociadas al ingreso del Proyecto Vinculante de la LT Pariñas – Nueva Tumbes 220 kV .....	244
Figura 7.1 Visión de Largo Plazo de la Evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV.....	258
Figura 8.1 Unifilar al 2022.....	260
Figura 8.2 Topología 2 sin derivación en la SE Planicie 220 kV.....	262
Figura 8.3 Topología 3 sin derivación en la SE Planicie 220 kV.....	263
Figura 8.4 Topología 4 sin derivación en la SE Planicie 220 kV.....	263
Figura 8.5 Topología 5 sin derivación en la SE Planicie 220 kV.....	264
Figura 8.6 Análisis de márgenes de carga y comparación de topologías en zona Lima, área Centro, condición N .....	265
Figura 8.7 Configuración de redes de Lima recomendada.....	267
Figura 8.8 Alternativa de ubicación de la SE Piura 500 kV.....	269
Figura 8.9 Esquema unifilar de la zona Pucallpa. ....	271
Figura 8.10 Esquema unifilar de la zona Tumbes. ....	273
Figura 9.1 Posibles Interconexiones Eléctricas Internacionales del Perú. ....	276
Figura 9.2 Distribución de Costos de Inversión y Beneficios Operativos (2º línea La Niña - Daule) .....	279
Figura 9.3 Enlace de Interconexión Perú – Ecuador Existente.....	280
Figura 9.4 Despachos de centrales hidroeléctricas de Ecuador y Perú.....	281
Figura 9.5 Esquema de la Interconexión Ecuador – Perú 500 kV .....	282
Figura 9.6 Esquema de la Interconexión Ecuador – Perú 500 kV .....	282
Figura 9.7 Potencial de Intercambio de Energía entre Ecuador y Perú. ....	284
Figura 9.8 Esquema de interconexión Perú - Ecuador .....	285
Figura 9.9 Configuración de Enlaces de Interconexión Perú - Brasil.....	287

 <b>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Figura 9.10 Posible Interconexión Perú – Bolivia .....	289
Figura 9.11 Posible Interconexión Perú – Chile. ....	291
Figura 9.12 Interconexión Perú - Chile.....	293
Figura 9.13 Esquema de configuraciones de interconexión. ....	293
Figura 10.1 Plan Vinculante. ....	296
Figura 10.2 Proyectos del Área Norte. ....	297
Figura 10.3 Esquema Especial de Protección del Área Norte. ....	297
Figura 10.4 Esquema Especial de Protección del Área Centro-Oriente. ....	298
Figura 10.5 Proyectos del Área Pucallpa. ....	298
Figura 10.6 Plan de Largo Plazo.....	301
Figura 10.7 Proyectos del Área Centro-Norte. ....	302
Figura 10.8 Visión de Largo Plazo de la Evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV. ....	304
Figura 10.9 Esquema de la Interconexión Ecuador – Perú 500 kV. ....	305
Figura 10.10 Esquema de interconexión Perú – Ecuador. ....	307
Figura 10.11 Esquema de configuraciones de interconexión. ....	309
Figura 10.12 Configuración de la Red de Lima recomendanda.....	310
Figura 10.13 Alternativa de ubicación de la SE Piura 500 kV.....	311
Figura 10.14 Esquema unifilar de la zona Pucallpa. ....	312
Figura 10.15 Esquema unifilar de la zona Tumbes. ....	313

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## VOLUMEN I

### 1 Resumen Ejecutivo

La Actualización del Plan de Transmisión 2017 – 2026 (PT) es elaborada por el COES como parte de las funciones de interés público que le fueron asignadas por la Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832). Asimismo, en el desarrollo del presente estudio se ha cumplido con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, D.S. N° 027-2007-EM (RT), así como los “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, R.M. N° 129-2009-MEM/DM (la Norma).

El estudio para la formulación del PT es de periodicidad bienal, y tiene como objetivo la identificación de los requerimientos de equipamiento de transmisión del SEIN, que sirven a la demanda y a la generación, para un horizonte de 10 años. En el estudio del PT se consideran diversos escenarios de crecimiento de la demanda, expansión de la generación y otras incertidumbres.

En el presente informe se exponen los resultados del estudio de Actualización del Plan de Transmisión correspondiente al período 2017 – 2026.

El PT tiene dos productos principales, el Plan Vinculante y el Plan de Transmisión de Largo Plazo. El Plan Vinculante es el aquel conformado por proyectos cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del periodo de vigencia del PT, es decir entre los años 2017 y 2018. El Plan de Transmisión de Largo Plazo incluye los proyectos no vinculantes, los cuales serán revisados en futuras actualizaciones del Plan.

El presente informe está compuesto por tres volúmenes:

- Volumen I: Corresponde al cuerpo principal del informe del PT, que comprende el Resumen Ejecutivo, el proceso de planificación, premisas, datos, cálculos, análisis, resultados y conclusiones del estudio.
- Volumen II: Que comprende los anexos al Informe, en los cuales se presenta información detallada de los datos, cálculos, análisis y resultados del estudio. En este volumen se incluyen también los archivos electrónicos de ingreso y salida de datos de los modelos utilizados (MODPLAN, DigSilent Power Factory y TOR)

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

- Volumen III: Que comprende los anteproyectos del Plan Vinculante 2022 y del Plan de Transmisión 2026 propuestos en el informe, en los cuales se presenta la ingeniería conceptual de cada uno de ellos.

El estudio considera tasas de crecimiento anual promedio de demanda en el horizonte de 10 años que pueden variar entre 4,6 y 7,5 % para escenarios muy pesimista, pesimista, base, optimista y muy optimista, con lo que la demanda anual del SEIN para el año 2026 podría alcanzar hasta 99 600 GWh (13 300 MW), alrededor del doble de la demanda actual; también considera diversos escenarios de diferentes tasas de crecimiento de la demanda entre zonas. Además, se considera diversas estructuras de oferta de generación con diferentes hipótesis de participación térmica y renovable, entre 40 y 60%, y priorización de zonas. Las variaciones en estas dos variables, junto con las variaciones en la hidrología, costos de combustibles y costos de inversión, condujeron a la definición de casi 100 000 escenarios de evaluación para los dos años analizados: 2022 y 2026.

### **Plan Vinculante de Obras de Transmisión que deberán concluirse antes del año 2022**

Como resultado del proceso, se concluye que el Plan Vinculante para el año 2022 es el que se muestra en el cuadro y en las figuras siguientes:

<b>Plan Vinculante</b>
<b>Esquemas Especiales de Protección</b>
Norte del SEIN (**)
Centro-Oriente del SEIN (**)
<b>Proyecto Enlace 220 kV Pariñas - Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas: (segunda terna) (*)</b>
<b>Proyecto Enlace 220 kV Tingo Maria - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (segunda terna) (*)</b>
<b>Proyecto Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
LT 500 kV La Niña - Piura (*)
SE Piura 500/220 kV (*)
EACR 500 kV Piura (*)(**)

(\*) Sustentado por el criterio N-1 de la Norma

(\*\*) Sustentado por análisis eléctricos y del análisis por el Art. 14 del Reglamento de Transmisión.

## **Costo de Inversión 142 Millones U\$S**

Tabla 1.1 Plan Vinculante.

En el Plan Vinculante se destaca el importante reforzamiento de la transmisión en la zona Norte del país mediante la implementación de la línea en 500 kV La Niña – Piura,

la cual permitirá ampliar la capacidad de suministro de electricidad a la zona de Piura, dado el crecimiento que se espera en la zona. Al respecto, se recomienda que el proyecto vinculante “Línea de Transmisión 500 kV La Niña – Frontera”, aprobado en el Plan de Transmisión 2013 – 2022, se adecúe como complemento del proyecto propuesto en el presente Plan, como línea de Transmisión 500 kV Piura – Frontera.



Figura 1.1 Proyectos del Área Norte.

La línea de 220 kV de Pariñas – Tumbes brindará confiabilidad en el suministro de electricidad a la zona de Tumbes.

Esquema Especial de protección del Norte del SEIN.

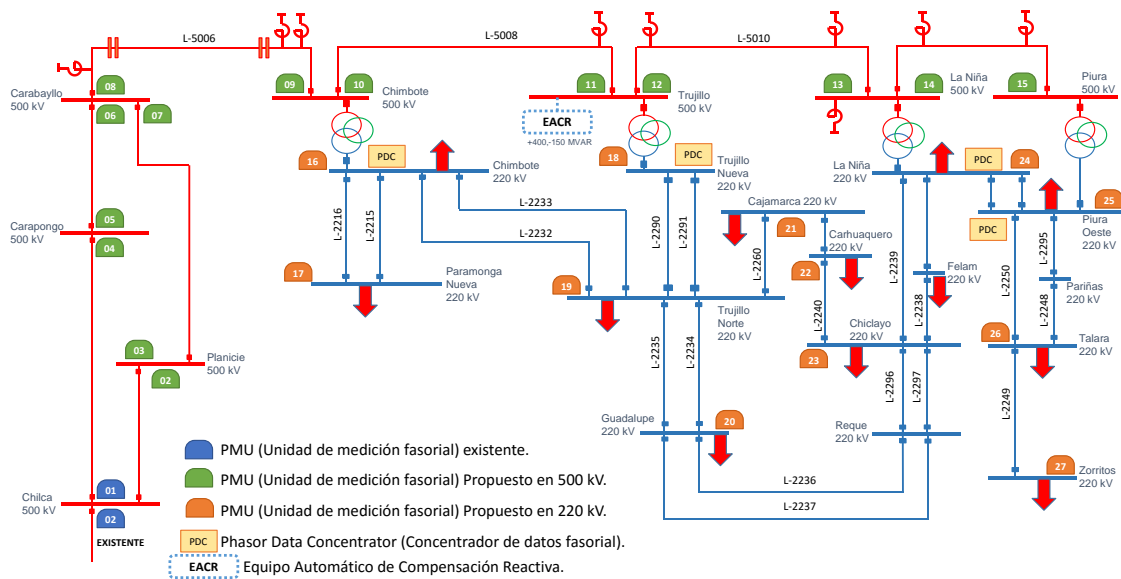


Figura 1.2 Esquema Especial de Protección del Área Norte.

El Esquema Especial de Protección (EPP) del área Norte, asegurará la estabilidad de la operación del sistema especialmente ante salidas intempestivas de líneas de 500 kV, cuando se mantenga una configuración de un enlace de 500 kV redundante con las líneas de 220 kV, usará la tecnología de sincrofasores y tendrá comunicación con equipos similares a los existentes.

Esquema Especial de protección del Centro-Oriente del SEIN.

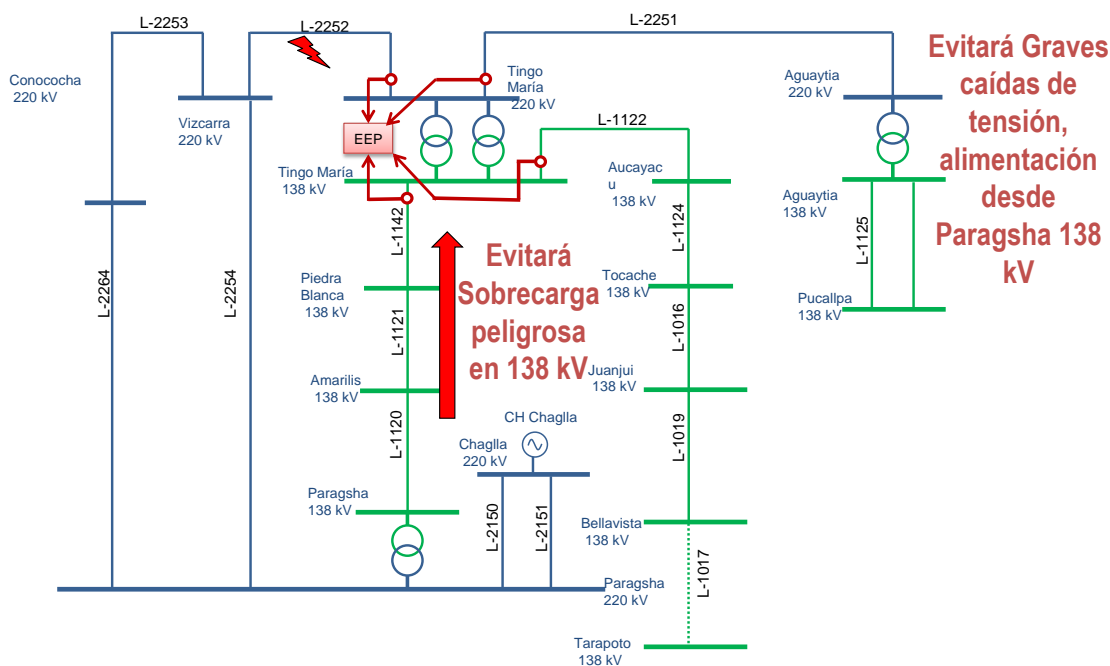


Figura 1.3 Esquema Especial de Protección del Área Centro-Oriente.

El EEP Centro-Oriente, asegurará la conservación de la estabilidad y la operación del eje Tingo María – Aguaytía - Pucallpa ante la salida de la LT Tingo María – Vizcarra 220 kV, hasta el ingreso de la nueva subestación Huánuco 500 kV, prevista en el PT 2015-2024.

La segunda terna de la LT 220 kV Tingo María – Aguaytía, permite dar confiabilidad a la zona de Aguaytía y Pucallpa. Este proyecto implicará la construcción de una nueva subestación en Tingo María, a la que se pueda conectar la nueva línea de 220 kV, dada las limitaciones de la actual subestación. Asimismo, esta nueva subestación deberá estar preparada para la posterior implementación de transformación en el ámbito del Plan de Inversiones de Transmisión, de manera que permita el desarrollo de la subtransmisión de la zona.

**Proyectos Área Pucallpa**

- LT 220 kV Tingo María - Aguaytía (2da terna)

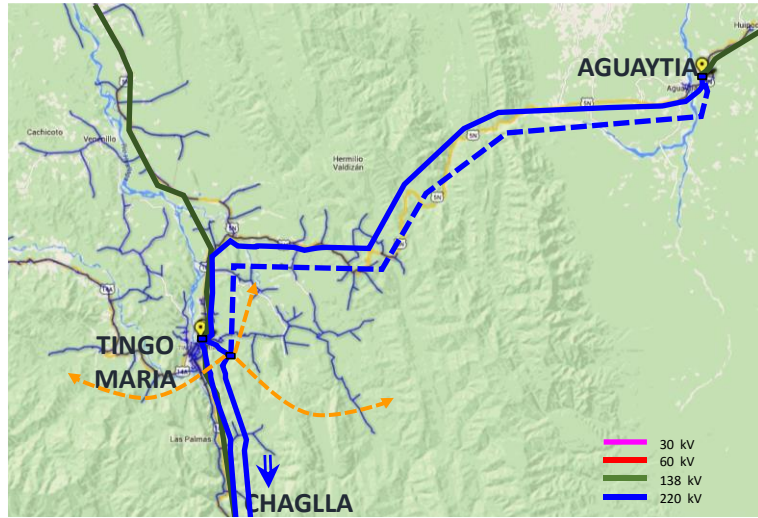


Figura 1.4 Proyectos del Área Pucallpa.

El enlace la Niña – Piura 500 kV y sus subestaciones asociadas y los esquemas especiales de protección propuestos permitirán contar con margen de transmisión para la atención del crecimiento demanda y la conexión de nuevos proyectos de generación, a la vez que asegura la operación del sistema.

<b>Plan Vinculante</b>	<b>Año Requerido</b>
<b>Esquemas Especiales de Protección</b>	
Norte del SEIN	2017
Centro-Oriente del SEIN	2017
<b>Proyecto Enlace 220 kV Pariñas - Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas: (segunda terna)</b>	<b>2020</b>
<b>Proyecto Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (segunda terna)</b>	<b>2022</b>
<b>Proyecto Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>	
LT 500 kV La Niña - Piura	2018
SE Piura 500/220 kV	2018
EACR 500 kV Piura	2018

Tabla 1.2 Plan Vinculante con el año de ingreso requerido.



### Plan de Transmisión de Largo Plazo

El estudio concluye que el Plan de Transmisión cuyas obras deberán estar en servicio antes del año 2026, es el que se muestra en el cuadro y gráficos siguientes:

<b>Plan de Transmisión de Largo Plazo</b>
<b>Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
SE 500 kV Tocache
SE 500/220 kV Celendín
LT Nueva Huánuco - Tocache 500 kV.
LT Tocache - Celendín 500 kV.
LT Celendín - Trujillo 500 kV.
LT Cajamarca - Celendín 220 kV (doble terna).
<b>Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco -Paramonga, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
LT Nueva Huánuco - Paramonga 500 kV.
SE 500 kV Paramonga
<b>Proyecto Nueva SE Independencia 500/220 kV, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
SE 500/220 kV Independencia
<b>Proyecto Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
LT 220 kV Aguaytía - Pucallpa (**)(***)
SE Pucallpa 220/138 kV (**)(***)
EACR 220 kV Pucallpa (**)(***)
<b>Otros Proyectos en 500 kV:</b>
Ampliación 500/220kV en SE Carapongo (segundo transformador)
<b>Otros Proyectos en 220 kV:</b>
LT Cajamarca - Caclic - Moyobamba 220 kV (segunda terna) (*)
EACR 220 kV Moyobamba
Repotenciación a 250 MVA LT 220 kV Mantaro - Huayucachi
(*) Sustentado por el criterio N-1 de la Norma
(**) Sustentado por análisis eléctricos.
(***) Sustento económico

## Costo de Inversión 608 Millones U\$S

Nota: Los proyectos vinculantes de la Tabla 1.1, también son parte del PT de Largo Plazo.

Tabla 1.3 Plan de Largo Plazo.

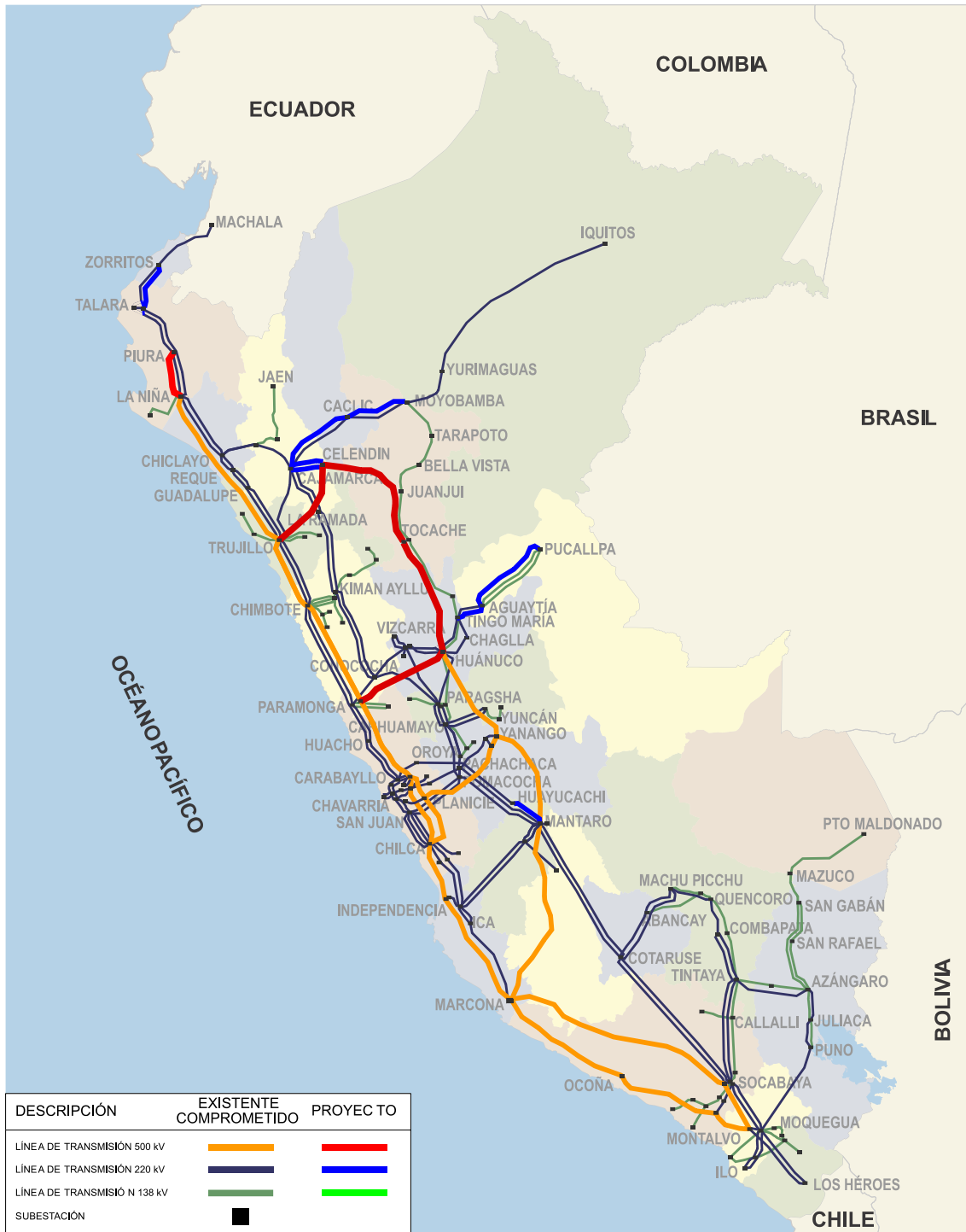


Figura 1.5 Plan de Largo Plazo.

En el Plan de Transmisión para el año 2026 se destaca la expansión del sistema de 500 kV: L.T. Huánuco – Tocache – Celendín – Trujillo y LT Huánuco - Paramonga, que se muestran en la siguiente figura:

- Proyectos Área Centro-Norte**
- LT 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo
  - LT 500 kV Huánuco-Paramonga



Figura 1.6 Proyectos del Área Centro-Norte.

Estas líneas permitirán la atención de la demanda de la zona de Cajamarca y la conexión de proyectos de generación de la cuenca del río Marañón. Asimismo, estas líneas incrementarán la confiabilidad del sistema nacional, mediante la provisión de nuevos anillos en 500 kV. Estas líneas forman parte del segundo eje longitudinal del esquema de transmisión troncal de 500 kV del SEIN.

El Plan de Largo plazo también incorpora la SE Independencia 500/220 kV la cual se muestra en la siguiente figura:

- Proyectos Área Centro**
- SE Independencia 500/220 kV



Figura 1.7 Proyectos del Área Centro.

Conforme a lo indicado en la Norma, se ha hecho una comprobación del Plan de Transmisión al quinto año adicional del horizonte del estudio, es decir al año 2031, verificándose que los proyectos del Plan se mantienen como soluciones consistentes en el tiempo.

En el estudio también se presenta una Visión de Largo Plazo de la Evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV del SEIN (Ver Figura 1.8). En ella se plantea una estructura de transmisión troncal con dos ejes longitudinales: uno por la costa y otro por la selva alta, que brindarán confiabilidad y capacidad al SEIN para un adecuado abastecimiento de la demanda y facilidades para la conexión de nueva oferta de generación, ofreciendo además una plataforma de transmisión sólida y suficiente como para proyectar las interconexiones internacionales plenas a 500 kV hacia el eje Ecuador – Colombia, Brasil, Chile y Bolivia.



Figura 1.8 Visión de Largo Plazo de la Evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV.

### Interconexiones Internacionales

En cuanto a Interconexiones Internacionales, la Interconexión con Ecuador es la que tiene mayor grado de avance, dado que ya se tiene un acuerdo a nivel de gobierno para la construcción y puesta en marcha de una nueva interconexión eléctrica en un nivel de voltaje de 500 kV. Asimismo, ya se han realizado estudios conjuntos en los que se ha evaluado las posibilidades de intercambio de energía y se ha definido el esquema en 500 kV de la interconexión, el cual se muestra en la figura siguiente:



Fuente: Anteproyecto Preliminar Interconexión Perú – Ecuador 500 kV (Leme Engenharia, 2016)

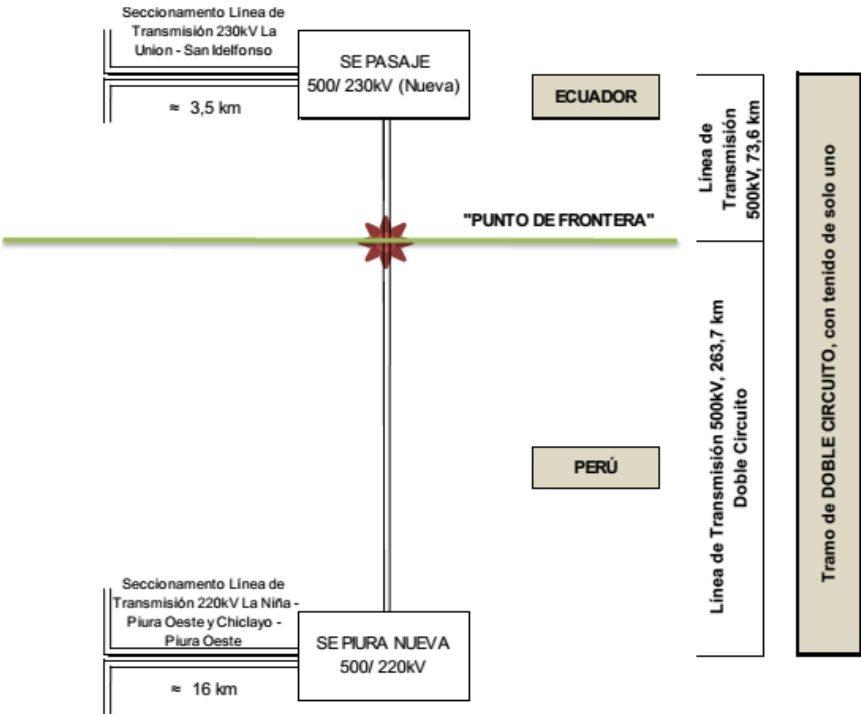
Figura 1.9 Esquema de la Interconexión Ecuador – Perú 500 kV.

Como se puede ver en la figura, la interconexión con Ecuador comprende la línea de transmisión Chorrillos – Pasaje – Piura – La Niña, con una longitud de 587 km y un solo circuito (primera etapa). Cabe indicar que mediante RM N° 583-2012-MEM/DM el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Plan de Transmisión 2013 – 2022, incluyendo

como proyecto vinculante la Línea de Transmisión en 500 kV La Niña – Frontera, la cual formará parte de la interconexión mencionada.


En Ecuador se encuentran en construcción nuevas centrales hidroeléctricas por más de 2 750 MW, con entrada en servicio prevista por los años 2016 - 2017. Asimismo, en el Perú se encuentran en construcción grandes centrales de generación hidroeléctricas y duales (diésel-gas) por más de 2 200 MW, las cuales también entrarán en servicio hasta el año 2017, y más adelante existe potencial de desarrollo de las grandes centrales hidroeléctricas del norte (Veracruz, Chadín y Río Grande que sumarian 2000 MW). Estos desarrollos se ven potenciados por la complementariedad hidrológica entre las cuencas de ambos países.

El grupo de trabajo Ecuador - Perú, realizó los estudios energéticos, eléctricos y económicos de la interconexión, además de los términos de referencia para la elaboración del anteproyecto, los cuales sirvieron de base para que las autoridades sectoriales de Ecuador y Perú, con la participación del BID, contrataran una empresa consultora para este fin. Actualmente el anteproyecto se encuentra culminando, contándose con una propuesta de trazo de ruta de la línea, ubicación de las subestaciones Piura Nueva (Perú) y Pasaje (Ecuador) y definición del punto de cruce en la frontera común. En la figura siguiente se muestra el esquema unifilar de la interconexión.



Fuente: Anteproyecto Preliminar Interconexión Perú – Ecuador 500 kV (Leme Engenharia, 2016)

Figura 1.10 Esquema de interconexión Perú - Ecuador

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Por otro lado, los Grupos de Trabajo Binacionales, han avanzado en los procesos para el establecimiento de la regulación de los intercambios de energía y de la construcción de la línea de interconexión.

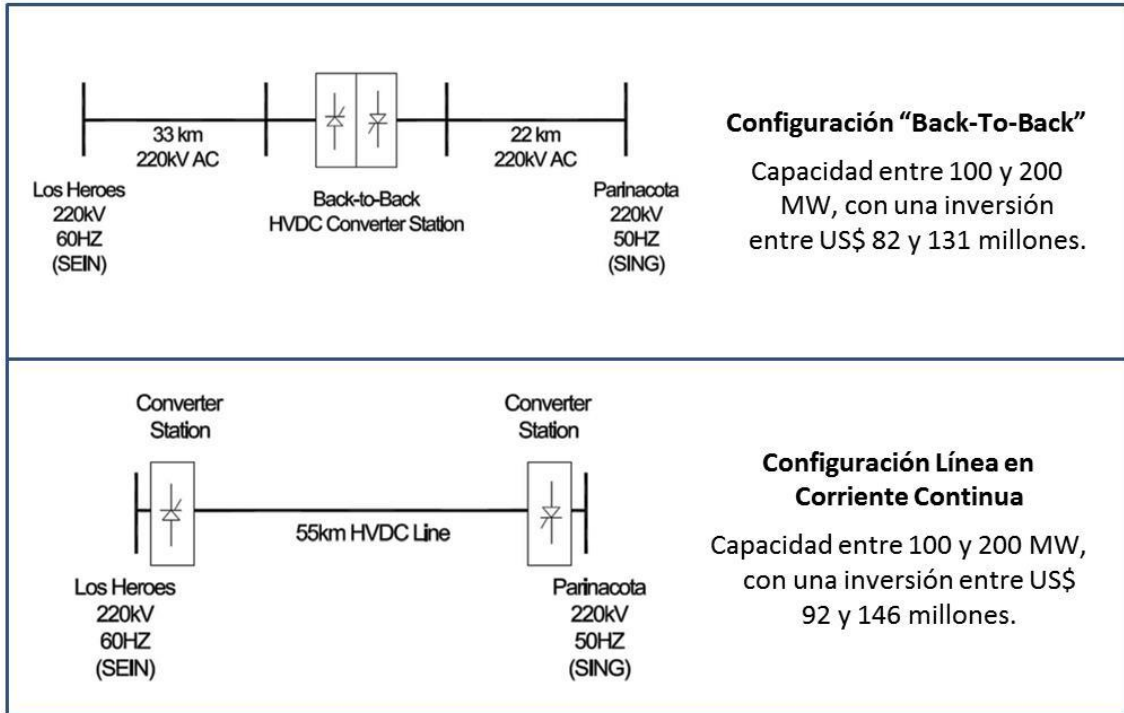
En cuanto a una posible interconexión eléctrica Perú – Brasil, esta fue planteada por las autoridades de ambos países en el año 2010 bajo los alcances de un Acuerdo de Suministro y Exportación de Electricidad, que consideraba el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos en la cuenca amazónica del Centro y el Sur del Perú, del orden de 6700 MW (grandes centrales del Oriente). Sin embargo este acuerdo no fue aprobado por el Congreso del Perú, y fue archivado en el año 2014.

Al margen de lo anterior, considerando la posibilidad de desarrollo de las grandes centrales del Oriente, en el presente Plan de Transmisión se presenta una configuración de transmisión de 500 kV para la conexión de las mencionadas centrales. Esta configuración tiene su origen en el estudio del Primer Plan de Transmisión, configuración que posteriormente fue modificada en el Plan de Transmisión 2013 – 2024, en el cual se reemplazó el enlace 500 kV Colectora Sur – Independencia por Colectora Sur – Marcona. En el presente PT se está añadiendo una nueva subestación Independencia 500/220 kV, que se constituye como un posible nuevo punto de conexión para las redes de 500 kV de conexión de las centrales mencionadas al SEIN, dependiendo de los proyectos de generación que se desarrollen.

Dentro del ámbito del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), se analizaron las posibles interconexiones de Perú con Chile y Bolivia. En el caso de Chile se plantearon dos opciones, una de menor magnitud entre el sur de Perú y Arica (en Chile Norte) mediante una conexión back-to-back de unos 150 MW de potencia máxima, de relativamente rápida realización, y otra de gran potencia, probablemente entre las subestaciones de Montalvo (en Perú) y Crucero (en el SING), condicionada a que se materialice previamente la interconexión entre los sistemas SIC y SING al interior de Chile.

Con base en las alternativas planteadas en el SINEA, el COES (Perú) y el Centro de Despacho de Carga del Sistema Norte Grande de Chile (CDEC-SING) llevaron a cabo un estudio que tuvo como objetivo desarrollar los análisis, a nivel de factibilidad y elaborar la ingeniería a nivel de licitación de concesión, del enlace 220 kV – Los Héroes (Tacna) – Parinacota (Arica). Esta interconexión, tendría una longitud de 55 km y una capacidad de transferencia de hasta 200 MW, y estaría en servicio a partir del

año 2020. Como resultado del estudio se plantearon dos arreglos conceptuales para la interconexión, los cuales se muestran a continuación, incluyendo sus montos de inversión y capacidades.



Fuente: Estudio COES / CDEC-SING

Figura 1.11 Esquema de configuraciones de interconexión.

El estudio concluyó que la solución más conveniente desde el punto de vista técnico y de costos es la configuración del enlace con una capacidad de 200 MW, con una inversión de US\$ 131 millones. El proyecto presenta una rentabilidad de 0,8 dólares por cada dólar invertido, con un estimado en ahorro neto de costos a valor presente de US\$ 104 millones respecto al caso de no realizar el proyecto.

**Coordinación de los Proyectos del Plan de Transmisión con el Plan de Inversiones**

***Zona de Lima***

El desarrollo de la transmisión en la zona de Lima con nuevas líneas en 500 kV, en paralelo con las líneas de 220 kV y 60 kV, que a su vez se encuentran anilladas, ocasiona sobrecargas y elevados niveles de corto circuito. Para evitar estos problemas se analizaron diversas configuraciones de transmisión, para finalmente seleccionar



una de ellas, que es la que se recomienda a continuación para su análisis y posible ejecución dentro del ámbito del correspondiente Plan de Inversiones:

- LT San Juan – Santa Rosa 220 kV (doble circuito) abierto.
- LT Santa Rosa – Chavarría 220 kV cerrado.
- Doble circuito de la LT Santa Rosa – Industriales 220 kV.

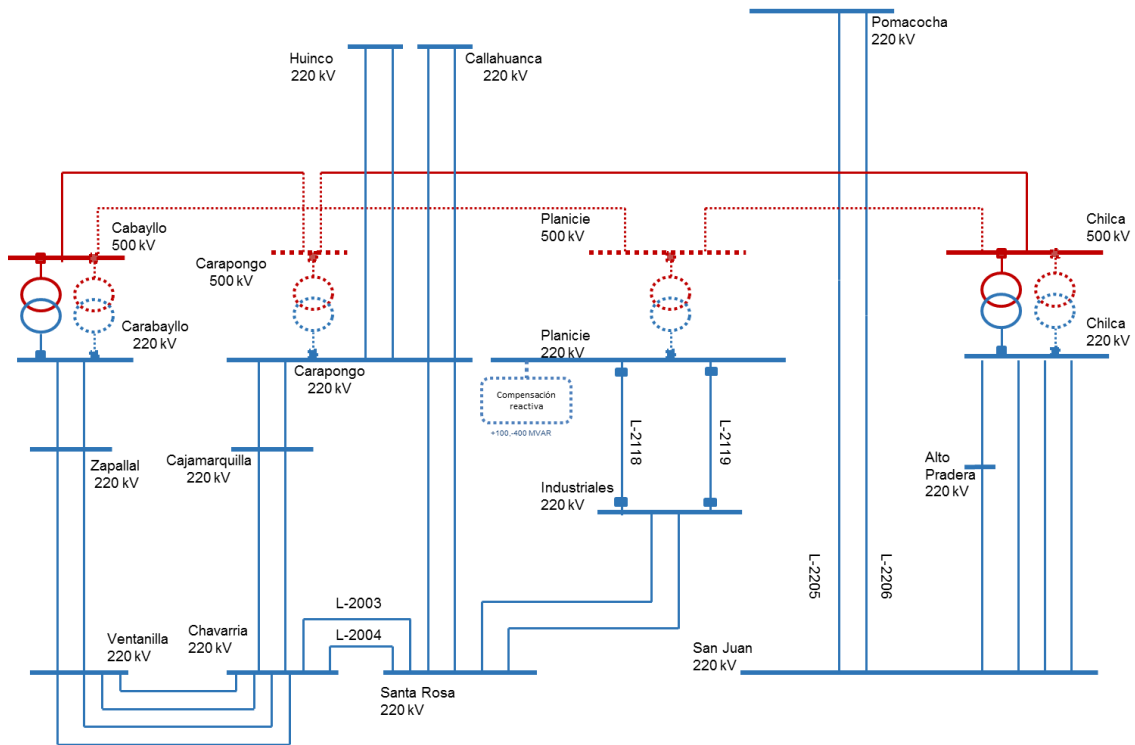


Figura 1.12 Configuración de la Red de Lima recomendada.

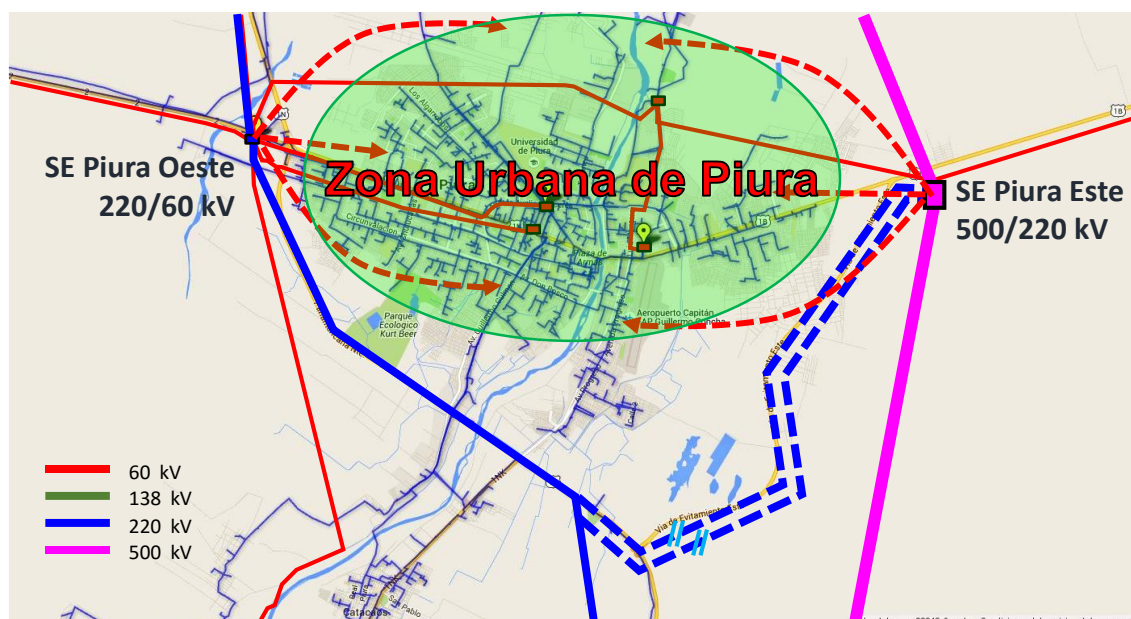
Se adopta esta configuración, considerando que provee un mayor margen de carga debido al aumento del mallado de la red de transmisión, sin transgredir las capacidades máximas de cortocircuito en las barras de dicha zona.

De otro lado existe un problema en cuanto a regulación de tensión, que podría ser solucionado con compensación reactiva a nivel de la carga o con nuevos enlaces que atiendan a los centros de demanda, todo ello deberá determinarse dentro del ámbito del Plan de Inversiones.

### **Zona de Piura**

Como parte del anteproyecto LT 500 kV La Niña – Frontera, COES definió la ubicación de la futura SE Piura 500/220 kV, de manera que esta facilite el desarrollo de la subtransmisión para atender la demanda de la zona. En ese sentido, se propuso que la nueva subestación Piura 500/220 kV, se ubique al Este de la ciudad de manera que la empresa de distribución pueda desarrollar su redes de 220 y 60 kV hacia la ciudad

(hacia el Oeste) y hacia el Norte, disminuyendo las dificultades que implican atravesar la ciudad. Esta ubicación se muestra en la figura siguiente:



Fuente: OSINERGMIN, elaboración propia

Figura 1.13 Alternativa de ubicación de la SE Piura 500 kV.

Como se puede observa en la figura, la nueva subestación Piura 500/220 kV se encuentra en una zona amplia, fuera del casco urbano, desde la cual se facilita el acceso de futuras LLTT de 220 kV para alimentación de Piura y proyectos de demanda de la zona. Además, se facilita la conexión en 220 kV con la SE Piura Oeste, y la línea de transmisión de 500 kV La Niña – Piura – Frontera, aprobada en un PT anterior, y las futuras líneas en 500 kV desde Celendín (Cajamarca) y segunda LT de 500 kV a la Frontera.

### **Zona de Pucallpa**

En cuanto a la problemática de Pucallpa, en el presente Plan de Transmisión se está proponiendo una nueva línea de 220 kV en el Plan de Largo Plazo (con ingreso antes del año 2026). Se propone que esta línea se implemente como una línea troncal, función adecuada para ese nivel de tensión, y que como sistema de subtransmisión se utilice una de las líneas de 138 kV para conectar las subestaciones previstas por Electroucayali. Un beneficio adicional de esta configuración sería la mejora de la confiabilidad del suministro a la zona, dado el respaldo que se brindarían ambos enlaces entre Aguaytía y Pucallpa. Este esquema es mostrado en la figura siguiente.

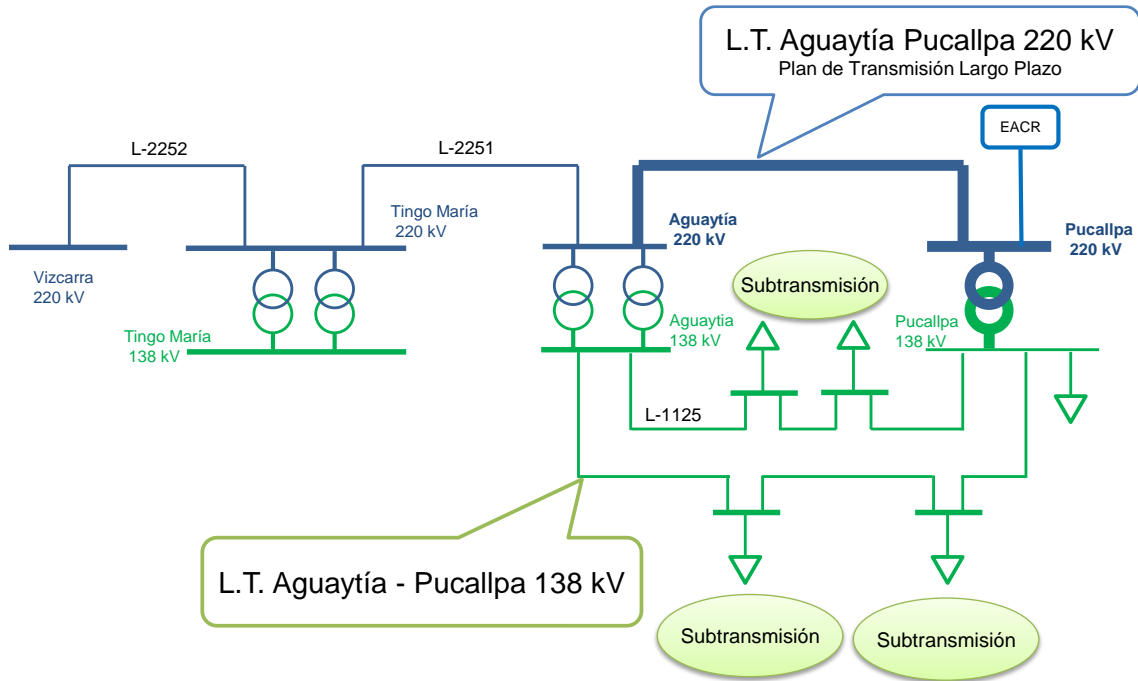
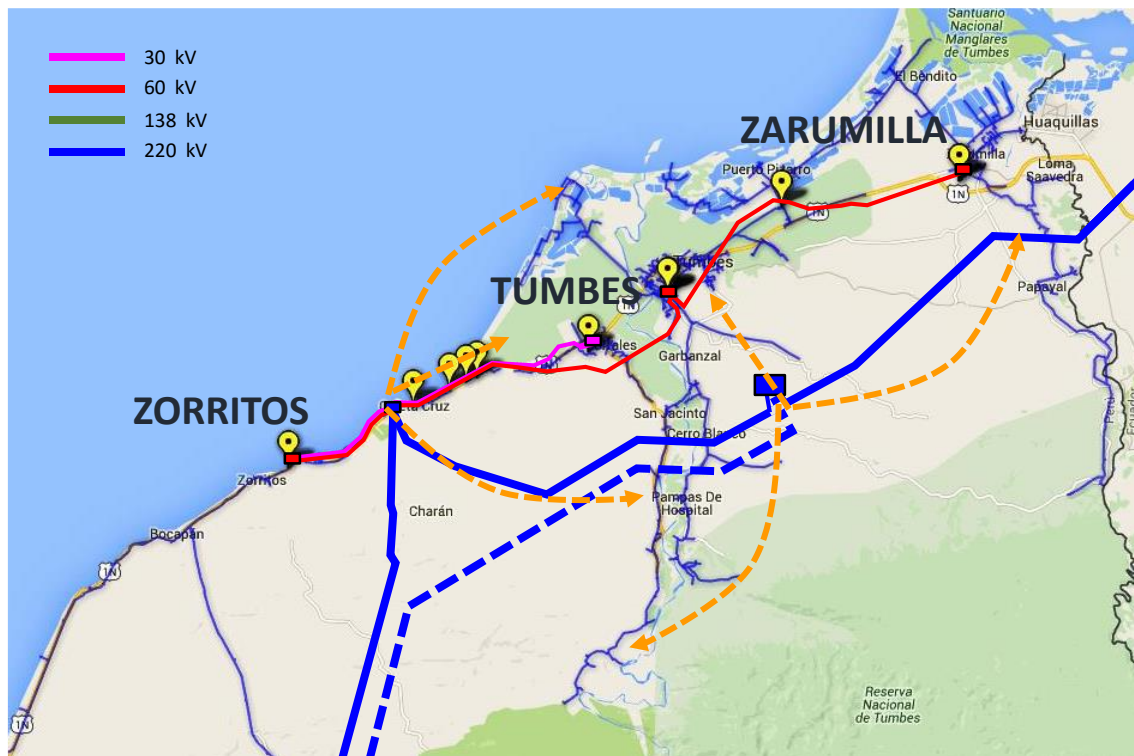


Figura 1.14 Esquema unifilar de la zona Pucallpa.

Asimismo se recomienda analizar en los siguientes Planes de Transmisión la inclusión como proyecto vinculante de la LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa, ahora incluido en el Plan de Largo Plazo.

**Zona de Tumbes**

Como parte del anteproyecto LT 220 kV Pariñas – Tumbes (Zarumilla), se definirá la ubicación de la futura SE Tumbes 220 kV, de manera que esta facilite el desarrollo de la subtransmisión para atender la demanda de la zona, tal como se muestra en la figura siguiente:



Fuente: OSINERGMIN, elaboración propia

Figura 1.15 Esquema unifilar de la zona Tumbes.

### **Conclusiones y Recomendaciones**

El estudio realizado concluye en una propuesta de actualización del Plan de Transmisión 2017-2026 que comprende un Plan Vinculante y un Plan de Transmisión de Largo Plazo.

Se recomienda llevar a cabo la implementación de los proyectos del Plan Vinculante, pues será necesario que se encuentren en servicio para antes del año 2022.

Asimismo, se recomienda dar celeridad a la ejecución de los Planes Vinculantes de los Planes de Transmisión aprobados anteriormente, pues estos son la base sobre la que se desarrollan la expansión de los nuevos planes de transmisión, a fin de lograr oportunamente los beneficios de ampliación de capacidad y mayor confiabilidad de suministro que el PT ofrece.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## 2 Descripción del Proceso de Planificación

### 2.1 Antecedentes

En la Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley 28832, se estableció que el desarrollo del Sistema Garantizado de Transmisión se realiza conforme al Plan de Transmisión (PT), y está conformado por aquellas instalaciones cuya construcción y concesión sea el resultado de un proceso de licitación pública. Asimismo, se indica que se consideran como instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión aquellas que son parte del PT cuya construcción sea resultado de la iniciativa propia de uno o varios Agentes.

La actualización del Plan de Transmisión es elaborada por el COES como parte de las funciones de interés público que le fueron asignadas por la Ley de Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley 28832). Asimismo, en su elaboración se han seguido las indicaciones establecidas en el Reglamento de Transmisión, D.S. N° 027-2007-EM, así como el documento de “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión, R.M. N° 129-2009-MEM/DM.

El PT es un estudio de periodicidad bienal, que tiene como objetivo la identificación de los requerimientos de equipamiento de transmisión para un horizonte de 10 años, en este caso el periodo 2017-2026. En la elaboración del PT se han considerado diversos escenarios de crecimiento de la demanda y la expansión de la generación.

El presente estudio es la Propuesta Preliminar de Actualización de Plan de Transmisión, y seguirá con el proceso de revisión que se detalla en el cronograma adjunto, hasta su aprobación por el MINEM.

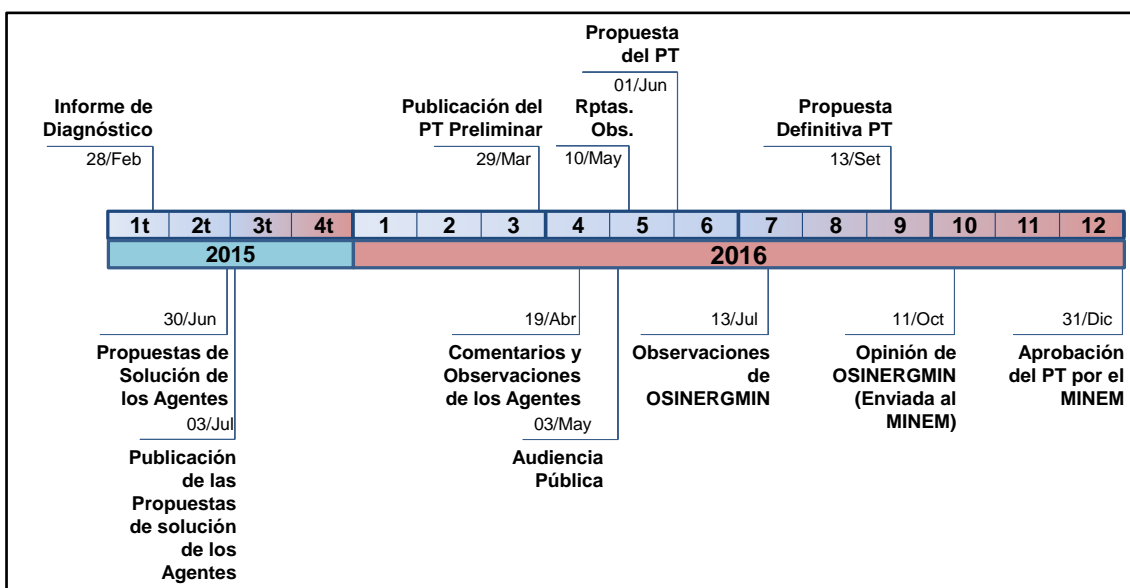


Figura 2.1 Cronograma de elaboración del Plan de Transmisión.

Al final del proceso, el PT aprobado contendrá una lista de Proyectos Vinculantes que serán licitados directamente por el MINEM o a través de PROINVERSION. Asimismo, existe la posibilidad de que los Agentes interesados en construir y operar alguna de las instalaciones comprendidas entre los Proyectos Vinculantes del PT, manifiesten su interés a la Dirección General de Electricidad (DGE) y soliciten la Concesión Definitiva de Transmisión correspondiente.

## 2.2 Introducción al Sector Eléctrico Peruano

El sector eléctrico peruano está formado por empresas de generación, transmisión, distribución y usuarios libres. La producción de energía es transportada por las redes de transmisión de alta tensión y luego de distribución, hasta llegar al consumidor final. Tales empresas conforman el Comité de Operación Económica del Sistema (COES), el cual tiene por funciones coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema; el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos; planificar el desarrollo de la transmisión del SEIN y administrar el Mercado de Corto Plazo.

La demanda de energía del año 2015 en el SEIN fue de 44 486 GWh con un crecimiento de 6,47 % con respecto al año anterior. La máxima demanda de potencia fue de 6 275 MW con un crecimiento del 9,36 % con respecto al año anterior. La

potencia efectiva de las unidades generadoras a diciembre del 2015 suma 9 582 MW. El 49,1 % corresponden a unidades hidroeléctricas y el 48,4 % corresponden a unidades térmicas, mientras que el saldo restante corresponde a unidades eólicas y solares. El SEIN cuenta además con cerca de 14 000 km de líneas de transmisión en 500 y 220 kV.

En resumen los datos relevantes del SEIN se muestran en la Figura 2.2

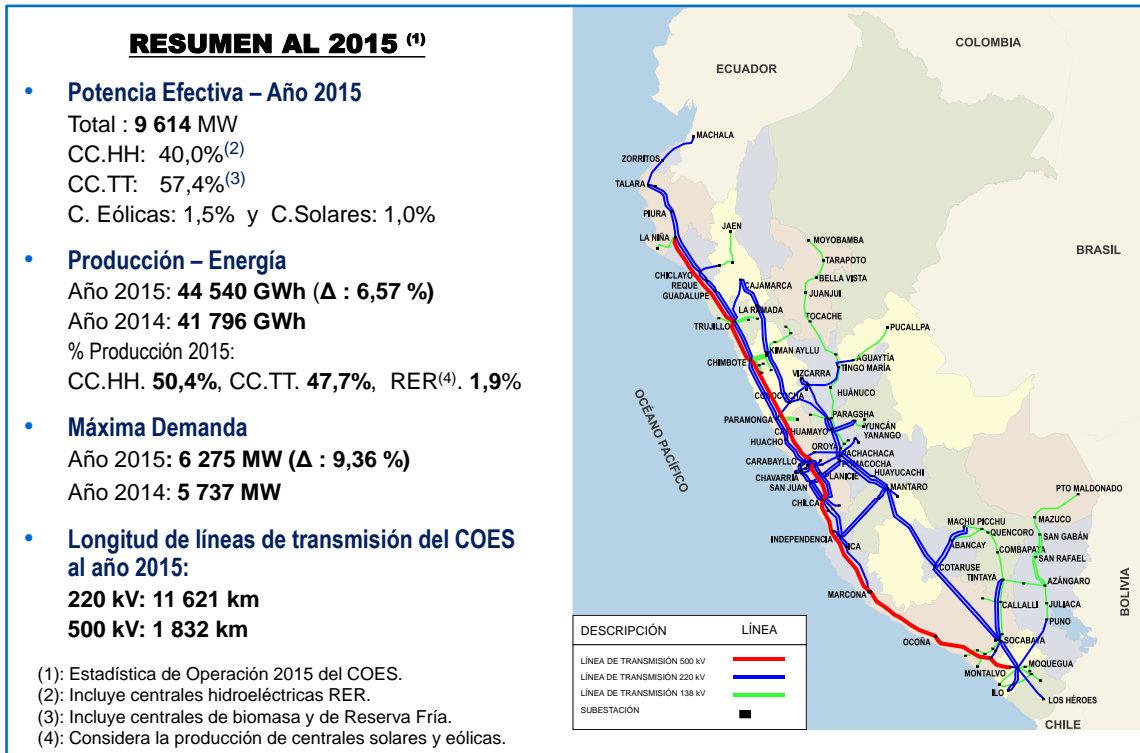


Figura 2.2 Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al año 2015.

### 2.3 Evolución de las Redes de Transmisión de 500 kV

A continuación se muestra la evolución histórica y proyectada de las redes de transmisión, incluyendo el Plan Transitorio de Transmisión y los Planes Vinculantes de los Planes de Transmisión aprobados.

En la Figura 2.3 se muestra el sistema de transmisión hasta el año 2013, en el que se incluyen líneas del Plan Transitorio de Transmisión (PTT). En la Figura 2.4 se muestra el sistema de transmisión al año 2014, el cual incluye la LT 500 kV de Trujillo – La Niña, también del PTT. Como se puede observar, con el PPT se proyectó y logró el desarrollo de las líneas troncales en 500 kV por la costa.

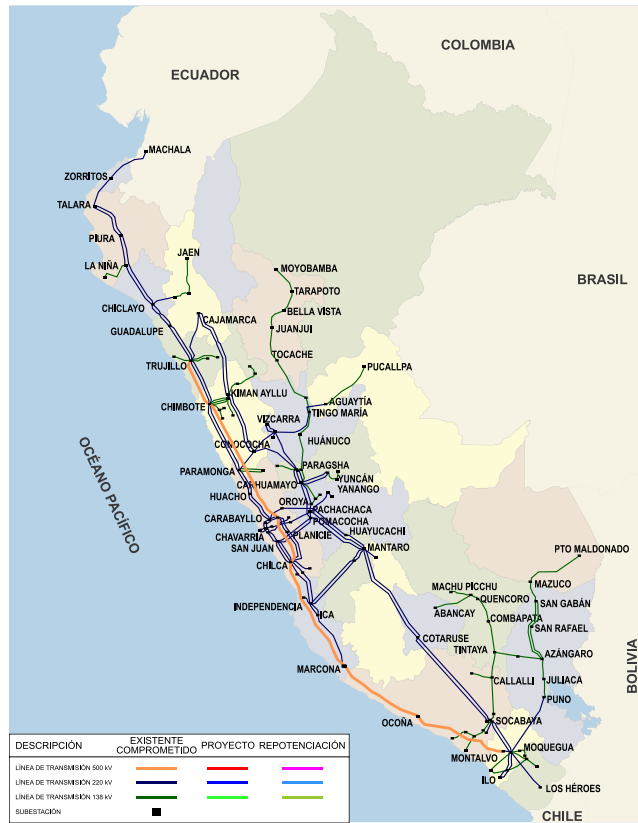


Figura 2.3 Plan Transitorio de Transmisión, al año 2013.

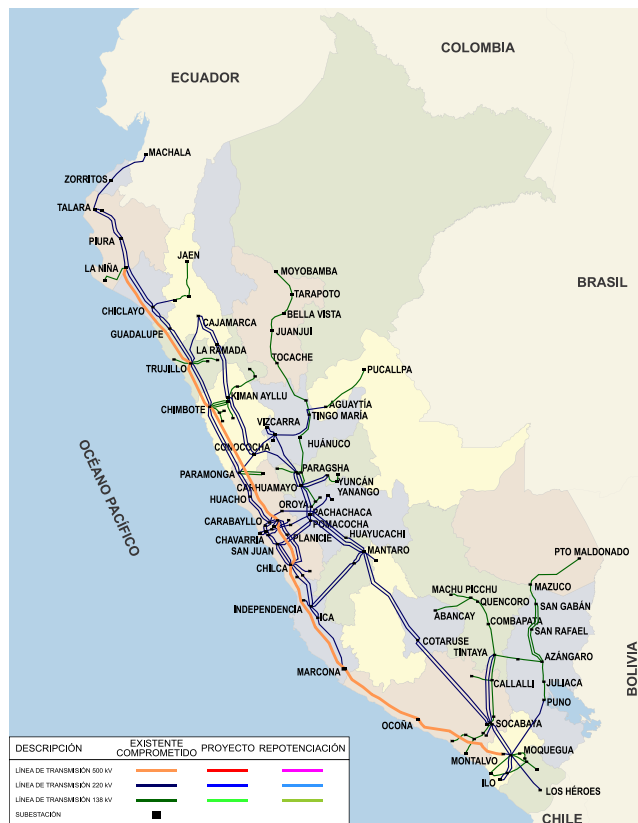


Figura 2.4 Plan Transitorio de Transmisión, al año 2014.



En la Figura 2.5 se muestra el sistema de transmisión proyectado al año 2018, el cual incorpora los proyectos de los Planes Vinculantes del Plan de Transmisión 2011 – 2020 y del Plan de Transmisión 2013 – 2022. Se puede ver que la interconexión entre el Centro y Sur se fortalece con el desarrollo de las líneas troncales en 500 kV.

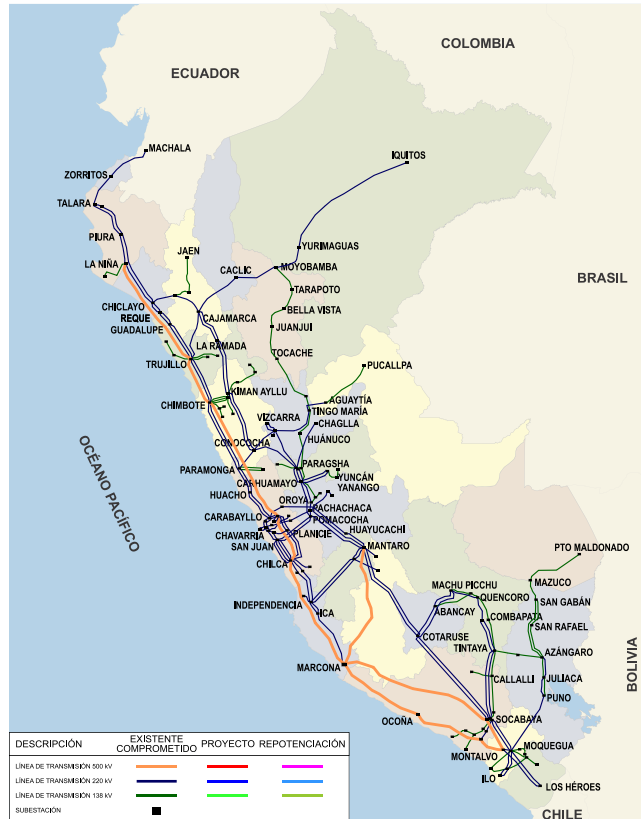


Figura 2.5 Plan Transitorio de Transmisión, Plan de Transmisión 2011 – 2020, Plan de Transmisión 2013 – 2022, al año 2018.

En la Figura 2.6 se muestra el sistema de transmisión al año 2020, el cual incorpora los proyectos del Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2015 – 2024. Se puede observar que se desarrollan redes de 500 kV entre Mantaro, Huánuco y Lima, como parte de un segundo eje en 500 kV de Norte a Sur del Perú, el cual permite atender el crecimiento de la demanda y la conexión de nuevos proyectos de la generación, además de mejorar la confiabilidad al sistema, al formar dos anillos en 500 kV, uno en la zona Sur y otro en la zona Centro del SEIN.

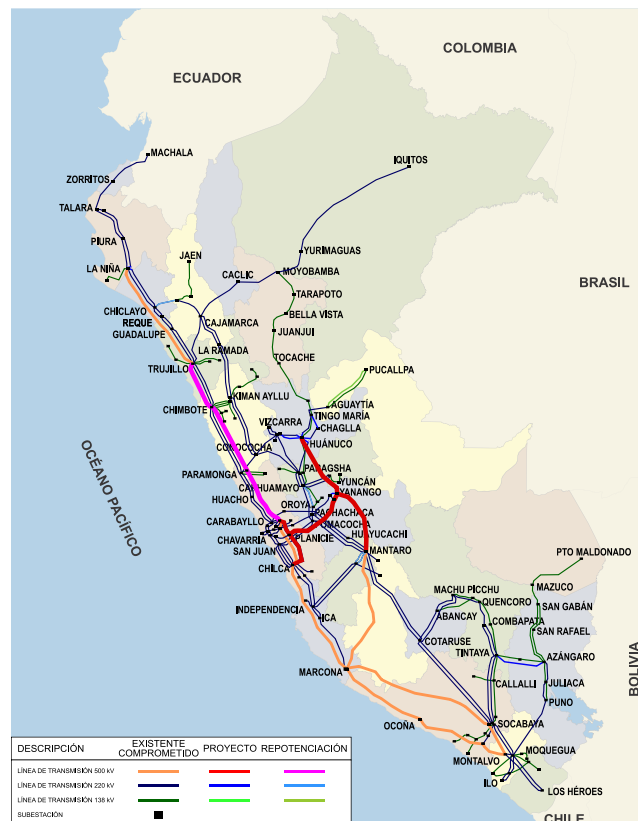


Figura 2.6 Plan Transitorio de Transmisión, Plan de Transmisión 2011 – 2020, Plan de Transmisión 2013 – 2022 y Plan de Transmisión 2015 – 2024, al año 2020.

## 2.4 Alcances

Los alcances del Plan de Transmisión, según el Artículo 14° del Reglamento del Plan de Transmisión, son los siguientes:

- Todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven en forma exclusiva a los Usuarios y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma exclusiva a la generación.
- Las instalaciones en Alta o Muy Alta Tensión que permitan la conexión del SEIN con los Sistemas Eléctricos de países vecinos o la integración de Sistemas Aislados al SEIN.
- Cualquier instalación que a criterio del COES resulte de importancia fundamental para el mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN.

Estos alcances se muestran de manera gráfica en la figura siguiente:

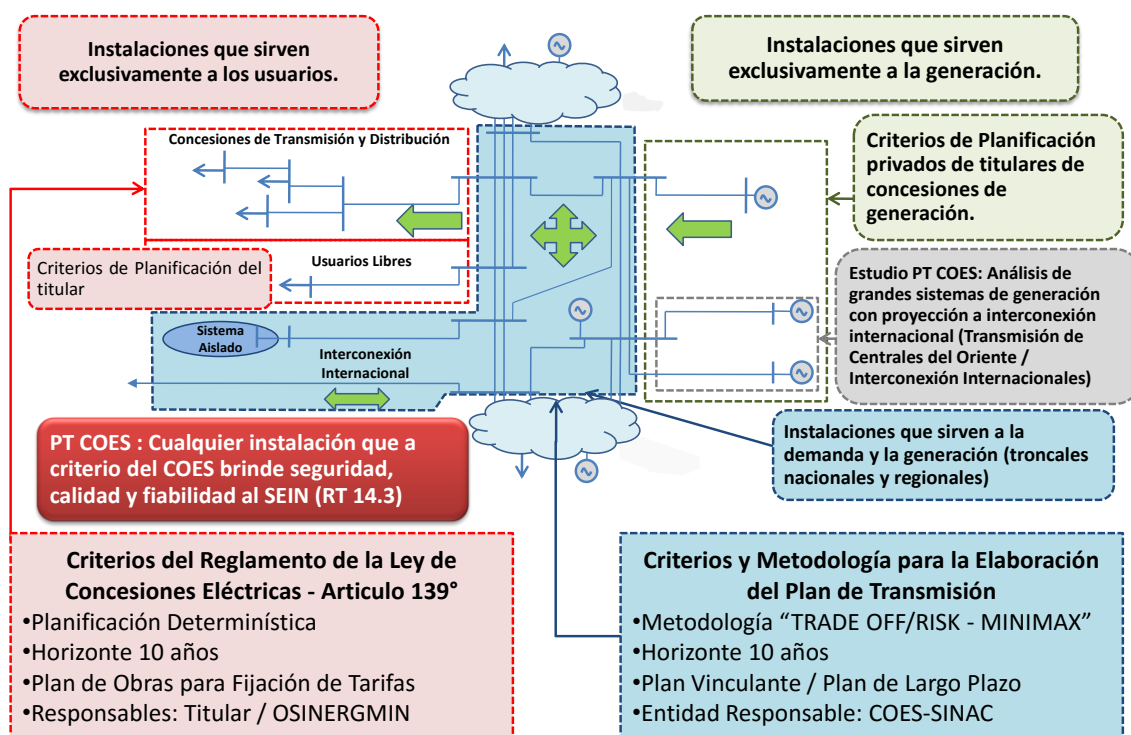


Figura 2.7 Alcances del Plan de Transmisión.

## 2.5 Enfoque Integral de la Planificación

La planificación de la transmisión en el SEIN se lleva a cabo mediante un enfoque basado en incertidumbres, a diferencia del enfoque tradicional determinístico, basado en una cantidad limitada de escenarios.

En el largo plazo se parte de la premisa de que el futuro no está definido, sino que depende de variables que están fuera del control del planificador llamadas “incertidumbres”. Estas variables, que afectan las decisiones de expansión del sistema de transmisión, son la demanda, la oferta de generación, la hidrología y los costos de combustibles.

El planificador no tiene que predecir con precisión el futuro y decidir el plan de expansión (análisis determinístico), sino más bien acotar los rangos de las incertidumbres relevantes y tomar las decisiones de expansión de la transmisión de manera que sirvan para todos los rangos indicados (análisis basado en incertidumbres), o en su defecto para la mayor parte de ellos.

En la Figura siguiente se ilustra el rango de variación considerado para la demanda. Cada uno de los puntos que muestran representa un “futuro”, que se define como una

materialización de la incertidumbre “demanda”. Como se puede observar, esta incertidumbre no solo varía en magnitud sino también en ubicación geográfica.

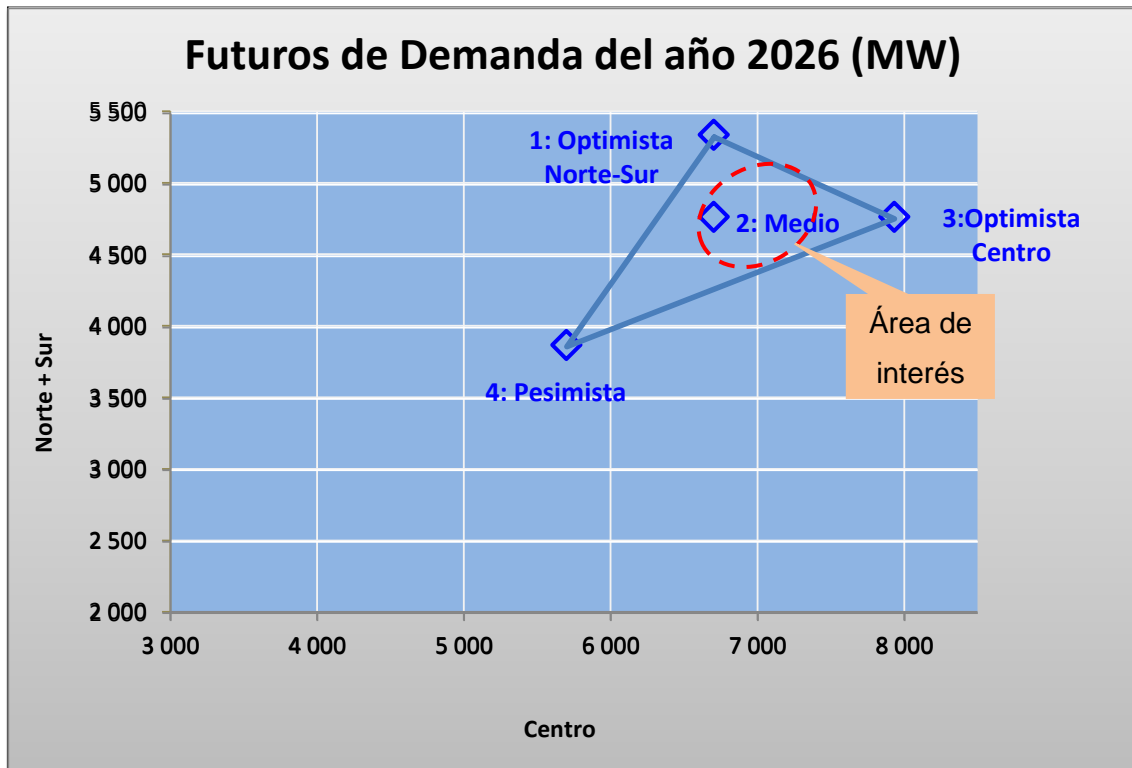


Figura 2.8 Futuros de Demanda

De igual forma, en lo que respecta a la oferta de generación, para el largo plazo se plantean futuros de oferta que cubran los futuros de demanda. Estos futuros de generación se plantean considerando proyectos según su grado de maduración, tamaño, ubicación y relevancia para la expansión de la transmisión. El efecto combinado de las incertidumbres de demanda y oferta constituye el problema central de la planificación de la expansión de la transmisión en el Perú (Ver figura siguiente).

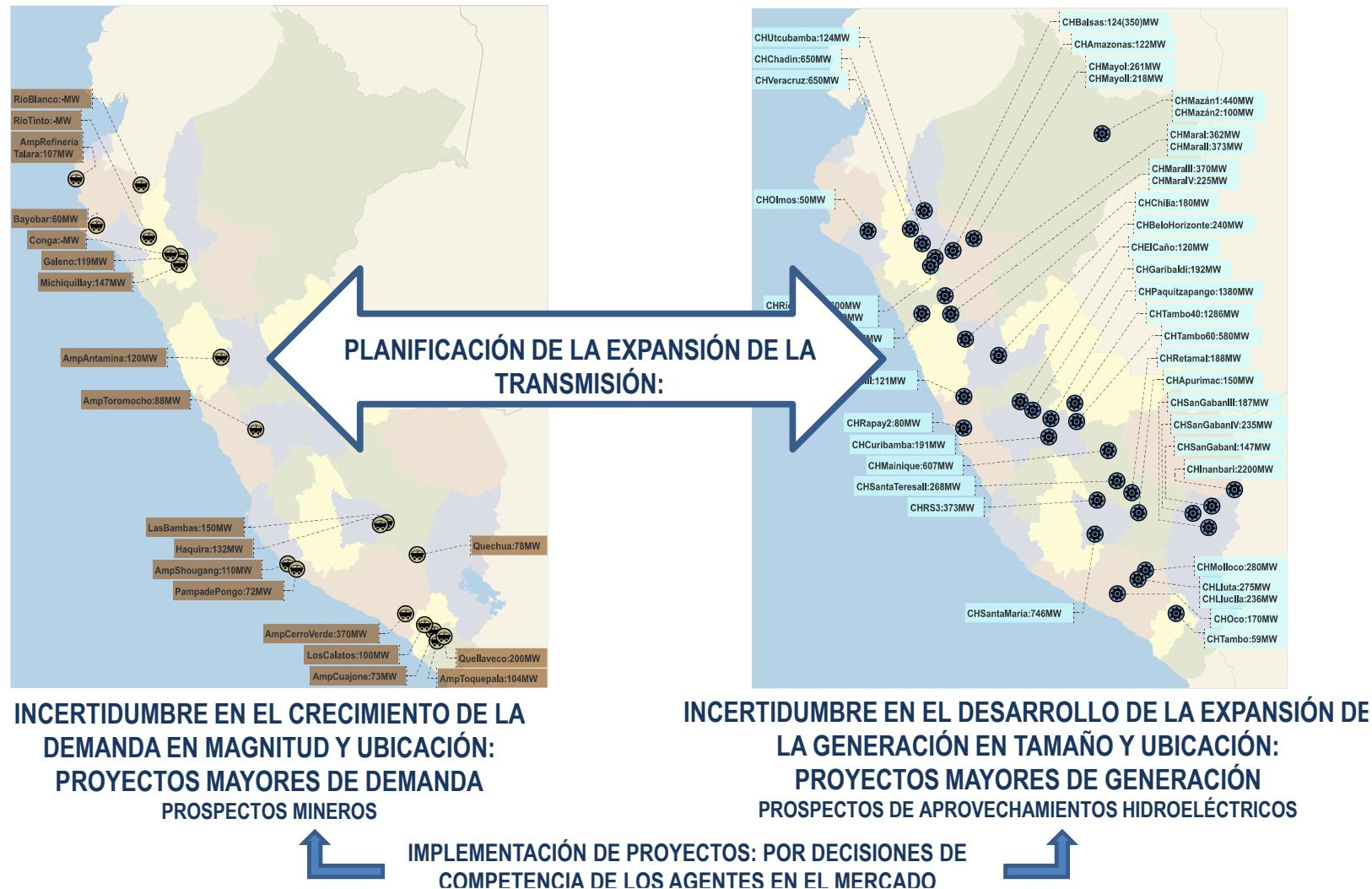


Figura 2.9 El problema central de la planificación de la expansión de la transmisión en el Perú (Fuente: MINEM. Elaboración: propia.)

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Para la incertidumbre de la hidrología, los futuros son planteados sobre la base de los datos históricos, en tanto que para la incertidumbre de los precios de combustibles estos son planteados considerando proyecciones de organismos especializados.

Definidos los rangos de las incertidumbres mediante futuros extremos, se realiza un diagnóstico del sistema de transmisión, analizando su operación en los futuros indicados, detectando problemas y definiendo planes de transmisión candidatos que los solucionen.

Una vez definidos los planes, estos son evaluados mediante “atributos” que miden los beneficios de cada plan candidato. Muchas veces los atributos son contrapuestos, es decir al mejorar uno, otro empeora. Por esta razón, se utiliza un criterio multi-atributo de compromiso o Trade-Off, el cual consiste básicamente en seleccionar el mejor plan desde el punto de vista de todos los atributos, y no de algún atributo en particular.

## **2.6 Metodología**

La metodología para la elaboración del Plan de Transmisión está indicada en la R.M. N° 129-2009-MEM/DM, “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión” (La Norma). Este documento se incluye como Anexo A del presente estudio. A continuación se resumirá la metodología empleada.

El proceso de planificación se lleva a cabo para el año horizonte (año 2026), y un año intermedio (año 2022). En el año horizonte se definen las obras de transmisión desde un enfoque estratégico, definiendo las características principales del sistema de transmisión, los niveles de tensión y las capacidades de este. A este plan se le denomina “Plan de Transmisión 2026” o Plan de Largo Plazo. En el año intermedio se determina que parte del plan de largo plazo se llevará a cabo como “Plan Vinculante”, es decir los proyectos del plan cuyas actividades para su ejecución se iniciarán durante la vigencia del plan. Finalmente, el Plan de Transmisión 2026 elegido es verificado al quinto año adicional (año 2031). En el esquema siguiente se resume el proceso de manera general.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

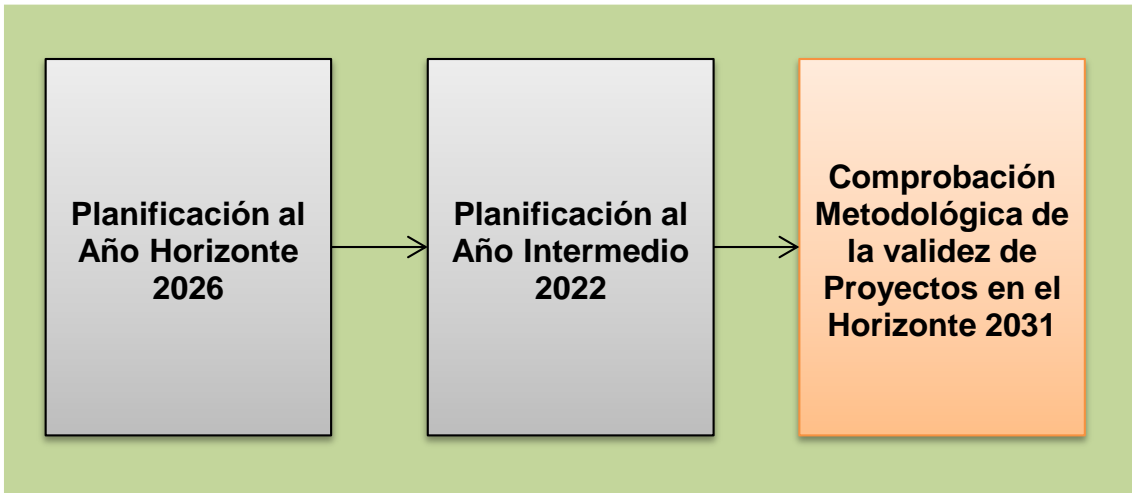


Figura 2.10 Esquema general del proceso de planificación

El proceso de planificación en el año horizonte tiene cinco etapas principales: Planteamiento de Futuros, Diagnóstico, Propuesta de Planes, Evaluación de los Planes y Verificación del Plan.

La etapa de Planteamiento del Futuros tiene por objetivo determinar los rangos de variación de las incertidumbres, definiendo sus valores extremos, denominados Futuros Extremos o “Nudos”. Luego, los futuros de las cuatro incertidumbres son combinados buscando que estas combinaciones sean factibles. Por ejemplo, se acepta que existe cierta dependencia entre los futuros de demanda y oferta, por lo que se considera factible la combinación de un futuro optimista de demanda con un futuro en el que se desarrollen grandes centrales de generación en el Norte u Oriente del País. Sin embargo no sería factible que esto último ocurriera si es que se da una demanda pesimista. Esta etapa también incluye la definición de futuros intermedios, los cuales estarán dentro del espacio definido por los Nudos.

La etapa de Diagnóstico y Propuesta de Planes consiste, primeramente, en analizar el desempeño del sistema de transmisión en los Nudos o futuros extremos definidos previamente. Considerando la proyección de la demanda y oferta en un horizonte de 10 años, y manteniendo el sistema de transmisión con solo las obras comprometidas en el corto plazo, se espera detectar congestiones en varias zonas de la red. En base a los resultados anteriores, se diseñan proyectos de transmisión que alivien estas congestiones de manera local o integral. Estos proyectos son denominados “Opciones”, y para facilitar su evaluación posterior estos se agrupan en “Planes”.

La etapa de Evaluación de Planes consiste en calcular los atributos de todos los planes en todos los escenarios y elegir el Plan que mejores atributos tenga. En el caso de los Nudos los atributos son calculados a partir de simulaciones de la operación, mientras que para los futuros intermedios se utiliza una técnica de interpolación lineal de alto orden. Para la elección del plan se aplica la metodología de Trade-Off, la cual consiste en buscar una solución de compromiso u óptimo de Pareto entre todos los planes, considerando que en esta solución ya no se puede mejorar ninguno de ellos sin perjudicar a los demás.

La etapa de Verificación del Plan consiste en simular la operación del sistema considerando el plan elegido utilizando un modelo de simulación de la operación del sistema (modelo eléctrico), para verificar los criterios técnicos de desempeño indicados en la Norma. Estos criterios están referidos a las tensiones de las barras, niveles de carga de las líneas y estabilidad transitoria.

En el gráfico siguiente se muestra todo el proceso:

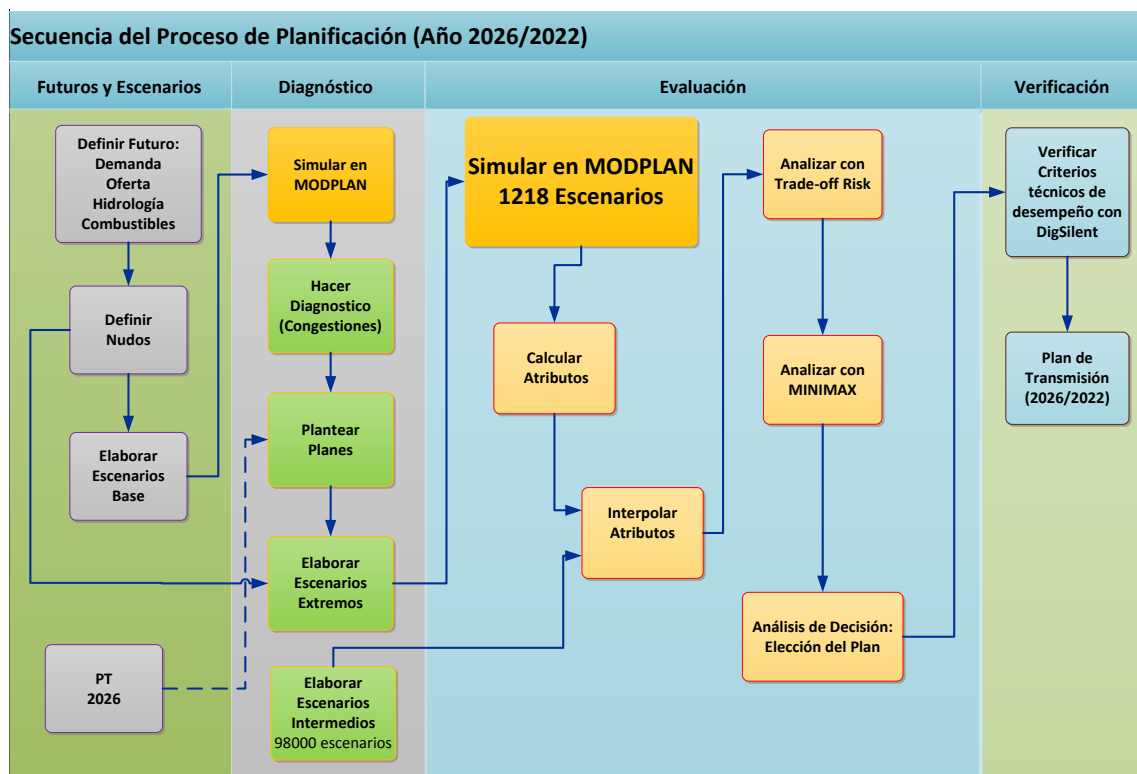


Figura 2.11 Proceso de planificación.



	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## 2.7 Criterios

### 2.7.1 Para el Diagnóstico y Propuesta de Planes

El diagnóstico y la propuesta de planes se hace a partir de simulaciones en el Modelo de Simulación de la Operación Económica indicado en la Norma, específicamente el modelo MODPLAN. Los criterios utilizados son los siguientes:

- Considerar todos los futuros extremos, para las siguientes incertidumbres: Demanda, Oferta e Hidrología.
- Detectar sobrecargas, considerando un nivel máximo de carga en las líneas de 100 %, sin considerar redespacho de generación.
- En los casos de los futuros de generación con desarrollo de grandes centrales en el Norte o en el Oriente, si las sobrecargan que aparecen no se repiten en los demás futuros, se considerará que éstas son condicionales al desarrollo de las grandes centrales indicadas.
- Se plantearán tres o cuatro planes alternativos que en principio solucionen los problemas encontrados en el diagnóstico.

### 2.7.2 Para la Evaluación de los Planes

La evaluación de los planes consiste en analizar sus atributos, los cuales se calculan a partir de los resultados de las simulaciones del modelo MODPLAN. Los criterios referenciales utilizados para la evaluación son los siguientes:

- $N-1 > 3 W / US\$$
- HDN > 100 Horas / Millón US\$
- MFI > 15 kWh / US\$
- VPCT: el menor posible
- VPPD: el menor posible

Cabe indicar que en el costo de energía no servida usado para este estudio es de 6000 U\$\$/MWh (indicado por OSINERGMIN en el Oficio N° 0189-2010-GART), valor que influye principalmente en el cálculo de los dos últimos atributos.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### 2.7.3 Para la Verificación del Plan

La verificación del Plan se hace a partir de su evaluación en el Modelo de Simulación de la Operación, específicamente el programa computacional DigSilent Power Factory. Los criterios considerados de acuerdo a la Norma son los siguientes:


- Considerar el futuro de demanda promedio, futuro de generación mayormente hidráulico, futuro de hidrología media y futuro de precios de combustibles medio.
- Tensión – Normal: 0,95 - 1,05 p.u.
- Tensión – Emergencia: 0,90 - 1,10 p.u. para el nivel de tensión de 220 kV, y 0,90 - 1,05 p.u. para el nivel de tensión de 138 kV.
- Para los años 2017 y 2018 se considera que los valores en por unidad de las tensiones de barra están referidas a las tensiones de operación vigentes del SEIN<sup>1</sup>.
- Para los años 2019 al 2026 se considera que los valores en por unidad de las tensiones de barra están referidas a las tensiones nominales.
- Sobrecargas en situación normal y emergencia: No permitidas.
- Potencia activa y reactiva de los generadores dentro de sus límites operativos considerando la amplitud de las curvas de capacidad actualizada<sup>2</sup>.
- Verificación por estabilidad transitoria: se analizará una Falla Trifásica Sólida comprobando que el sistema sea estable ante apertura en 6 ciclos (100 ms), o en su defecto una falla monofásica con recierre exitoso para la cual un sistema en Extra y Muy Alta Tensión debe ser estable ante apertura no mayor a 6 ciclos, y no mayor a 8 ciclos para un sistema en Alta Tensión, ambos con recierre a 500 ms<sup>3</sup>.

---

<sup>1</sup> Decisión de la Dirección Ejecutiva del COES N° 009-2016-D/COES. Publicado en el Portal de Internet del COES.

<sup>2</sup> Informe ESC- 140919/115, “Estudio de Tensiones de Operación del SEIN Años 2014-2018 (ETO-2014/2018)”. Publicado en el Portal de Internet del COES.

<sup>3</sup> Primera Disposición Final de la RM 129-2009-EM/DM.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del</b> <b>Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### 3 Futuros

#### 3.1 Futuros de demanda

##### 3.1.1 Zonas Eléctricas

Para desarrollar y analizar futuros, planes y escenarios, se debe dividir el sistema eléctrico en zonas eléctricas (RM 129-2009-MEM/DM, Art. 13.1), conformadas por nodos que mantengan una coherencia en el comportamiento eléctrico y angular que se reflejan en una uniformidad de precios marginales durante condiciones de congestión de enlaces.

Dadas las características geográficas del SEIN, en el que se identifican tres zonas de demanda diferenciadas entre si y unidas por enlaces de transmisión, la nueva definición de estas zonas se realizó en el estudio COES/DP-SPL-12-2015 “Definición de Zonas Eléctricas para el Análisis de la Planificación del SEIN”. En resumen las zonas definidas son:

- **Norte** (delimitada por las subestaciones Chimbote y Kiman Ayllu hasta el extremo norte),
- **Centro** (delimitada por las subestaciones Paramonga Nueva, Conococha, Campo Armiño y Marcona),
- **Sur** (delimitada desde las subestaciones Cotaruse y Ocoña hasta el extremo sur).

En el Anexo C.5 se muestra un resumen de este estudio de zonas.

##### 3.1.2 Escenarios de proyección de demanda

Las proyecciones de demanda global se basan en la proyección de dos grandes componentes, la demanda econométrica y de las grandes cargas (Cargas especiales, Cargas Incorporadas, Proyectos, etc.).

La primera componente, la demanda econométrica, basa sus pronósticos en estimaciones del PBI de largo plazo. En el presente diagnóstico se construyeron 5 escenarios de PBI: Base, Pesimista, Optimista, Muy Optimista y Muy Pesimista, dando lugar a un igual número de pronósticos econométricos.

De otro lado la segunda componente, las grandes cargas, es elaborada en base a la declaración e información actualizada del sector de cada una de las grandes cargas. En los Anexos C1 y C2 se detalla la metodología de la proyección de demanda

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

utilizando el modelo econométrico y la encuesta a los promotores de proyectos y ampliaciones de grandes cargas, para el periodo 2015-2026 (con año base 2014). En la Tabla 3.1 se muestra las estimaciones de PBI realizadas por la empresa Macroconsult, por encargo del COES.

Años	Escenarios				
	Muy Pesimista	Pesimista	Base	Optimista	Muy Optimista
2014	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
2015	1,5%	2,3%	2,8%	3,3%	3,8%
2016	2,3%	3,1%	3,5%	4,0%	4,6%
2017	2,6%	3,5%	3,9%	4,5%	5,2%
2018	2,3%	3,6%	4,1%	4,8%	5,7%
2019	1,7%	3,2%	3,9%	4,8%	6,3%
2020	1,7%	3,2%	3,9%	4,8%	6,4%
2021	1,5%	3,0%	3,7%	4,7%	6,3%
2022	1,3%	2,9%	3,6%	4,6%	6,3%
2023	1,2%	2,7%	3,4%	4,5%	6,3%
2024	1,1%	2,6%	3,3%	4,4%	6,2%
2025	1,1%	2,5%	3,3%	4,4%	6,3%
2026	1,1%	2,6%	3,3%	4,4%	6,4%
<b>2014-2026</b>	<b>1,6%</b>	<b>2,9%</b>	<b>3,6%</b>	<b>4,4%</b>	<b>5,8%</b>

Tabla 3.1 Calculo de proyecciones del PBI 2015-2026 (Macroconsult) sin proyectos mineros.

Las proyecciones extremas de PBI (Muy Optimista y Muy pesimista) tratan de abarcar todo el rango de variación de la incertidumbre de la demanda y nos sirven para la elaboración de los futuros extremos de la misma; estos futuros a su vez son un dato indispensable en el presente proceso de planificación de la transmisión.

Los proyectos y su ubicación por zonas (Centro, Norte y Sur) fueron obtenidos de las encuestas realizadas a los propietarios y promotores de los nuevos proyectos en minería y/o industriales. Estos se muestran en la Tabla 3.2.

 <b>COES SINAC</b> COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Zonas	MUY OPTIMISTA	OPTIMISTA	BASE	PESIMISTA	MUY PESIMISTA
	GWh	GWh	GWh	GWh	GWh
<b>CENTRO</b>	5,709	5,709	5,654	4,891	4,891
Ampliación de Aceros Arequipa (Plsco)	1,300	1,300	1,300	1,300	1,300
Expansión Toromocho	904	904	904	904	904
Ampliación Shougang Hierro Perú	808	808	808	808	808
Pampa de Pongo (JMP)	631	631	631	631	631
Mina Justa	434	434	434	434	434
Ampliación Antamina	1,100	1,100	1,063	318	318
Ampliación UNACEM-Condorcocha	270	270	270	270	270
El Porvenir	117	117	117	117	117
Pukaqaqa (Milpo)	146	146	128	110	110
<b>NORTE</b>	4,948	4,948	4,398	1,867	1,867
Ampliación modernización Refinería Talara	788	788	788	788	788
Ampliación Cemento Pacasmayo	436	436	436	436	436
Salmueras Sudamericanas	260	260	260	260	260
La Arena	210	210	200	180	180
Cementos Piura	105	105	105	105	105
Ampliación Cajamarquilla-Bongará	98	98	98	98	98
Michiquillay	1,156	1,156	1,156	0	0
Galeno (Lumina)	1,130	1,130	942	0	0
Ampliación Bayovar-Miski Mayo	227	227	227	0	0
Ampliación SIDER PERU	225	225	0	0	0
Langostinera	313	313	186	0	0
<b>SUR</b>	10,384	10,384	9,864	7,926	7,926
Ampliación Cerro Verde-500kV	3,021	3,021	2,877	2,733	2,733
Las Bambas (XSTRATA)	1,192	1,192	1,192	1,192	1,192
Quellaveco	1,870	1,870	1,496	1,010	1,010
Amp. Concentradora Toquepala (SPCC)	865	865	865	865	865
Quechua	615	615	615	615	615
Amp. Concentradora Cuajone (SPCC)	572	572	572	572	572
Haquira (Antares)	1,037	1,037	1,037	518	518
Corani	266	266	266	266	266
Inmaculada_Cotaruse	139	139	139	139	139
Ollachea (Kuri Kullu)	19	19	17	15	15
Los Calatos (Hampton)	788	788	788	0	0
<b>Grand Total</b>	<b>21,042</b>	<b>21,042</b>	<b>19,917</b>	<b>14,684</b>	<b>14,684</b>

Tabla 3.2 Demanda de proyectos para el año 2026 de los 5 escenarios, en GWh.

En la Tabla 3.3 se muestra la proyección de demanda de proyectos para los años 2022 y 2026 del escenario base.

PRINCIPALES PROYECTOS DE DEMANDA	2022		2026	
	MW	GWH	MW	GWH
Ampliación Concentradora Cuajone (SPCC)	73	572	73	572
Ampliación Concentradora Toquepala (SPCC)	104	865	104	865
Ampliación Cerro Verde-500kV	370	2 877	370	2 877
Ampliación Shougang Hierro Perú	110	808	110	808
Ampliación Antamina	120	951	135	1 063
Ampliación Aceros Arequipa-Pisco	6	201	26	1 300
Ampliación Toromocho (Chinalco)	88	904	88	904
Ampliación Bayovar (Miski Mayo)	29	227	29	227
Fosfatos de Bayovar-CCPSA	60	436	60	436
Cementos Piura- CCPSA	14	105	14	105
Ampliación UNACEM-Condorcocha	28	267	28	270
Las Bambas (MMG)	150	1 192	150	1 192
Galeno (Lumina)	119	942	119	942
Bongará-Cajamarquilla (Votorantim)	10	98	10	98
Mina Quechua	78	615	78	615
Quellaveco (Angloamerican)	125	937	200	1 496
Pukaqaqa (Milpo)	18	128	18	128
Pampa de Pongo (JMP)	72	631	72	631
Los Calatos (Hampton)	100	788	100	788
Michiquillay (Angloamerican)			147	1 156
Haqira (Antares)	132	1 037	132	1 037
Mina Justa (Marcobre)	55	434	55	434
Ampliación Refinería Talara (PETROPERU)	107	788	107	788
Corani (Bear Creek)	41	266	41	266
Inmaculada- Suyamarca (Hochschild)	14	139	14	139
La Arena (Río Alto)	21	164	25	200
El Porvenir (Milpo)	18	117	18	117
Ollachea (Kuri Kullu)	11	96	2	17
Salmueras Sudamericanas - CCPSA	35	260	35	260
Langostinera	25	186	25	186
<b>Total de Proyectos - zona NORTE</b>	<b>420</b>	<b>3 206</b>	<b>571</b>	<b>4 398</b>
<b>Total de Proyectos - zona CENTRO</b>	<b>457</b>	<b>3 948</b>	<b>492</b>	<b>5 162</b>
<b>Total de Proyectos - zona SUR</b>	<b>1 256</b>	<b>9 876</b>	<b>1 321</b>	<b>10 356</b>
<b>TOTAL PROYECTOS</b>	<b>2 133</b>	<b>17 030</b>	<b>2 384</b>	<b>19 917</b>

Tabla 3.3 Demanda de proyectos del escenario Base para los años de análisis.

Finalmente, en la Tabla 3.4 se muestran las proyecciones para cada uno de los cinco escenarios de demanda, por tipo de carga: demanda econométrica (vegetativa), grandes cargas (cargas especiales e incorporadas y proyectos), asimismo algunos modelamientos especiales tales como autoproducidos, consumos propios de centrales, etc.

Carga Vegetativa (GWh)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2015-2026
Escenario	Muy Pesimista	31 377	32 131	33 349	34 653	35 897	37 015	38 121	39 180	40 207	41 197	42 163	43 124	44 101	2,9%
	Pesimista	31 377	32 300	33 716	35 258	36 867	38 444	40 058	41 669	43 284	44 892	46 500	48 127	49 796	3,9%
	Base	31 377	32 401	33 936	35 609	37 381	39 176	41 039	42 928	44 846	46 783	48 743	50 744	52 812	4,4%
	Optimista	31 377	32 501	34 151	35 992	37 971	40 066	42 279	44 567	46 934	49 367	51 872	54 467	57 182	5,1%
	Muy Optimista	31 377	32 608	34 413	36 459	38 729	41 284	44 057	47 005	50 139	53 455	56 962	60 694	64 698	6,2%

Carga Especiales + Incorporadas (GWh)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2015-2026
Escenario	Muy Pesimista	10 139	10 661	10 960	11 092	11 187	11 623	11 675	11 699	11 790	11 886	12 004	12 165	12 287	1,6%
	Pesimista	10 072	10 580	10 865	10 982	11 060	11 477	11 513	11 520	11 592	11 668	11 769	11 912	12 015	1,5%
	Base	10 139	10 818	11 211	11 365	11 435	11 854	11 904	11 939	12 042	12 154	12 290	12 473	12 618	1,8%
	Optimista	10 072	11 106	11 367	11 547	11 608	12 027	12 075	12 108	12 212	12 327	12 473	12 671	12 832	2,0%
	Muy Optimista	10 072	11 106	11 367	11 547	11 608	12 027	12 075	12 108	12 212	12 327	12 473	12 671	12 832	2,0%

Grandes proyectos (GWh)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2015-2026
Escenario	Muy Pesimista	0	945	3 565	6 573	8 327	9 685	10 873	12 108	13 004	13 723	14 346	14 716	14 684	25,7%
	Pesimista	0	945	3 565	6 573	8 327	9 685	10 873	12 108	13 004	13 723	14 346	14 716	14 684	25,7%
	Base	0	1 177	3 906	7 202	9 753	11 706	13 800	15 689	17 030	18 276	19 132	19 721	19 917	26,6%
	Optimista	0	1 271	4 357	7 799	10 557	12 738	14 938	16 836	18 020	19 293	20 265	20 851	21 042	26,4%
	Muy Optimista	0	1 271	4 357	7 799	10 557	12 738	14 938	16 836	18 020	19 293	20 265	20 851	21 042	26,4%

Otras demandas (GWh)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2015-2026
Escenario	Muy Pesimista	585	617	676	740	785	827	861	894	923	949	974	995	1 011	4,7%
	Pesimista	584	618	680	748	797	845	886	927	965	999	1 033	1 064	1 089	5,3%
	Base	585	626	693	767	830	891	948	1 003	1 052	1 099	1 142	1 182	1 216	6,3%
	Optimista	584	633	705	784	853	921	985	1 046	1 098	1 153	1 206	1 254	1 299	6,9%
	Muy Optimista	584	635	709	791	864	938	1 011	1 081	1 145	1 212	1 279	1 344	1 407	7,6%

Total (GWh)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2015-2026
Escenario	Muy Pesimista	42 101	44 353	48 550	53 058	56 196	59 150	61 530	63 881	65 924	67 754	69 486	71 000	72 082	4,6%
	Pesimista	42 033	44 443	48 825	53 560	57 051	60 451	63 330	66 224	68 845	71 282	73 648	75 819	77 584	5,2%
	Base	42 101	45 022	49 746	54 943	59 399	63 627	67 692	71 558	74 970	78 312	81 307	84 120	86 563	6,2%
	Optimista	42 033	45 510	50 580	56 121	60 989	65 751	70 277	74 556	78 264	82 141	85 816	89 244	92 354	6,8%
	Muy Optimista	42 033	45 619	50 846	56 595	61 758	66 987	72 081	77 030	81 516	86 287	90 979	95 560	99 979	7,5%

Total (MW)		2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2015-2026
Escenario	Muy Pesimista	5 808	6 168	6 655	7 099	7 520	7 878	8 179	8 484	8 742	8 946	9 168	9 331	9 486	4,2%
	Pesimista	5 798	6 181	6 694	7 170	7 642	8 063	8 435	8 817	9 157	9 448	9 759	10 015	10 268	4,9%
	Base	5 808	6 276	6 839	7 377	7 946	8 497	8 988	9 491	9 930	10 302	10 691	11 077	11 422	5,8%
	Optimista	5 798	6 329	6 926	7 513	8 136	8 750	9 300	9 863	10 345	10 802	11 280	11 757	12 197	6,4%
	Muy Optimista	5 798	6 344	6 963	7 580	8 245	8 927	9 558	10 215	10 809	11 393	12 015	12 656	13 283	7,2%

Tabla 3.4 Proyecciones por tipo de carga para cada uno de los escenarios de demanda.

Estos cinco escenarios de demanda abarcan un rango amplio de incertidumbre, con lo que se asegura un adecuado tratamiento estadístico en la determinación de los atributos de los planes y en la determinación de la robustez del Plan de Transmisión.

En resumen para el periodo 2015-2026 las tasas de crecimiento promedio para los cinco escenarios de demanda se muestran en la Tabla 3.5.

Caso	Tasa Media
Muy Pesimista	4,2%
Pesimista	4,9%
Base	5,8%
Optimista	6,4%
Muy Optimista	7,2%

Tabla 3.5 Tasa media de crecimiento en potencia (MW) de la demanda total (periodo 2015-2026)

En la Figura 3.1 se muestra las cinco proyecciones en MW, donde se observa el rango que cubren en los años 2022 y 2026.

Los cinco escenarios de demanda se pueden separar en zonas importantes de demanda: zona Centro, zona Norte y zona Sur Tabla 3.6, los cuales al combinarse pueden representar los nudos límite de demanda que causan el mayor estrés en el sistema de transmisión.

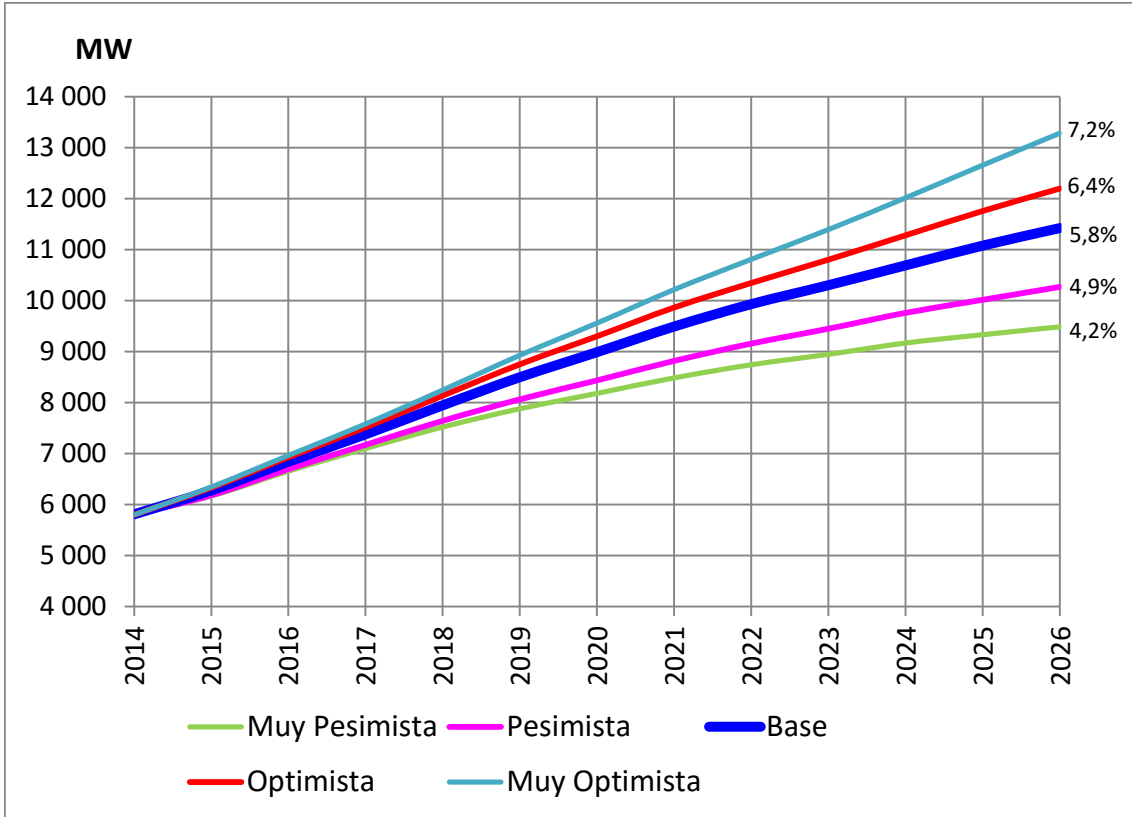


Figura 3.1 Escenarios de las proyecciones de demanda en MW (Tasa de crecimiento en potencia).

La Tabla 3.6 muestra el rango de tasa de crecimiento de los cinco escenarios de demanda por zonas del SEIN, para representar la demanda global por zonas se utilizaron factores de distribución históricos.

Escenarios	Centro		Norte		Sur		Total	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
MUY OPTIMISTA	59 782	6,5%	18 741	8,8%	21 732	9,5%	100 255	7,5%
OPTIMISTA	54 120	5,6%	17 496	8,2%	21 014	9,2%	92 630	6,8%
BASE	50 513	5,0%	16 219	7,5%	19 831	8,7%	86 563	6,2%
PESIMISTA	47 240	4,4%	13 175	5,7%	17 446	7,6%	77 860	5,3%
MUY PESIMISTA	42 950	3,6%	12 231	5,0%	16 901	7,3%	72 083	4,6%

Tabla 3.6 Escenarios de demanda por zonas del SEIN, año 2026.

A continuación se muestra la proyección en detalle del escenario de demanda base, en energía y en potencia.



AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2014	42 101	5,0%	5 808	3,3%
2015	45 022	6,9%	6 276	8,1%
2016	49 746	10,5%	6 839	9,0%
2017	54 943	10,4%	7 377	7,9%
2018	59 399	8,1%	7 946	7,7%
2019	63 627	7,1%	8 497	6,9%
2020	67 692	6,4%	8 988	5,8%
2021	71 558	5,7%	9 491	5,6%
2022	74 970	4,8%	9 930	4,6%
2023	78 312	4,5%	10 302	3,7%
2024	81 307	3,8%	10 691	3,8%
2025	84 120	3,5%	11 077	3,6%
2026	86 563	2,9%	11 422	3,1%
<b>PROMEDIO 2015 - 2026</b>		<b>6,2%</b>		<b>5,8%</b>

Tabla 3.7 Proyección de la demanda en energía y potencia para el escenario base

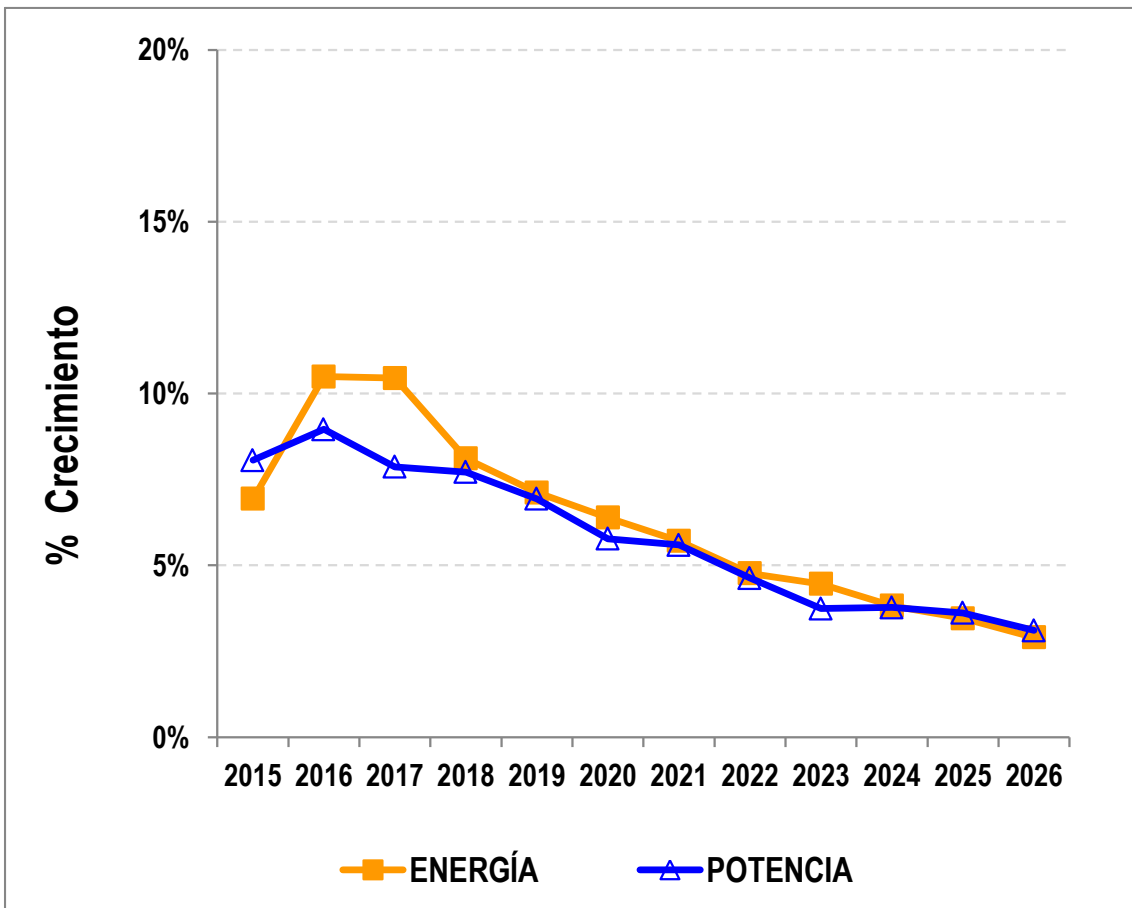


Figura 3.2 Crecimiento de Demanda

También se muestra la proyección de demanda de los proyectos por zona para el escenario Base.

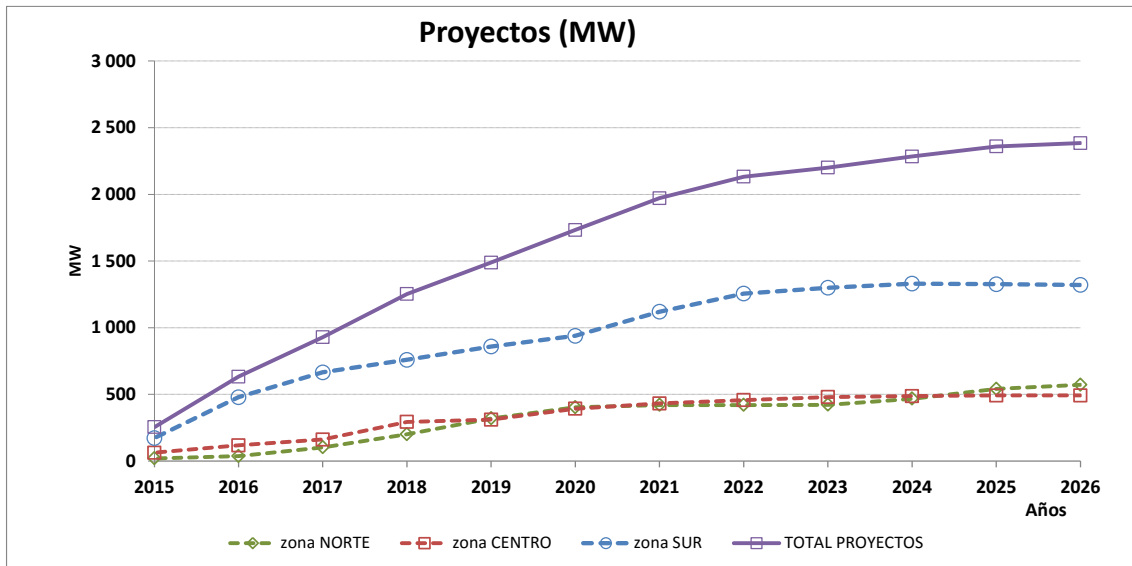


Figura 3.3 Demanda de Proyectos por zona 2015 – 2026, escenario de demanda base.

PRINCIPALES PROYECTOS DE DEMANDA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Total de Proyectos - zona NORTE	20	37	102	200	319	403	420	420	421	467	541	571
Total de Proyectos - zona CENTRO	62	117	161	293	311	392	432	457	480	487	492	492
Total de Proyectos - zona SUR	173	479	665	759	859	939	1 120	1 256	1 299	1 330	1 326	1 321
<b>TOTAL PROYECTOS</b>	<b>255</b>	<b>633</b>	<b>929</b>	<b>1 253</b>	<b>1 489</b>	<b>1 733</b>	<b>1 971</b>	<b>2 133</b>	<b>2 201</b>	<b>2 284</b>	<b>2 359</b>	<b>2 384</b>

Tabla 3.8 Demanda de Proyectos por zonas 2015 – 2026, escenario de demanda base

### 3.1.3 Nudos de demanda

A partir de los escenarios de demanda por zonas (Tabla 3.6) se puede construir Nudos de demanda que representen de mejor manera la incertidumbre de la demanda, en cuanto a magnitud y ubicación. En la Tabla 3.9 se definen cuatro Nudos de demanda para las diversas zonas o agrupaciones de las mismas:

- Nudo de demanda 1: Considera el crecimiento muy optimista en las zonas Norte y Sur y un crecimiento medio en la zona Centro.
- Nudo de demanda 2: Considera el crecimiento medio en todas las zonas del SEIN.
- Nudo de demanda 3: Considera el crecimiento muy optimista de la zona Centro y un crecimiento medio en las zonas Norte y Sur.
- Nudo de demanda 4: Considera el crecimiento muy pesimista en todas las zonas del SEIN.

Zonas	Nudo 1		Nudo 2		Nudo 3		Nudo 4	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Norte	18 741	8,8%	16 219	7,5%	16 219	7,5%	12 231	5,0%
Sur	21 732	9,5%	19 831	8,7%	19 831	8,7%	16 901	7,3%
Norte+Sur	40 473	9,2%	36 050	8,2%	36 050	8,2%	29 132	6,2%
Centro	50 513	5,0%	50 513	5,0%	59 782	6,5%	42 950	3,6%
SEIN	90 987	6,6%	86 563	6,2%	95 832	7,1%	72 083	4,6%

Tabla 3.9 Nudos de demanda año 2026

Aunque solo serían necesarios los Nudos 1, 3 y 4 para definir el espacio de variación de la incertidumbre de la demanda, se incluye el Nudo 2 para mejorar la precisión de las interpolaciones, además de permitir analizar efectos no lineales. El espacio anteriormente mencionado es graficado en la Figura 3.4.

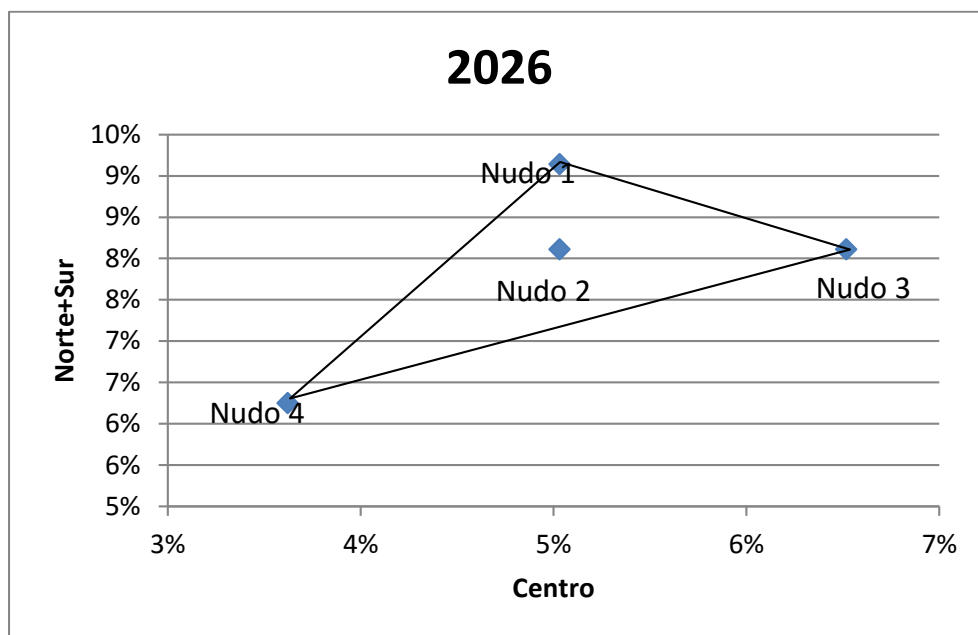


Figura 3.4 Tasas de crecimiento de los Nudos de demanda 1, 2, 3 y 4.

Como se puede notar, se han agrupado las zonas Norte y Sur y se ha considerado su crecimiento diferenciado respecto a la zona Centro, en razón a que las dos primeras tienen demandas sensiblemente menores a la zona Centro, y por lo tanto son menos maduras. Esto lleva a que las tasas de crecimientos potenciales de las zonas Norte y Sur sean mayores debido a grandes proyectos mineros. A este efecto también abona el hecho de que la mayor parte de los grandes proyectos de demanda se encuentran en dichas zonas.

Para efecto de planificar las redes de transmisión entre las áreas del SEIN, importan la evolución diferenciada de la demanda entre las zonas del Centro y el Norte, y entre las

zonas del Centro y el Sur, más no es de utilidad considerar la evolución diferenciada entre en Norte y el Sur, puesto que no existe conexión eléctrica directa entre estas dos áreas.

Los Nudos 1, 3 y 4 son futuros de demanda extremos que podrían no materializarse de manera precisa en el tiempo, no obstante ellos definen un espacio de interés de futuros de demanda, siendo la región central dentro de dicho espacio la que servirá de insumo para el modelamiento de la incertidumbre de demanda, abarcando de esta manera todos los posibles escenarios tanto en magnitud como en distribución por zonas. Para el diagnóstico se considera los Nudos como valores extremos de materializaciones de demanda y para el análisis Trade-Off / Risk se utilizan además las interpolaciones dentro de la región central.

Similar procedimiento para la definición de futuros de demanda se desarrolla para el año de corte 2022, siendo los resultados los que se muestran la Tabla 3.10 y Figura 3.5.

Zonas	Nudo 1		Nudo 2		Nudo 3		Nudo 4	
	GWh	%	GWh	%	GWh	%	GWh	%
Norte	14 759	10,2%	13 333	8,8%	13 333	8,8%	11 183	6,4%
Sur	19 674	13,2%	18 535	12,4%	18 535	12,4%	15 931	10,3%
Norte+Sur	34 434	11,8%	31 868	10,8%	31 868	10,8%	27 113	8,5%
Centro	43 103	5,5%	43 103	5,5%	47 283	6,8%	38 811	4,2%
SEIN	77 536	7,9%	74 970	7,5%	79 151	8,2%	65 924	5,8%

Tabla 3.10 Nudos de demanda 2022

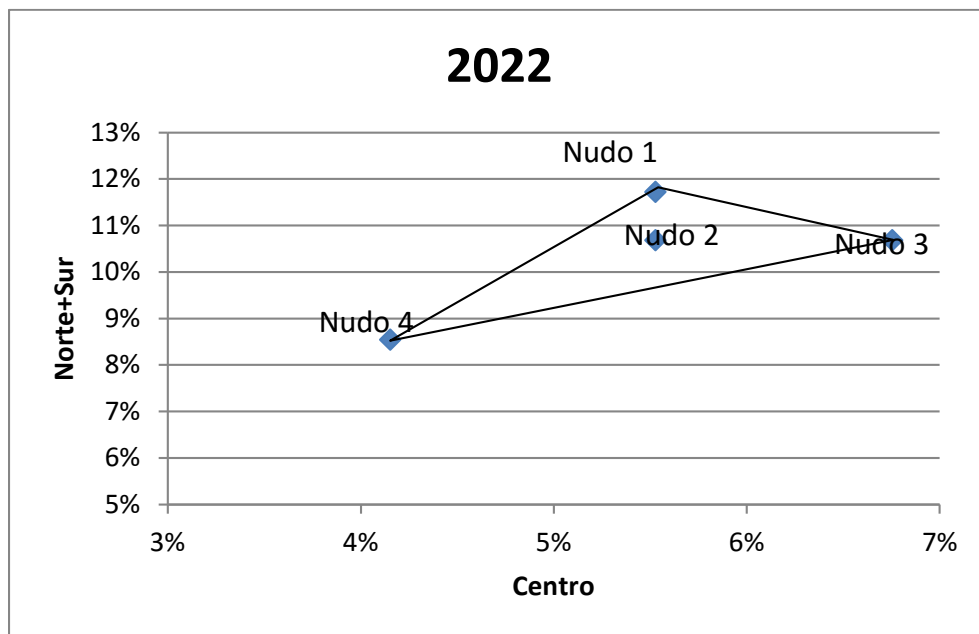


Figura 3.5 Tasas de crecimiento de los Nudos de demanda 1, 2, 3 y 4.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del</b> <b>Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Desde el punto de vista del Plan de Transmisión es relevante observar para cada escenario de demanda los proyectos mineros y su ubicación, ya que los mismos pueden dar origen a proyectos importantes en el sistema de transmisión. En el presente plan se han considerado combinaciones de desarrollos de proyectos por zonas del SEIN, asociados a cada futuro de demanda, de manera que se han abarcado Futuros desde muy pesimista hasta muy optimista, incluyendo variaciones por áreas del SEIN. En la Tabla 3.11 se muestra los proyectos por Futuros y por zonas del SEIN.

	Nudo 1	Nudo 2	Nudo 3	Nudo 4
Zona	GWh	GWh	GWh	GWh
<b>CENTRO</b>	5654	5654	5709	4891
Ampliacion de Aceros Arequipa (Pisco)	1300	1300	1300	1300
Expansión Toromocho	1063	1063	1100	904
Ampliacion Shougang Hierro Perú	904	904	904	808
Pampa de Pongo (JMP)	808	808	808	631
Mina Justa	631	631	631	434
Ampliacion Antamina	434	434	434	318
Ampliacion UNACEM-Condorcocha	270	270	270	270
El Porvenir	128	128	146	117
Pukaqaqa (Milpo)	117	117	117	110
<b>NORTE</b>	4948	4525	4398	1867
Ampliación modernización Refinería Talara	1156	1156	1156	788
Ampliación Cemento Pacasmayo	1130	942	942	436
Salmueras Sudamericanas	788	788	788	260
La Arena	436	436	436	180
Cementos Piura	260	260	260	105
Ampliación Cajamarquilla-Bongará	227	227	227	98
Cañariaco	225	200	200	0
Sulliden (Shahuindo)	210	105	105	0
La Granja (Río Tinto)	105	98	98	0
Michiquillay	98	0	0	0
Langostineras	313	313	186	0
<b>SUR</b>	10384	9864	9864	7926
Ampliacion Cerro Verde-500kV	3021	2877	2877	2733
Las Bambas (XSTRATA)	1870	1496	1496	1192
Quellaveco	1192	1192	1192	1010
Amp.Concentradora Toquepala (SPCC)	1037	1037	1037	865
Quechua	865	865	865	615
Amp.Concentradora Cuajone (SPCC)	788	788	788	572
Haqaira (Antares)	615	615	615	518
Corani	572	572	572	266
Inmaculada_Cotaruse	266	266	266	139
Ollachea (Kuri Kullu)	139	139	139	15
Expansión de Refinería (SPCC)	19	17	17	0
<b>Grand Total</b>	<b>20986</b>	<b>20043</b>	<b>19972</b>	<b>14684</b>

Tabla 3.11 Desarrollo de proyectos en cada futuro de demanda 2026.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Es de interés la demanda de Proyectos siendo que estos afectan significativamente el sistema de transmisión para cada Nudo de demanda. En la Tabla 3.11 se observa que hay una cantidad importante de proyectos en los Nudos 1 y 3 (demandas optimistas), diferenciados en magnitud y ubicación. Inclusive se observa que en el nodo 1 (Norte-Sur) este desarrollo es mayor que en el nodo 3 (Centro), dando una idea que para estos futuros será necesario reforzar el sistema de transmisión entre las correspondientes zonas del SEIN.

### 3.1.4 Demanda en barras

Para realizar las simulaciones de despacho económico en el modelo MODPLAN, es necesario determinar la demanda por barras de todo el SEIN. Tal como se detalla en el Anexo C2, la demanda de cada barra es determinada con la siguiente ecuación:

$$\text{Demanda Barra} = \text{Demanda Vegetativa} + \text{Demanda Grandes Cargas} + \text{Proyectos.}$$

Para el caso del modelo DIgSilent, el reparto de demandas por barras se detalla en el Anexo C6.

## 3.2 Futuros de oferta

### 3.2.1 Incertidumbre de la oferta

De manera similar al caso de la demanda, la oferta presenta incertidumbre en cuanto a magnitud y ubicación, afectando ambos aspectos al desarrollo de la transmisión. En este caso, la incertidumbre tiene que ver con definir los proyectos de generación que se considerarán para cubrir los futuros de demanda. Para este fin, se tiene que evaluar la cartera de proyectos existente, los cuales son de los siguientes tipos: (i) Centrales hidroeléctricas con concesiones definitivas, temporales y sin concesión o autorización; (ii) Grandes centrales hidroeléctricas en la zona de oriente, zona norte; (iii) Centrales con energía renovable y de reserva fría; (iv) Centrales térmicas en la zona sur y norte por desarrollo de los ductos de gas natural; y (v) Centrales de menor tamaño en el largo plazo.

Las centrales modeladas se clasificaron en 7 grupos importantes ordenados de mayor a menor certeza en cuanto a su ejecución, los cuales se presentan en el Anexo D. A continuación se muestra un resumen de estos proyectos:

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

CLASIFICACIÓN DE OFERTA	MW
PROYECTOS COMPROMETIDOS HASTA EL 2020	3 514 MW
PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS LARGO PLAZO	7 914 MW
PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DEL NORTE (*)	2 039 MW
PROYECTOS DE CENTRALES HIDROELÉCTRICAS DEL ORIENTE (*)	6 673 MW
PROYECTOS DE CENTRALES TÉRMICAS	5 775 MW
PROYECTOS CON ENERGÍA RENOVABLE (EN APLICACIÓN DEL ART.2 DEL DL 1002) (**)	238 MW
PROYECTOS DE CENTRALES TÉRMICAS PARA RESERVA FRÍA	2 000 MW

(\*) Grandes proyectos que por su magnitud requieren condiciones especiales para su desarrollo. Se analizaron escenarios con y sin el desarrollo de estas centrales.

(\*\*) Estimación de proyectos de Energía Renovable para cubrir el 5 % de la demanda (En aplicación del artículo 2° del Decreto de Ley 1002). El valor corresponde a una potencia media, considerando un factor de carga de 0.3.

Tabla 3.12 Resumen de la Oferta por Grupos de Certidumbre.

Los 7 grupos de proyectos de centrales de generación considerados son los siguientes:

- Grupo 1: Proyectos comprometidos hasta el 2020, que son parte del programa de Obras de Generación.
- Grupo 2: Proyectos de centrales hidroeléctricas de largo plazo. Este grupo de proyectos se construyó en base a la lista priorizada de proyectos de generación hidroeléctricos, excluyendo los grandes proyectos, los cuales serán estudiados de forma particular.
- Grupo3: Proyectos de centrales hidroeléctricas del Norte. En este grupo se encuentran los proyectos de la cuenca del Maraón.
- Grupo 4: Proyectos de centrales hidroeléctricas del Oriente. En este grupo se encuentran los proyectos asociados a un posible convenio con Brasil. Debido a la gran magnitud de estas centrales, su implementación se debe más a una decisión política, por lo cual los efectos de estas centrales se analizan de forma separada.
- Grupo 5: Proyectos de centrales térmicas. Este grupo está conformado por proyectos de centrales térmicas de los cuales se tiene conocimiento que tienen posibilidades de ser construidas, futuras centrales de ciclo combinado en el Sur debido a la implementación de un gaseoducto al Sur, y centrales de ciclo combinado en el norte debido a un posible gasoducto al norte a futuro.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

- Grupo 6: Proyectos con energía renovable (En aplicación del art.2 del DL 1002). Este grupo está conformado por proyectos estimados en ubicación y magnitud en base a concesiones temporales de energías renovables con el objetivo de cumplir con el art. 2 del decreto ley 1002, el cual indica que el 5 % de la demanda en energía del SEIN debe ser cubierto por energía renovable.
- Grupo 7: Proyectos de centrales térmicas para reserva fría. Está conformado por centrales de ciclo abierto que operan con diésel, ubicados en el Centro, Norte y Sur para cubrir la reserva fría de Largo Plazo.

El detalle de cada uno de los grupos se muestra en el Anexo D.

### **3.2.2 Definición de Nudos de Oferta de Generación**


Como se detalló anteriormente, el plan de transmisión mediante la metodología adoptada no debe asociarse a ninguna proyección determinística de oferta/demanda, sino más bien evaluarse en un amplio rango de posibilidades.

En ese sentido el sistema de transmisión en lo posible debe proveer soporte adecuado a diferentes desarrollos de oferta. Por lo anterior, la definición de nudos de oferta de generación debe considerar un número amplio de variaciones y condicionantes de oferta en generación.

Para la definición de nudos de oferta se considera:

- ✓ Variaciones en la conformación de la oferta tales como: futuros de tipo “A” con mayor componente térmica (60 % térmico y 40 % renovable) y futuros de tipo “B” con mayor componente renovable (40 % térmico y 60 % renovable). Asimismo, se consideran porcentajes de reserva de 20 % y 30 % para los futuros A y B respectivamente.
- ✓ El desarrollo condicional de las grandes CCHH de Oriente y Norte: Se realizó modelando escenarios en los cuales: No se consideran las grandes CCHH (escenarios “S”), se considera las CCHH de Oriente (escenarios “O”) y se consideran las CCHH del Norte (escenarios “N”).
- ✓ La priorización de centrales por zonas de acuerdo a lo siguiente: Casos base (escenarios “0”), caso priorizando el desarrollo de proyectos en la zona Centro (escenarios “1”) y caso priorizando el desarrollo de proyectos de las zonas Norte y Sur (escenarios “2”).



	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Se observa que las incertidumbres de Demanda y Generación tienen dependencia, por lo tanto se debe analizar la factibilidad de sus combinaciones. De otro lado, el desarrollo de ambas variables en un mercado en competencia está condicionado a las decisiones privadas de los agentes del mercado. No obstante, la oferta estará ligada al desarrollo de proyectos de demanda, en algunos casos respaldados mediante contratos de largo plazo, en otros de manera libre mediante competencia en el mercado.

En ese sentido y siendo que los tiempos disponibles para la implementación resultan cortos para algunos proyectos de generación, se ha supuesto que para el año 2022 no se llega a desarrollar los grandes proyectos hidroeléctricos del Norte, ni tampoco los grandes proyectos hidroeléctricos en la zona Oriente, dejándolos como condicionales para el año 2026, para futuros de demanda media y optimista. Por lo tanto los escenarios a considerar para el año 2026 son: No se consideran las grandes CCHH (escenarios “S”), se considera las CCHH de Oriente (escenarios “O”) y se consideran las CCHH del Norte (escenarios “N”).

Asimismo, para el correcto modelamiento de la reserva se ha considerado que el 50 % de esta es reserva fría conformada por centrales duales de ciclo abierto (es el 10 % y 15% para futuros de los tipos “A” y “B” respectivamente).

Para obtener la tabla final de centrales a modelar en los correspondientes Nudos de oferta, se procedió de la siguiente manera:

- i. Se incluye las centrales existentes y los proyectos comprometidos.
- ii. Si resulta necesario para cumplir con las metas en cuanto a conformación de la oferta, márgenes de reserva y desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas, se añaden centrales hidroeléctricas y térmicas en el orden de los grupos mencionados en el acápite incertidumbres de oferta (Grupo 2 al 7).
- iii. Finalmente del grupo de centrales de reserva se asigna el 50 % para reserva fría es decir el 10 % o 15 % del parque generador para los futuros de los tipos “A” y “B” respectivamente.
- iv. Se repiten los tres pasos anteriores, con la diferencia que en el segundo paso al momento de añadir centrales se priorizan los proyectos de la Zona Centro. Luego se vuelve a repetir los tres pasos anteriores esta vez priorizando los proyectos de la zona Norte y Sur.

En el Anexo D se encuentra el detalle de las centrales que fueron incluidas en cada Nudo de generación.

Aplicando el proceso de elaboración de futuros de oferta para cada nudo anteriormente descrito, se obtienen los nudos de generación-demanda factibles, los cuales están mostrados en la Tabla 3.13, Tabla 3.14 y Tabla 3.15.

Año	Codigo	Demanda (MW)				Oferta (MW)						Inyeccion (Hidro)		%	%
		Norte	Centro	Sur	SEIN	Hidro	Termica	Total	Norte	Centro	Sur	Oriente	Norte		
2022	1AS	1 812	5 719	2 757	10 288	5 903	6 793	12 696	1 804	7 322	3 571	0	0	23%	54%
2022	1BS	1 812	5 719	2 757	10 288	6 853	6 485	13 338	1 928	7 868	3 543	0	0	30%	49%
2022	2AS	1 769	5 719	2 459	9 948	5 851	6 485	12 336	1 804	7 322	3 210	0	0	24%	53%
2022	2BS	1 769	5 719	2 459	9 948	6 397	6 485	12 882	1 804	7 868	3 210	0	0	29%	50%
2022	3AS	1 769	6 274	2 459	10 503	5 903	6 793	12 696	1 804	7 322	3 571	0	0	21%	54%
2022	3BS	1 769	6 274	2 459	10 503	7 237	6 485	13 722	2 108	7 868	3 746	0	0	31%	47%
2022	4AS	1 484	5 150	2 114	8 748	5 780	6 485	12 265	1 804	7 251	3 210	0	0	40%	53%
2026	1AS	2 162	6 703	3 208	12 073	5 994	8 512	14 506	1 804	8 311	4 391	0	0	20%	59%
2026	1BS	2 162	6 703	3 208	12 073	8 958	6 793	15 751	2 108	8 048	5 596	0	0	30%	43%
2026	1AN	2 162	6 703	3 208	12 073	6 602	7 992	14 593	1 804	8 280	3 871	0	639	21%	55%
2026	1BN	2 162	6 703	3 208	12 073	9 132	6 485	15 617	2 108	7 928	3 543	0	2 039	29%	42%
2026	1BO	2 162	6 703	3 208	12 073	9 084	6 485	15 569	1 804	7 477	3 263	3 026	0	29%	42%
2026	2AS	2 152	6 703	2 631	11 486	5 910	7 992	13 902	1 804	8 280	3 818	0	0	21%	57%
2026	2BS	2 152	6 703	2 631	11 486	8 333	6 485	14 819	2 108	8 008	4 703	0	0	29%	44%
2026	2BN	2 152	6 703	2 631	11 486	7 231	6 485	13 716	1 804	7 413	3 210	0	1 289	19%	47%
2026	2BO	2 152	6 703	2 631	11 486	8 343	6 485	14 828	1 804	7 382	3 210	2 433	0	29%	44%
2026	3AS	2 152	7 933	2 631	12 716	6 058	9 032	15 090	1 804	8 375	4 911	0	0	19%	60%
2026	3BS	2 152	7 933	2 631	12 716	9 392	7 093	16 485	2 230	8 360	5 896	0	0	30%	43%
2026	3AN	2 152	7 933	2 631	12 716	6 602	8 512	15 113	1 804	8 280	4 391	0	639	19%	56%
2026	3BN	2 152	7 933	2 631	12 716	9 958	6 485	16 444	2 108	8 008	4 289	0	2 039	29%	39%
2026	3BO	2 152	7 933	2 631	12 716	9 939	6 485	16 424	1 928	7 928	3 543	3 026	0	29%	39%
2026	4AS	1 623	5 699	2 243	9 565	5 840	6 485	12 325	1 804	7 311	3 210	0	0	29%	53%

Tabla 3.13 Nudos de Oferta-Demanda en MW, con proyectos de generación según evaluación, para los años 2022 y 2026.

Año	Codigo	Demanda (MW)				Oferta (MW)						Inyeccion (Hidro)		%	%
		Norte	Centro	Sur	SEIN	Hidro	Termica	Total	Norte	Centro	Sur	Oriente	Norte		
2022	1AS	1 812	5 719	2 757	10 288	5 903	6 485	12 388	1 804	7 322	3 263	0	0	20%	52%
2022	1BS	1 812	5 719	2 757	10 288	6 881	6 485	13 366	1 804	8 300	3 263	0	0	30%	49%
2022	2AS	1 769	5 719	2 459	9 948	5 851	6 485	12 336	1 804	7 322	3 210	0	0	24%	53%
2022	2BS	1 769	5 719	2 459	9 948	6 397	6 485	12 882	1 804	7 868	3 210	0	0	29%	50%
2022	3AS	1 769	6 274	2 459	10 503	5 903	7 037	12 940	1 804	7 874	3 263	0	0	23%	54%
2022	3BS	1 769	6 274	2 459	10 503	7 040	6 485	13 525	1 804	8 459	3 263	0	0	29%	48%
2026	1AS	2 162	6 703	3 208	12 073	6 077	8 255	14 333	1 804	8 658	3 871	0	0	19%	58%
2026	1BS	2 162	6 703	3 208	12 073	8 633	7 037	15 670	2 108	9 816	3 746	0	0	30%	45%
2026	2AS	2 152	6 703	2 631	11 486	6 006	7 647	13 653	1 804	8 639	3 210	0	0	19%	56%
2026	2BS	2 152	6 703	2 631	11 486	8 377	6 485	14 862	2 108	9 264	3 490	0	0	29%	44%
2026	3AS	2 152	7 933	2 631	12 716	6 058	9 295	15 353	1 804	8 639	4 911	0	0	21%	61%
2026	3BS	2 152	7 933	2 631	12 716	9 176	7 384	16 559	2 108	10 163	4 289	0	0	30%	45%

Tabla 3.14 Nudos de Oferta-Demanda en MW, priorizando proyectos de generación del área Centro, para los años 2022 y 2026.

Año	Codigo	Demanda (MW)				Oferta (MW)						Inyeccion (Hidro)		%	%
		Norte	Centro	Sur	SEIN	Hidro	Termica	Total	Norte	Centro	Sur	Oriente	Norte		
2022	1AS	1 812	5 719	2 757	10 288	5 903	6 793	12 696	1 804	7 322	3 571	0	0	23%	54%
2022	1BS	1 812	5 719	2 757	10 288	6 958	6 485	13 444	2 108	7 322	4 014	0	0	31%	48%
2022	2AS	1 769	5 719	2 459	9 948	5 851	6 485	12 336	1 804	7 322	3 210	0	0	24%	53%
2022	2BS	1 769	5 719	2 459	9 948	6 435	6 485	12 920	2 108	7 322	3 490	0	0	30%	50%
2022	3AS	1 769	6 274	2 459	10 503	5 903	6 793	12 696	1 804	7 322	3 571	0	0	21%	54%
2022	3BS	1 769	6 274	2 459	10 503	7 173	6 485	13 658	2 108	7 322	4 229	0	0	30%	47%
2026	1AS	2 162	6 703	3 208	12 073	6 127	8 133	14 261	1 804	7 382	5 075	0	0	18%	57%
2026	1BS	2 162	6 703	3 208	12 073	8 664	6 793	15 457	2 853	7 382	5 223	0	0	28%	44%
2026	2AS	2 152	6 703	2 631	11 486	5 910	8 133	14 044	1 804	7 382	4 858	0	0	22%	58%
2026	2BS	2 152	6 703	2 631	11 486	8 362	6 485	14 847	2 230	7 382	5 236	0	0	29%	44%
2026	3AS	2 152	7 933	2 631	12 716	6 127	9 403	15 531	3 074	7 382	5 075	0	0	22%	61%
2026	3BS	2 152	7 933	2 631	12 716	9 410	7 093	16 503	3 226	7 382	5 896	0	0	30%	43%

Tabla 3.15 Nudos de Oferta-Demanda en MW, priorizando proyectos de generación del área Norte y Sur, para los años 2022 y 2026.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Resumiendo las tablas anteriores, se tiene que los futuros de Oferta-Demanda extremos considerados en las simulaciones, son en total:

- 19 futuros de demanda/oferta para el año 2022 y
- 27 futuros de demanda/oferta para el año 2026

### **3.3 Futuros de hidrología**

Se están considerando tres futuros de hidrología para acotar el rango de variación de la mencionada incertidumbre. Cada futuro de hidrología consiste en una secuencia hidrológica de 4 años, seleccionada de una base de datos histórica que abarca el periodo entre los años 1965 a 2013 (49 años).

Los futuros de hidrología seleccionados representan las condiciones extremas y media de la distribución de probabilidad histórica del recurso hidrológico. Considerando que, para efectos del PT, la incertidumbre “hidrología” es importante desde un punto de vista económico, se ha considerado conveniente utilizar el costo anual de operación del sistema eléctrico como una medida que refleje la disponibilidad del recurso hidrológico.

El procedimiento utilizado ha sido el siguiente:

- Simular la operación del SEIN para todas las secuencias hidrológicas. Para este fin se utilizó la BD del PERSEO de la última fijación tarifaria.
- Se ordenaron en forma ascendente los costos de operación según la secuencia hidrológica. Los datos fueron tomados del archivo “COPERSI.CSV”, de los resultados de PERSEO.
- Se tomaron los percentiles 5, 50 y 95 que corresponden a las secuencias hidrológicas húmeda, media y seca respectivamente.

Las series hidrológicas encontradas son las que comienzan en los años 1999, 1975 y 1995, y corresponden a las series húmeda, media y seca respectivamente. Los resultados se pueden ver la Tabla 3.16 y la Figura 3.6.

Criterio	Descripción	PT 2017-2026
<b>Percentil 5</b>	<b>Serie hidrológica Húmeda</b>	<b>1999</b>
	Costo Operativo (US\$)	1 678 027 658
<b>Percentil 50</b>	<b>Serie hidrológica Media</b>	<b>1975</b>
	Costo Operativo (US\$)	1 792 537 421
<b>Percentil 95</b>	<b>Serie hidrológica Seca (Año)</b>	<b>1995</b>
	Costo Operativo (US\$)	1 956 722 747

Tabla 3.16 Series hidrológicas propuestas para el PT 2017-2026

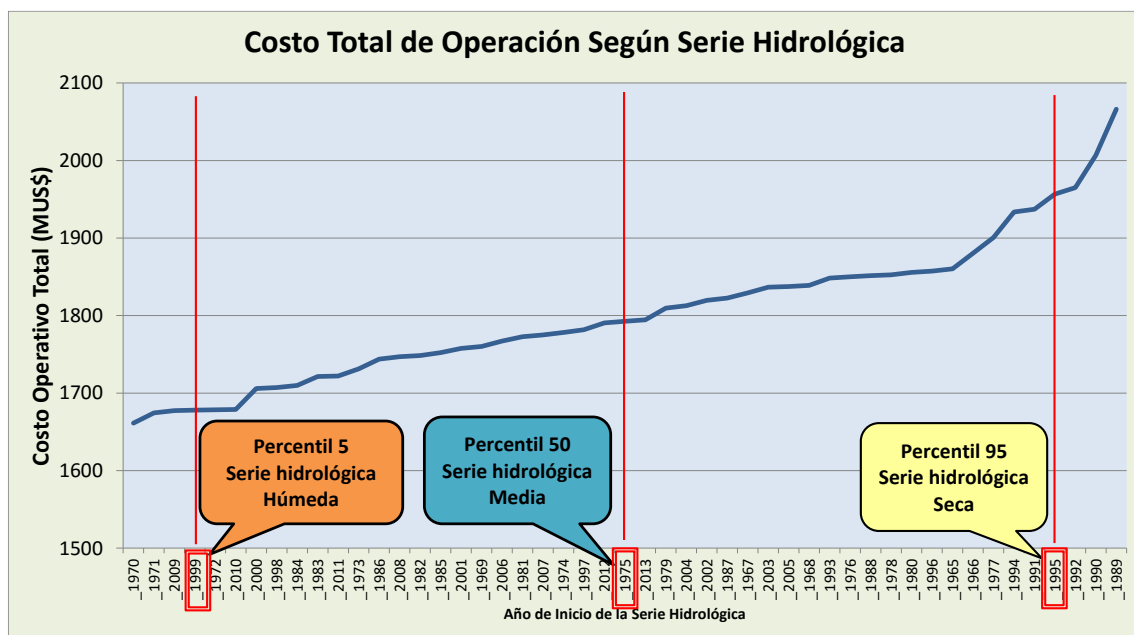



Figura 3.6 Series hidrológicas propuestas para el PT 2017-2026.

### 3.4 Futuros de precios de combustibles

Se considera tres futuros de combustibles (costo alto, medio y bajo), para acotar el rango de variación de ésta incertidumbre. Cada uno de estos futuros es representado mediante *factores de combustible* alto y medio que son aplicados al resultado de costo medio de las simulaciones del PERSEO, estimando de esta manera los futuros de costos de operación alto y bajo.

Se asume que los precios de los combustibles afectan directamente los costos de operación esperados de las simulaciones de PERSEO. Si los precios suben o bajan, se espera que los costos de operación también suban o bajen de manera concordante. Si bien no existe una proporción directa constante entre los costos de los combustibles

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

y los costos de operación, asumir esa premisa será una buena aproximación. Además, hará más simple el trabajo de planificación al permitir disminuir el número de simulaciones de MODPLAN hasta una cifra cercana a las 1200 (si se simularan todos los futuros de combustibles, esta cifra se multiplicaría por tres).

**Determinación de factores de combustible.-** Como criterio para la formulación de los futuros de combustibles se trata de representar las proyecciones alta, media y baja que circunscriben todo el rango posible de variación de precios. Estos futuros fueron elaborados a partir de las proyecciones de la U.S. Energy Administration Information (EIA). Para los costos de combustibles líquidos se utilizaron las proyecciones de los casos *reference case, high oil price y low oil price*. Para los costos del gas natural se utilizaron los escenarios *reference case, High Shale Recovery y Low Shale Recovery (Energy Outlook 2015)*.

El procedimiento utilizado ha sido el siguiente:

- Hacer simulaciones de PERSEO para periodos de 4 años en modo “uninodal”. Esto último con el objetivo de aislar el efecto económico de los precios de los combustibles en la operación, de las posibles restricciones de la red.
- En cada simulación, la demanda en cada año es la misma, y corresponde a la proyección media del año 2026 (futuro de demanda media), según sea el caso.
- Se consideraron dos futuros de oferta en cada simulación, uno mayormente hidráulico (60 % en potencia instalada) y otro mayormente térmico (60 % en potencia instalada).
- Se simularon todas las secuencias hidrológicas (de 1965 a 2014), utilizándose los costos de operación resultantes de ellas.
- Se simularon los tres futuros de combustibles y se calcularon los cocientes de los costos de operación total obtenidos de los futuros alto y bajo sobre el del futuro medio, obteniéndose los factores deseados.

Los factores resultantes se muestran en la Tabla 3.17. Por simplicidad se considera conveniente utilizar para todo el estudio un solo conjunto de factores, y dado que el futuro que presenta mayor variación es el de oferta mayormente térmica, se adoptarán los factores de este. De esta manera, los factores que representarán los futuros de combustibles alto, medio y bajo son 1.19, 1.00 y 0.92 respectivamente.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Año	Oferta	Costo Combustible	Costo de Operación	Factor
2022	60% HIDRO	ALTO	3,050,570,783	1.0321
		MEDIO	2,955,747,823	
		BAJO	2,744,050,016	0.9284
	60% TERMICA	ALTO	3,479,534,528	1.0328
		MEDIO	3,369,180,431	
		BAJO	3,125,971,617	0.9278
2026	60% HIDRO	ALTO	3,595,502,895	1.1302
		MEDIO	3,181,327,956	
		BAJO	3,049,532,884	0.9586
	60% TERMICA	ALTO	8,108,630,525	1.1921
		MEDIO	6,802,126,366	
		BAJO	6,321,818,988	0.9294

Tabla 3.17 Cálculo de Factores de los Futuros de Combustibles

### 3.5 Futuros de Costos de Inversión

El costo de inversión es una incertidumbre por las siguientes razones:

- Las longitudes de las rutas, tipos de terrenos, altitudes y climas por los que pasarán los proyectos solo serán conocidas con precisión cuando se realice la ingeniería de detalle. Para efectos del estudio del Plan se utilizan trazos aproximados.
- Los costos de los suministros en el mercado internacional pueden variar, como ha quedado demostrado en la historia reciente.
- En el nivel de 500 kV no hay módulos estándares de OSINERGMIN.

Para tener en cuenta las variables anteriores en el análisis se consideraron tres futuros de Costos de Inversión, representados por los valores 0.75, 1.00, y 1.50, que son factores a aplicar a los costos de inversión, operación y mantenimiento de las opciones de transmisión.

### 3.6 Expansión Base del SEIN

La Expansión Base del SEIN se define como el sistema de transmisión actual más el desarrollo de los proyectos de generación, transmisión y demanda, previstos a ingresar en operación hasta el año 2019. Asimismo, cabe resaltar que con la Expansión Base del sistema se evalúa y determina el año requerido de los proyectos del Plan Vinculante resultantes del presente estudio de Actualización del Plan de Transmisión.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## Sistema de Transmisión Base

Se considera el sistema de transmisión actual al 2015 y se añaden los proyectos de transmisión comprometidos, previstos a ingresar como parte de los proyectos contemplados en: Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2015-2024, Plan Vinculante del Plan de Transmisión 2013-2022, Plan de Transmisión 2011 – 2020 (Primer Plan de Transmisión), Plan Transitorio de Transmisión, Plan de Inversiones de Transmisión y proyectos que forman o formarán parte de ampliaciones de Contratos de Concesión de las empresas transmisoras.

En la Tabla 3.18 se muestran los proyectos del Plan Vinculante del PT 2015 – 2024, los cuales junto con los proyectos de líneas de transmisión de la Tabla 3.19 constituyen el Sistema de Transmisión Base.

Proyectos de Transmisión resultados de la Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024
<b>Plan Vinculante 2020 <sup>(1)</sup></b>
<b>Proy. 1 Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos:</b>
L.T. Mantaro-Nueva Yanango 500 kV (1 circuito)
L.T. Nueva Yanango-Carapongo 500 kV (1 circuito)
L.T. Yanango-Nueva Yanango 220 kV (1 circuito)
S.E. Nueva Yanango 500/220 kV
<b>Proy. 2 Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes sub proyectos:</b>
L.T. Nueva Yanango-Nueva Huánuco 500 kV (1 circuito)
S.E. Nueva Huánuco 500/220/138 kV
L.T. Nueva Huánuco - Yungas 220 kV (1 circuito)
S.E. Yungas 220 kV
L.T. Tingo María-Chaglla 220 kV (1 circuito)
Seccionamiento de la LT Chaglla-Paragsha 220 kV en la SE Nueva Huánuco
Seccionamiento de la LT Tingo María-Vizcarra en la SE Nueva Huánuco
L.T. Nueva Huánuco-Amarilis 138 kV (1 circuito)
<b>Proy. 3 Cambio de nivel de tensión de la L.T. Chilca-La Planicie-Carabayllo y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes sub proyectos:</b>
Reconfiguración de la LT Chilca-La Planicie-Carabayllo de 2 circuitos 220 kV a un circuito de 500 kV y enlaces en 500 kV a las SSEE Chilca y Carabayllo
Segundo transformador 500/220 kV-600MVA en la SE Chilca y ampliación de barras 500 y 220 kV
Ampliación de barras 500 kV en SE Carabayllo
<b>Proy. 4 Nueva Subestación La Planicie 500/220 kV, que comprende:</b>
Patio de 500 kV configuración Interruptor y Medio.
Autotransformador 500/220 kV de 600 MVA y enlace con patio de 220 kV la Planicie.
Enlace con la LT Chilca-Carabayllo 500 kV
<b>Proy. 5 Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kV</b>
<b>Proy. 6 Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV, que comprende:</b>
Repotenciación a 1000 MVA del tramo Carabayllo-Chimbote 500 kV con inclusión de compensación capacitiva en serie
Repotenciación a 1000 MVA del tramo Chimbote-Trujillo 500 kV con inclusión de compensación capacitiva en serie
<b>Proy. 7 Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV</b>
<b>Proy. 8 Banco de Reactores de 100 MVAR-500 kV en SE La Niña 500 kV</b>
<b>Proy. 9 L.T. Tintaya -Azángaro 220 kV (1 circuito)</b>
<b>Proy. 10 Repotenciación a 250 MVA L.T. Chiclayo-Carhuaqueiro 220 kV</b>
<b>Proy. 11 Repotenciación a 250 MVA L.T. Oroya-Carhuamayo 220 kV</b>
<b>Proy. 12 Repotenciación a 250 MVA L.T. Mantaro-Huancavelica</b>
<b>Proy. 13 Seccionamiento de la L.T. Piura-Chiclayo 220 kV y enlace con la SE La Niña 220 kV</b>
<b>Proy. 14 L.T. Aguaytía-Pucallpa 138 kV (segundo circuito)</b>
<b>Proy. 15 Banco de condensadores de 20 MVAR-60 kV en SE Zorritos</b>
<b>Proy. 16 S.E. Nueva Carhuaqueiro 220 kV</b>

Tabla 3.18 Proyectos de transmisión del Plan Vinculante del PT 2015 – 2024.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

FECHA	PROYECTO	EMPRESA
2015	LT 220 kV Asia - Drv. Asia	LUZ DEL SUR
2015	Nueva SE Asia 220/60/10 kV - 85 MVA	LUZ DEL SUR
2015	Ampliación de la Capacidad de Transmisión de la Línea 220 kV Ventanilla - Zapallal (L-2242/L2243) de 152 MVA a 270 MVA por terna	REP
2015	LT 220 kV Ventanilla - Chavarria de 189 MVA (cuarto circuito)	REP
2015	LT 138 kV Socabaya - Parque Industrial (simple circuito) y Ampliación de Subestaciones	SEAL
2016	SE Barsi: Cambio de Transformador de 85 MVA a 180 MVA	EDELNOR
2016	Nueva SE Ilo 3 220/138 kV de 400 MVA	SOUTHERN PERU
2016	SE Amarilis 138 kV y Obras Conexas	REP
2016	LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte (300 MVA) y LT 220 kV Cajamarca Norte - Cacic - Moyobamba (220 MVA)	COBRA
2016	LT 138 kV Trujillo Nor Oeste - Trujillo Sur	HIDRANDINA
2016	Ampliación de la capacidad de transformación en la SE Pucallpa 138/60/10 kV (55/55/18 MVA)	ISA
2016	Instalación de Compensación Reactiva (SVC) de -10 a 45 MVAR en 60 kV en la SE Pucallpa	ISA
2016	Ampliación de la capacidad de transformación en la SE Aguayta 220/138/22.9 kV (60/60/20 MVA)	ISA
2016	SE Puno: Instalación de bancos de capacitores de 2x7 MVAR en la barra de 60 kV	REP
2016	LT 220 kV Machupicchu - Quencoro - Onocora - Tintaya de 300 MVA y SSEE Asociadas	ABENGOA PERU
2016	LT 220 kV La Planicie - Industriales de 400 MVA por circuito	CTM
2017	SE Malvinas (Nueva Colonial) 220/60 kV - 180 MVA	EDELNOR
2017	LT 220 kV Mirador (Nueva Jicamarca) - Malvinas (Nueva Colonial)	EDELNOR
2017	Repotenciación de la LT 220 kV San Juan - Balnearios de 2x860 A a 2x1300 A	LUZ DEL SUR
2017	Repotenciación de la LT 220 kV Pomacocha - San Juan de 152 MVA a 250 MVA por terna	-
2017	LT 500 kV Mantaro - Marcona - Nueva Socabaya - Montalvo de 1400 MVA y SSEE Asociadas	CTM
2017	SE Orcotuna 220/60 kV - 50 MVA y dos líneas de transmisión en 220 kV de enlace a la LT 220 kV Huayucachi - Huanza	CTM
2017	LT 220 kV Friaspata - Mollepata 250 MVA y SE Mollepata 220/66 kV - 50 MVA	CTM
2017	Repotenciación de la LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca de 152 MVA a 250 MVA por terna	-
2017	Ampliación de la SE Friaspata 220 kV (Huancavelica) y Seccionamiento de la LT 220 kV Mantaro - Independencia (L-2203)	REP
2017	SE Paramonga Nueva 220 kV: Transformador Trifásico de 220/60/10 kV - 30 MVA	REP
2017	Repotenciación de la LT 220 kV Huanza - Carabayillo de 152 MVA a 250 MVA	REP
2017	SE Nueva Nazca 220/60 kV - 75 MVA	-
2017	SE Nueva Chíncha 220/60 kV - 75 MVA	-
2018	SE Alto Praderas 220/60/10 kV - 120 MVA y Líneas de Enlace en 220 kV y 60 kV	LUZ DEL SUR
2018	LT 220 kV Industriales - San Luis	LUZ DEL SUR
2018	Nueva SE San Luis 220/60/10 kV - 240 MVA	LUZ DEL SUR
2018	Repotenciación de la LT 220 kV Tingo María - Vizcarra - Conococha de 191 MVA a 250 MVA	-
2018	Repotenciación de la LT 220 kV Trujillo - Cajamarca a 250 MVA	-
2018	Primera Etapa de la SE Carapongo 500/220 kV - 600 MVA y enlaces de conexión a líneas asociadas	ISA
2018	LT 220 kV Azángaro - Juliaca - Puno de 450 MVA y SSEE Asociadas	REI
2018	LT 220 kV Montalvo - Los Héroes (2do circuito) de 250 MVA y Ampliación de la SE Los Héroes 220/66/10.5 - 60/60/12 MVA	-
2019	LT 220 kV Moyobamba - Iquitos de 150 MVA y SSEE Asociadas	LTP

Tabla 3.19 Proyectos en líneas de transmisión que conforman el sistema de transmisión base.

De la Tabla 3.18 de proyectos del Plan Vinculante del PT 2015-2024. Se resalta los proyectos en 500 kV LT Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo y la LT Nueva Yanango – Huánuco, los cuales reforzarán la zona Centro del SEIN, brindándole mayor confiabilidad.



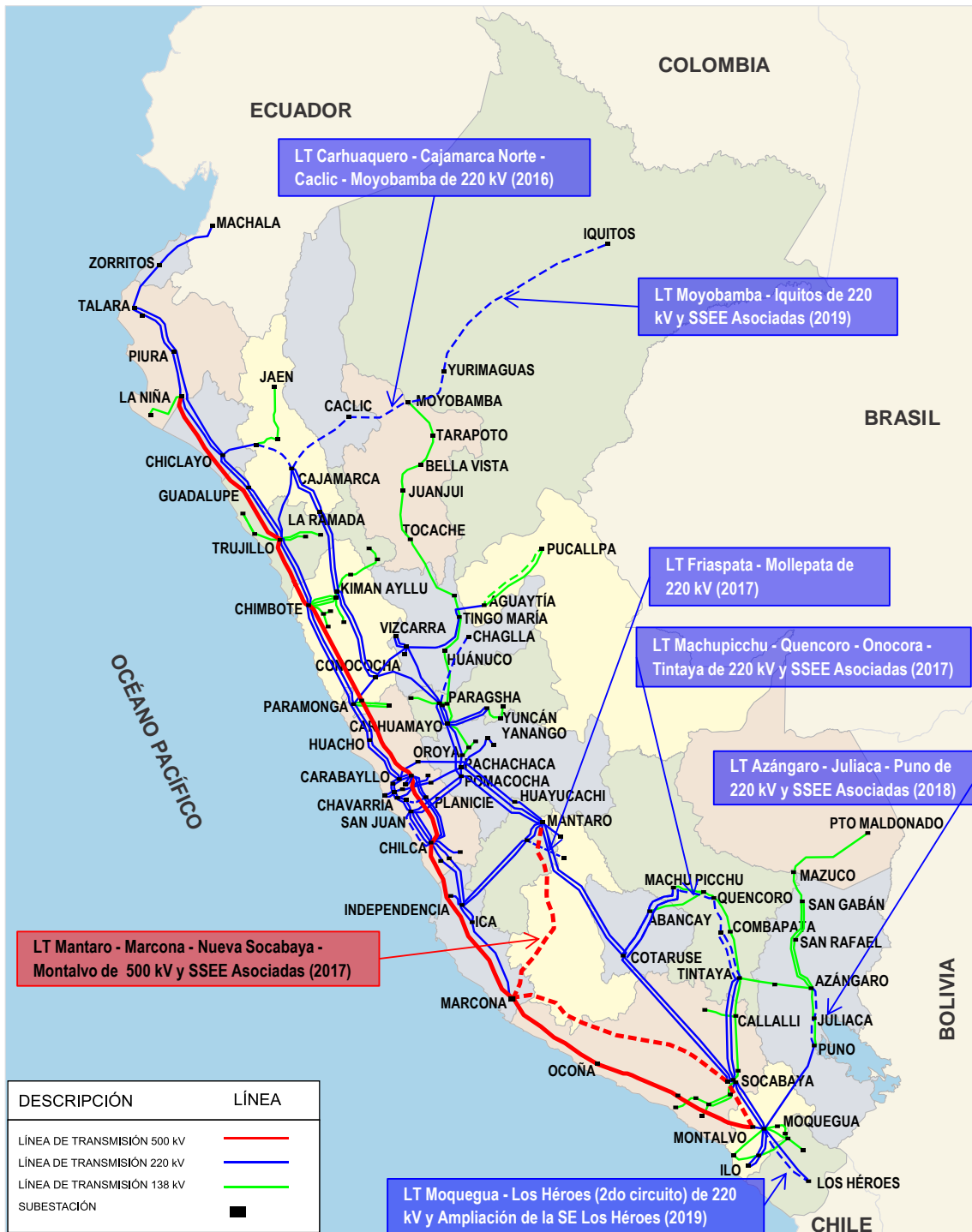


Figura 3.7 Proyectos de líneas de transmisión.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### **Expansión de la Generación**

Al parque de generación existente al 2015 se le adiciona la expansión de la generación, que considera proyectos que se encuentran actualmente en ejecución, proyectos que cuentan con contratos con el Estado resultado de las licitaciones para promoción de la inversión, proyectos resultantes de las subastas de suministro eléctrico con Recursos Energéticos Renovables (RER) y algunos proyectos menores con alta probabilidad de ejecución que cuentan con estudio de Pre Operatividad aprobado.

En la Tabla 3.20 se muestra el plan de obras de generación para el periodo 2016 – 2020 considerando información disponible a octubre de 2015.

 <b>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

FECHA	PROYECTO	TECNOLOGÍA	EMPRESA	BARRA (*)	MW
2015	CE Parque Tres Hermanas	Eólica	PARQUE EÓLICO TRES HERMANAS	Marcona 220 kV	90
2016	CT Puerto Maldonado - Reserva Fría	Dual Diesel B5/Gas Natural	INFRAESTRUCTURAS Y ENERGÍAS DEL PERÚ	Puerto Madonado 138 kV	18
	CT Pucallpa - Reserva Fría	Dual Diesel B5/Gas Natural	INFRAESTRUCTURAS Y ENERGÍAS DEL PERÚ	Pucallpa 138 kV	40
	CH Chancay	Hidroeléctrica-RER	SINERSA	Huaral 60 kV	19
	CH Chaglla	Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACION DE HUALLAGA (ODEBRECHT)	Paragsha 220 kV	406
	CH Cerro del Águila - G1	Hidroeléctrica	CERRO DEL AGUILA	Mantaro 220 kV	170
	CH 8 de Agosto	Hidroeléctrica-RER	GENERACIÓN ANDINA	Tingo María 138 kV	20
	CH El Carmen	Hidroeléctrica-RER	GENERACIÓN ANDINA	Tingo María 138 kV	9
	CH Cerro del Águila - G2	Hidroeléctrica	CERRO DEL AGUILA	Mantaro 220 kV	170
	CT Puerto Bravo - Nodo Energético del Sur	Dual Diesel B5/Gas Natural	SAMAY I	San José 500 kV	500
	CH Cerro del Águila - G3	Hidroeléctrica	CERRO DEL AGUILA	Mantaro 220 kV	170
	CH RenovAndes H1	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACION SANTA ANA	Condorcocha 138 kV	20
	CH Carpapata III	Hidroeléctrica	GENERACIÓN ELÉCTRICA ATOCONGO	Caripa 138 kV	13
2017	CH Potrero	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA ELÉCTRICA AGUA AZUL	Aguas Calientes 60 kV	20
	CT Ilo - Nodo Energético del Sur	Dual Diesel B5/Gas Natural	ENERSUR	Montalvo 500 kV	500
	CH Karpa	Hidroeléctrica-RER	HIDROELÉCTRICA KARPA	Vizcarra 220 kV	20
	CT Malacas - TG6	Turbo Gas	EEPSA	Talara 220 kV	43
	CH Huatziroki I	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDRAÚLICA SELVA	Yaupi 220 kV	11
	CH Yarucaya	Hidroeléctrica-RER	HUAURA POWER GROUP	Huacho 220 kV	15
2018	CT Chilca 1 - TG4 + TV2	Ciclo Combinado	ENERSUR	Chilca CTM 220 kV	113
	CH La Virgen	Hidroeléctrica	LA VIRGEN	Caripa 138 kV	64
	CH Angel III	Hidroeléctrica-RER	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	San Gaban 138 kV	20
	CH Angel I	Hidroeléctrica-RER	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	San Gaban 138 kV	20
	CH Angel II	Hidroeléctrica-RER	GENERADORA DE ENERGÍA DEL PERÚ	San Gaban 138 kV	20
	CH Santa Lorenza I	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA SANTA LORENZA	Santa Lorenza 138 kV	19
	CH Manta	Hidroeléctrica-RER	PERUANA DE INVERSIONES EN ENERGÍAS RENOVABLES	Huallanca 138 kV	20
	CH Hydrika 5	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA GENERACION	Huallanca 138 kV	10
	CH Hydrika 2	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA GENERACION	Huallanca 138 kV	4
	CH Hydrika 4	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA GENERACION	Huallanca 138 kV	8
	CH Hydrika 1	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA GENERACION	Huallanca 138 kV	7
	CH Hydrika 3	Hidroeléctrica-RER	HYDRIKA GENERACION	Huallanca 138 kV	10
CH Carhuac	Hidroeléctrica-RER	ANDEAN POWER	Callahuanca 220 kV	16	
CH Laguna Azul	Hidroeléctrica-RER	HIDROELÉCTRICA LAGUNA AZUL	Callalli 138 kV	20	
2019	CT Santo Domingo de los Olleros - TV	Ciclo Combinado	TERMOCHILCA	Chilca Rep 500 kV	91
	CT Santa Rosa - TV	Ciclo Combinado	EDEGEL	Santa Rosa 220 kV	131
	CH Colca	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA COLCA	Huayuacachi 220 kV	12
	CH Zaña 1	Hidroeléctrica-RER	ELECTRO ZAÑA	Chiclayo 220 kV	13
	CH Olmos 1	Hidroeléctrica	SINDICATO ENERGÉTICO S.A. - SINERSA	Motupe 60 kV	50
	CT Iquitos Nueva - Reserva Fría	Dual Diesel B5/Gas Natural	GENRENT DEL PERÚ S.A.C.	Iquitos 220 kV	81
2020	CH Pucará	Hidroeléctrica	EMPRESA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA DEL CUSCO	Onocora 220 kV	150
	CT Quillabamba	Turbo Gas	-	Suriray 220 kV	200
	CT Puerto Bravo - Gas Natural	Ciclo Simple	SAMAY I	San José 500 kV	630
	CT Ilo - Ciclo Simple - Gas Natural	Ciclo Simple	ENERSUR	Montalvo 500 kV	610

(\*): La barra de conexión es referencial.

Tabla 3.20 Proyectos de generación para el periodo 2016 – 2020

Para un mejor entendimiento de la conformación de los proyectos de generación en la Figura 3.8 y en la Figura 3.9 se muestra la evolución esperada de la generación instalada por tipo de tecnología y por ubicación en el SEIN, respectivamente.

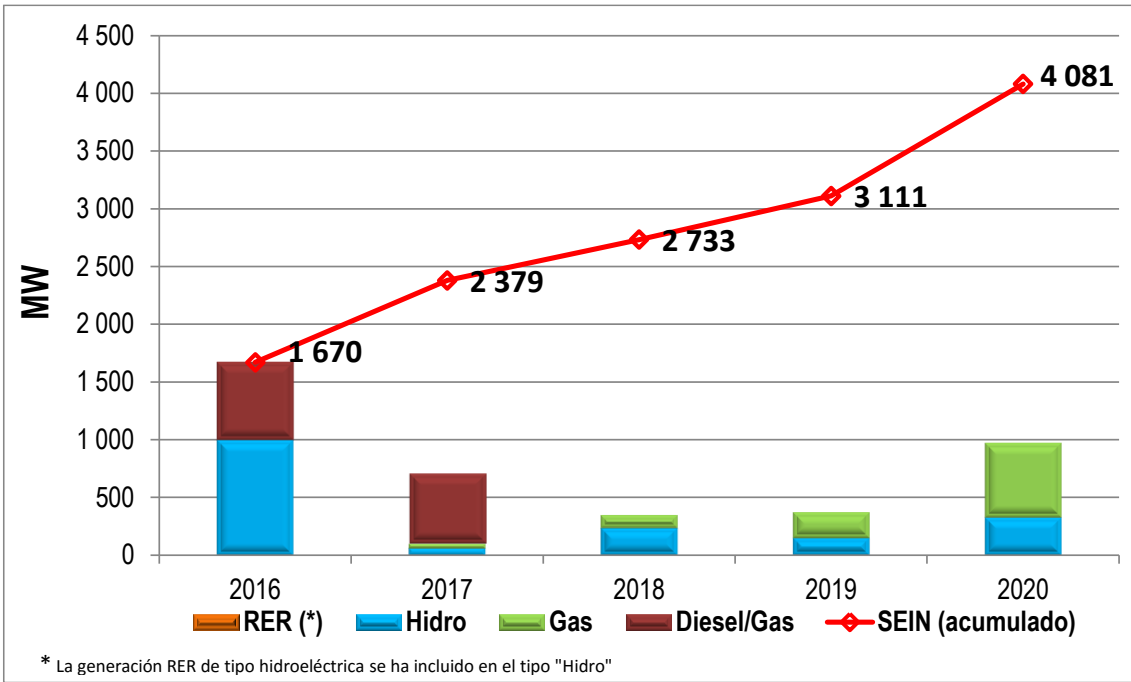


Figura 3.8 Incremento de potencia en el SEIN por tipo de proyectos.

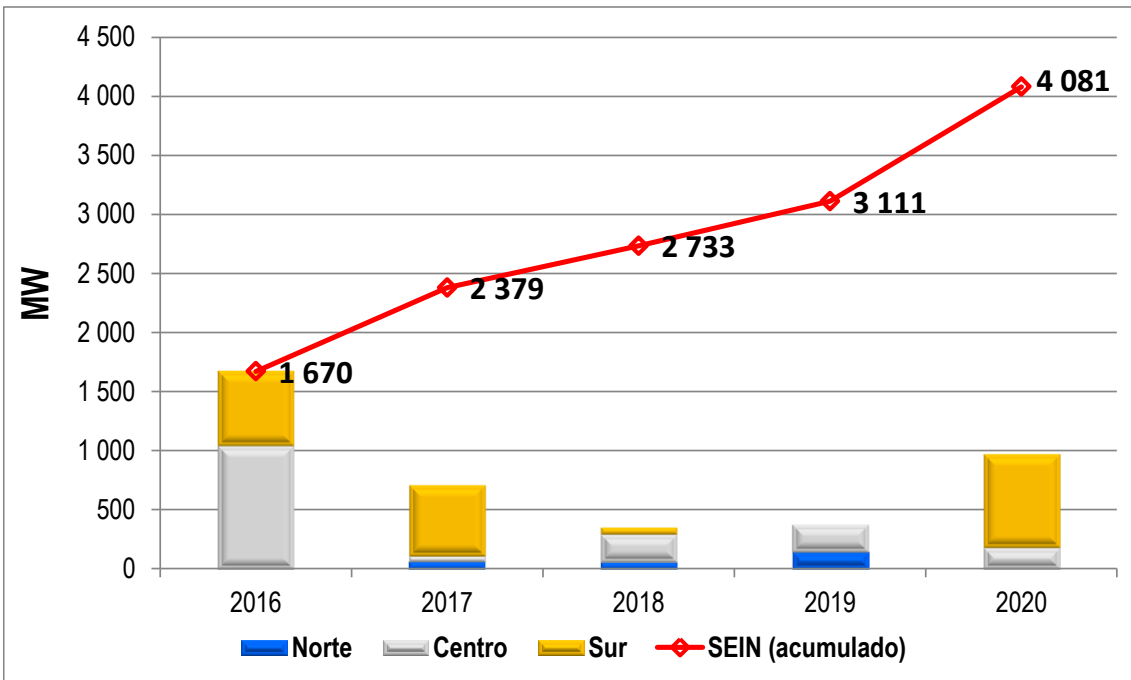


Figura 3.9 Incremento de potencia en el SEIN por zonas.

### Demanda del SEIN

El crecimiento de la demanda del SEIN es consecuencia del incremento de la demanda vegetativa y de los proyectos de demanda con mayor certidumbre de ingresar en operación hasta el año 2020.

En Tabla 3.21 se muestra la proyección de la demanda global del SEIN para el periodo 2014 – 2020, así como la tasa de crecimiento promedio considerando como año base el año 2014 (demanda elaborada en el año 2015).

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2014	42 101	5,0%	5 808	3,3%
2015	45 022	6,9%	6 276	8,1%
2016	49 746	10,5%	6 839	9,0%
2017	54 943	10,4%	7 377	7,9%
2018	59 399	8,1%	7 946	7,7%
2019	63 627	7,1%	8 497	6,9%
2020	67 692	6,4%	8 988	5,8%
<b>PROMEDIO 2015 - 2026</b>		<b>8,2%</b>		<b>7,5%</b>

Tabla 3.21 Proyección de demanda.

### 3.7 Escenarios Base (Nudos)

A partir de los futuros extremos o “Nudos” definidos en los numerales anteriores, se deben realizar combinaciones factibles de ellos, las que a su vez serán combinadas con los planes a evaluar generando los “Escenarios Base” (también llamados “Nudos”), los cuales serán simulados en MODPLAN.

De las incertidumbres analizadas, se considera que la Demanda y la Generación tienen cierta dependencia, y por lo tanto se debe analizar si es factible su combinación. El desarrollo de ambas variables está relacionada a las decisiones privadas de los agentes del mercado, entendiéndose que la Demanda es independiente, mientras que el desarrollo de la Generación estará en función de la primera.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

En ese sentido, se ha supuesto que para el año 2022 se ha negado la posibilidad que se desarrollen grandes proyectos hidroeléctricos en la zona Norte y la zona Oriente, debido a que su tamaño y complejidad técnica y ambiental, el tiempo de desarrollo no les permitiría estar operando para ese año 2022.

Para el año 2026 se tendrá mayor demanda que en el 2022, y se tendrá mayor tiempo para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos, por lo que se considera que, si es posible que se desarrollen los grandes proyectos hidroeléctricos tanto en el Norte como en el Oriente, aún para los futuros de demanda media, y con más razón para los futuros de demanda optimistas. Al igual que en el año 2022, se asume que para el futuro de demanda pesimista no se desarrollarán este tipo de proyectos.

En cuanto a las otras incertidumbres, se considera que la hidrología, para el horizonte de evaluación, es una variable aleatoria, mientras que los precios de combustibles y los costos de inversión (asociados principalmente a los costos de los metales y otras materias primas) dependen de la evolución del mercado internacional. En ese sentido, se ha asumido que la combinación de los futuros de estas incertidumbres con los futuros de demanda y generación no tiene restricciones.

Aplicando los criterios anteriores, en los gráficos siguientes se muestran los Escenarios Base o Nudos que serán simulados en MODPLAN. Cabe indicar que en los gráficos ya se está incluyendo la información del número de planes a evaluar, y que se considerarán dos condiciones de transmisión (con y sin límites), lo cual es necesario para el posterior cálculo de atributos. Asimismo, no se está considerando la información de los futuros de combustible y de costos capitales, los cuales no incrementan el número de casos a simular, pues su aplicación será posterior a las simulaciones indicadas.

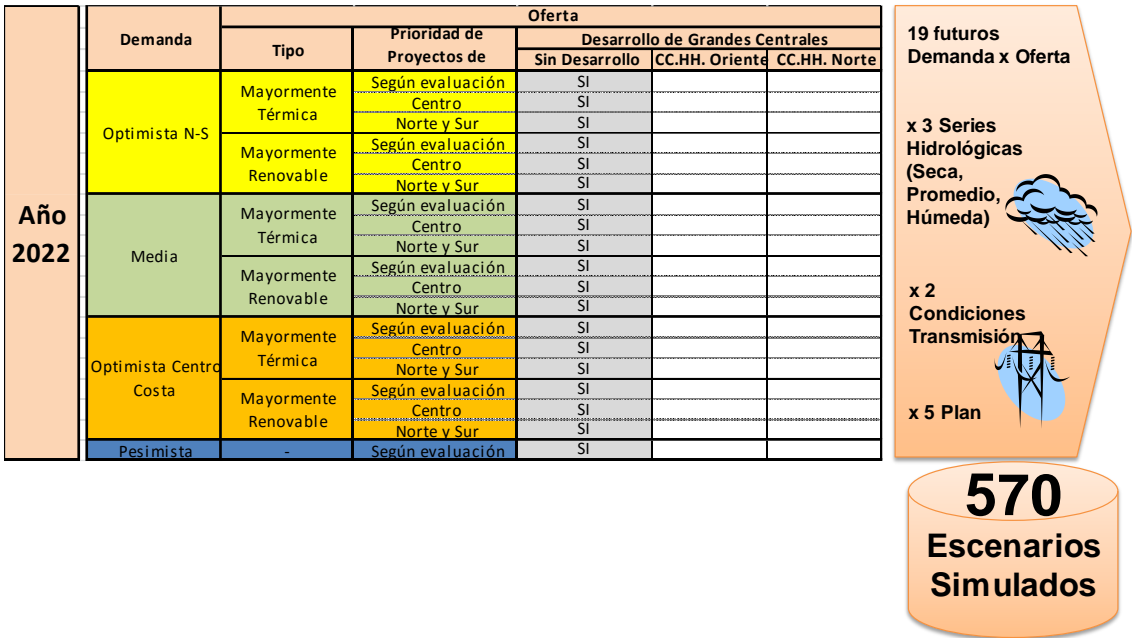
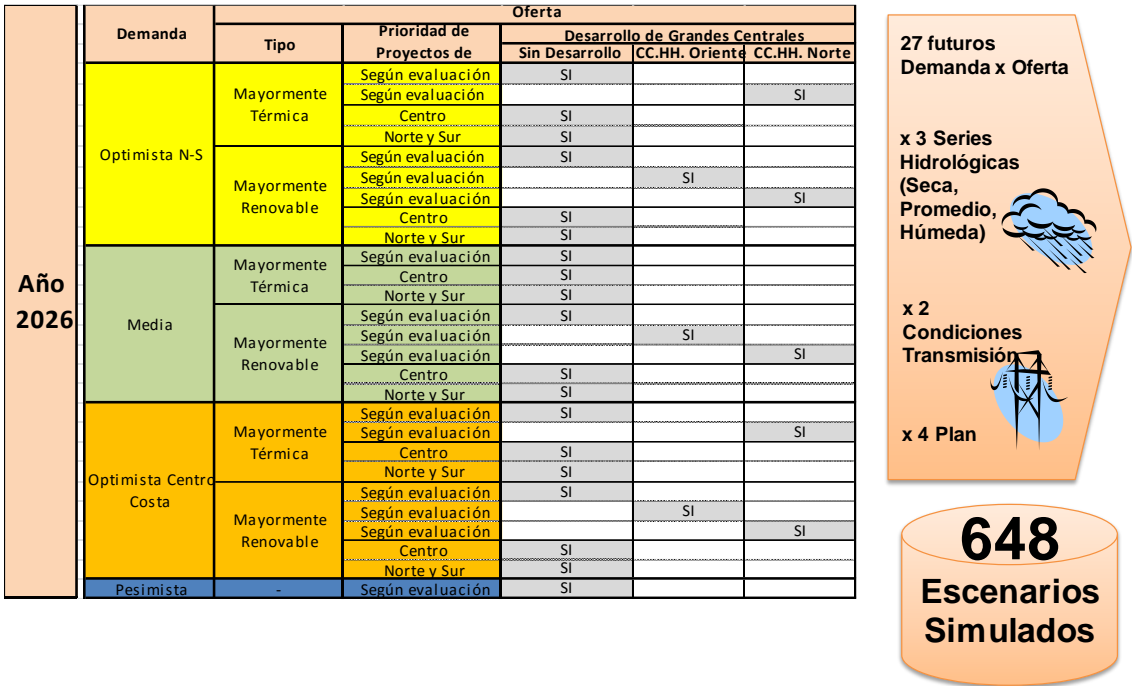


Figura 3.10 Escenarios Base (Nudos)

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## 4 Plan de Transmisión de Largo Plazo

### 4.1 Introducción

En este capítulo se definirá el Plan para el año 2026, para lo cual la secuencia a seguir es: hacer un diagnóstico, plantear opciones y planes, y evaluar los planes. El plan que se elija deberá ser “Robusto” ante las incertidumbres consideradas (demanda, oferta, hidrología, precios de combustibles y costos de inversión), lo cual significa que será la mejor solución para todo el conjunto de escenarios evaluados, pero no necesariamente en cada uno de ellos en particular. De manera similar, el plan será una solución de compromiso entre los atributos evaluados, vale decir, será mejor desde el punto de vista de todos ellos en conjunto, sin embargo no necesariamente en cada uno de ellos.

En el primer paso, el diagnóstico, se identificarán los problemas del sistema de transmisión base en todos los Nudos (definidos en el capítulo 3). El segundo paso consiste en plantear opciones de transmisión que resuelvan los problemas detectados. Estas opciones se agruparán en planes, para facilitar su posterior evaluación. El tercer paso, la evaluación, a su vez tiene tres actividades: simular los planes en los Nudos y calcular sus atributos, definir escenarios intermedios e interpolar sus atributos, y realizar el análisis de decisión (aplicación de Trade-Off / Risk / MINIMAX).

Paralelamente al análisis anterior, se plantearán opciones que serán evaluadas de manera individual mediante el criterio de confiabilidad “N-1” indicado en la Norma.

### 4.2 Análisis de Congestionamientos y Propuestas de Opciones y Planes

#### 4.2.1 Metodología

Para el desarrollo del Diagnóstico del SEIN se realiza un análisis de congestionamientos o sobrecargas en las principales líneas de transmisión; para tal fin se utiliza como herramienta el MODPLAN. Con este programa se simula la operación real para los años de corte 2026 y 2022 asociados a los planes de Largo Plazo y Vinculante respectivamente, considerando futuros de oferta/demanda extremos y el sistema de transmisión base<sup>4</sup>. De estas simulaciones se extraen y analizan los flujos de potencia en cada una de las líneas, poniendo especial interés en aquellas cuyos límites han

<sup>4</sup> Detallado en el ítem 3.7 del informe.



sido superados. Una vez simulados todos los casos para cada año se revisan los flujos máximos, mínimos y promedios de las líneas que conforman cada zona de problema, planteando las opciones candidatas producto del diagnóstico de la transmisión.

#### 4.2.2 Problemas encontrados en el año 2026

A continuación se detalla el diagnóstico por áreas:

##### AREA NORTE

- Sobrecargas en la línea Piura - La Niña 220 kV para los escenarios de demanda 1 (optimista Norte-Sur), con un máximo de 43 %, debido a la inyección de energía desde la Niña hacia Piura, Talara y Tumbes.
- Sobrecargas en la Línea Trujillo – La Niña 500 kV para escenarios de alto crecimiento de demanda y escenarios con desarrollo de centrales del Norte (CH Veracruz y CH Chadín).
- Sobrecargas en las líneas de 500 kV Carabayllo – Chimbote y Chimbote – Trujillo en la mayoría de escenarios, con máximos de 39 % y 20 % respectivamente.
- Sobrecargas en el transformador Kiman Ayllu 220/138 kV para algunos escenarios con generación mayormente térmica (A), con un máximo de 37 %.

		Desarrollo según lista priorizada																	
Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Dem Opt N-S				Dem Base				Dem Opt C-C				Pes (*)			
				.6T		.6H		.6T		.6H		.6T		.6H					
				1A	1B	1C	1D	2A	2B	2C	2D	3A	3B	3C	3D		4A	4B	
Área Norte	LT 220 kV Talara - Zorritos	LNE-091	152	72%	72%	72%	72%	72%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	48%
	LT 220 kV Talara - Piura	LNE-001	180	25%	25%	25%	52%	25%	21%	48%	21%	21%	18%	18%	21%	48%	21%	15%	
	LT 220 kV Talara - Piura	LNE-108	180	24%	24%	24%	51%	24%	20%	47%	20%	20%	18%	18%	20%	47%	20%	14%	
	LT 220 kV Piura - La Niña	LNE-106	180	138%	138%	141%	142%	143%	109%	113%	113%	113%	107%	107%	113%	114%	113%	90%	
	LT 220 kV La Niña - Chiclayo	LNE-107	180	11%	46%	19%	122%	12%	11%	30%	80%	10%	10%	49%	22%	121%	16%	16%	
	LT 220 kV Piura - La Niña	LNE-110	180	135%	135%	139%	139%	140%	107%	111%	111%	111%	106%	106%	111%	112%	111%	89%	
	LT 220 kV La Niña - Felam	LNEb110	180	13%	47%	17%	123%	13%	13%	27%	81%	13%	12%	50%	20%	123%	13%	14%	
	LT 220 kV Felam - Chiclayo	LNEc110	180	13%	43%	21%	118%	14%	13%	32%	77%	12%	12%	46%	25%	118%	17%	18%	
	LT 220 kV Reque - Guadalupe	LN-111B	180	62%	49%	55%	46%	64%	53%	48%	27%	54%	49%	42%	47%	52%	52%	33%	
	LT 220 kV Chiclayo - Reque	LN-111A	180	62%	49%	54%	46%	64%	53%	48%	27%	54%	49%	42%	47%	52%	52%	33%	
	LT 220 kV Chiclayo - Reque	LN-004A	152	74%	58%	65%	54%	76%	63%	57%	32%	64%	58%	50%	56%	62%	62%	40%	
	LT 220 kV Reque - Guadalupe	LN-004B	152	74%	58%	64%	54%	76%	63%	57%	32%	64%	58%	50%	56%	62%	61%	39%	
	LT 220 kV Chiclayo - Carhuaquero	LNE-003	250	42%	29%	62%	49%	41%	34%	55%	56%	35%	33%	34%	67%	57%	49%	51%	
	LT 220 kV Trujillo - Guadalupe	LNE-005	152	92%	70%	91%	40%	100%	75%	77%	34%	82%	74%	52%	69%	51%	81%	53%	
	LT 220 kV Trujillo - Guadalupe	LNE-112	180	83%	63%	82%	36%	90%	68%	69%	31%	74%	66%	47%	63%	46%	73%	48%	
	LT 500 kV Trujillo - La Niña	LNX-044	700	75%	54%	74%	181%	78%	61%	61%	103%	64%	60%	43%	58%	190%	64%	45%	
	LT 500 kV Chimbote - Trujillo	LNX-041	1000	104%	77%	100%	106%	112%	85%	83%	53%	90%	83%	63%	76%	120%	90%	58%	
	LT 500 kV Carabayllo - Chimbote	LNX-040	1000	123%	99%	116%	104%	139%	99%	93%	53%	106%	97%	86%	87%	123%	111%	66%	
	TR 500/220 kV Chimbote	TNE-029	750	36%	35%	27%	34%	38%	30%	21%	28%	29%	32%	32%	22%	23%	30%	17%	
	TR 500/220 kV Trujillo	TNE-030	750	70%	69%	66%	69%	76%	57%	54%	55%	60%	55%	56%	49%	56%	60%	37%	
TR 500/220 kV La Niña	TNE-033	600	87%	109%	87%	163%	91%	71%	71%	118%	75%	70%	93%	67%	148%	74%	52%		
LT 220 kV Chimbote - Trujillo	LNE-006	152	85%	65%	84%	34%	85%	71%	71%	29%	73%	68%	49%	64%	37%	67%	50%		
LT 220 kV Chimbote - Trujillo	LNE-007	152	85%	65%	84%	34%	85%	71%	71%	29%	73%	68%	49%	64%	37%	67%	50%		
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	LNE-082	100	59%	57%	71%	63%	57%	58%	70%	54%	58%	58%	56%	75%	63%	64%	69%		
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	LNE-083	100	59%	57%	71%	63%	57%	58%	70%	54%	58%	58%	56%	75%	63%	64%	69%		
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	LNE-084	100	59%	57%	71%	63%	57%	58%	70%	54%	58%	58%	56%	75%	63%	64%	69%		
TR 220/138 kV Kiman Ayllu	TNE-019	100	105%	98%	74%	96%	105%	111%	92%	119%	112%	116%	123%	80%	111%	105%	80%		
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	LNE-008	180	44%	33%	54%	31%	40%	34%	44%	18%	35%	28%	18%	36%	36%	22%	27%		
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	LNX-002	180	44%	33%	54%	31%	40%	34%	44%	18%	35%	28%	18%	36%	36%	22%	27%		

Tabla 4.1 Área Norte, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
Área Norte	LT 220 kV Talara - Zorritos	LNE-091	152	72%	72%	63%	63%	63%	63%	72%	72%	63%	63%	63%	63%
	LT 220 kV Talara - Piura	LNE-001	180	23%	52%	21%	48%	21%	48%	25%	25%	21%	48%	21%	21%
	LT 220 kV Talara - Piura	LNE-108	180	22%	51%	20%	47%	20%	47%	24%	24%	20%	47%	20%	20%
	LT 220 kV Piura - La Niña	LNE-106	180	136%	141%	109%	113%	109%	113%	141%	141%	113%	113%	113%	113%
	LT 220 kV La Niña - Chiclayo	LNE-107	180	13%	31%	11%	31%	11%	31%	11%	31%	11%	33%	13%	26%
	LT 220 kV Piura - La Niña	LNE-110	180	134%	139%	107%	111%	107%	111%	139%	139%	111%	111%	111%	111%
	LT 220 kV La Niña - Felam	LNEb110	180	13%	29%	12%	28%	12%	28%	12%	29%	12%	31%	15%	23%
	LT 220 kV Felam - Chiclayo	LNEc110	180	14%	33%	12%	32%	13%	32%	13%	33%	13%	35%	12%	28%
	LT 220 kV Reque - Guadalupe	LN-111B	180	62%	57%	53%	48%	49%	47%	58%	50%	53%	47%	50%	36%
	LT 220 kV Chiclayo - Reque	LN-111A	180	62%	57%	53%	48%	48%	47%	58%	50%	53%	47%	50%	36%
	LT 220 kV Chiclayo - Reque	LN-004A	152	73%	68%	63%	57%	58%	56%	69%	59%	63%	55%	60%	43%
	LT 220 kV Reque - Guadalupe	LN-004B	152	73%	68%	63%	57%	58%	56%	69%	59%	63%	55%	59%	43%
	LT 220 kV Chiclayo - Carhuaquero	LNE-003	250	41%	64%	35%	56%	34%	56%	42%	93%	34%	64%	28%	80%
	LT 220 kV Trujillo - Guadalupe	LNE-005	152	92%	90%	75%	76%	75%	71%	94%	84%	82%	73%	74%	61%
	LT 220 kV Trujillo - Guadalupe	LNE-112	180	83%	81%	68%	69%	68%	64%	84%	76%	74%	66%	67%	55%
	LT 500 kV Trujillo - La Niña	LNX-044	700	75%	75%	61%	60%	61%	60%	77%	70%	63%	59%	64%	56%
	LT 500 kV Chimbote - Trujillo	LNX-041	1000	103%	99%	85%	82%	83%	78%	105%	63%	89%	81%	89%	46%
	LT 500 kV Carabayllo - Chimbote	LNX-040	1000	122%	115%	98%	92%	97%	89%	123%	81%	104%	94%	39%	60%
	TR 500/220 kV Chimbote	TNE-029	750	35%	27%	30%	19%	32%	23%	37%	29%	29%	23%	44%	25%
	TR 500/220 kV Trujillo	TNE-030	750	70%	65%	57%	53%	55%	49%	69%	63%	59%	52%	60%	51%
	TR 500/220 kV La Niña	TNE-033	600	87%	87%	71%	70%	71%	70%	90%	81%	74%	69%	74%	66%
	LT 220 kV Chimbote - Trujillo	LNE-006	152	85%	85%	71%	71%	69%	69%	86%	56%	73%	66%	65%	35%
	LT 220 kV Chimbote - Trujillo	LNE-007	152	85%	85%	71%	71%	69%	69%	86%	56%	73%	66%	65%	35%
	LT 138 kV Chimbote - Huallanca	LNE-082	100	59%	72%	59%	72%	58%	72%	58%	78%	58%	72%	51%	75%
	LT 138 kV Chimbote - Huallanca	LNE-083	100	59%	72%	59%	72%	58%	72%	58%	78%	58%	72%	51%	75%
	LT 138 kV Chimbote - Huallanca	LNE-084	100	59%	72%	59%	72%	58%	72%	58%	78%	58%	72%	51%	75%
	TR 220/138 kV Kiman Ayllu	TNE-019	100	93%	73%	116%	87%	114%	87%	102%	66%	107%	90%	137%	65%
	LT 220 kV Paramonga - Chimbote	LNE-008	180	45%	61%	35%	49%	28%	46%	44%	28%	34%	33%	13%	22%
	LT 220 kV Paramonga - Chimbote	LNX-002	180	45%	61%	35%	49%	28%	46%	44%	28%	34%	33%	13%	22%

Tabla 4.2 Área Norte, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

### AREA CAJAMARCA

- Sobrecargas puntuales en la línea Cajamarca – Cálclíc 220 kV para casos con generación priorizada en el Norte y alta demanda en el Norte.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada															
				Dem Opt N-S				Dem Base				Dem Opt C-C				Pes			
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H		
Área Cajamarca	LT 220 kV Trujillo - Cajamarca	LNX-022	250	68%	71%	55%	67%	73%	65%	50%	70%	64%	65%	69%	44%	61%	59%	26%	
	LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca	LNE-120	300	33%	47%	16%	62%	32%	36%	20%	59%	33%	36%	50%	20%	71%	22%	18%	
	LT 220 kV Cajamarca - Caclíc	LNE-115	220	95%	95%	71%	71%	95%	95%	71%	95%	95%	95%	95%	68%	71%	71%	95%	
	LT 220 kV Caclíc - Moyobamba	LNE-116	220	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	
	LT 220 kV Cajamarca - La Ramada	LNX-023	240	84%	72%	83%	49%	83%	76%	74%	51%	77%	75%	62%	65%	42%	67%	52%	
	LT 220 kV Cajamarca - La Ramada	LNX-024	240	84%	72%	83%	49%	83%	76%	74%	51%	77%	75%	62%	65%	42%	67%	52%	
	LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	LNX-b23	240	84%	72%	82%	51%	82%	76%	73%	50%	78%	74%	62%	64%	45%	68%	50%	
	LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	LNX-b24	240	84%	72%	82%	51%	82%	76%	73%	50%	78%	74%	62%	64%	45%	68%	50%	
	LT 220 kV Kiman Ayllu - Conococha	LNX-025	180	73%	59%	79%	40%	79%	60%	64%	30%	64%	55%	47%	54%	41%	53%	31%	
	LT 220 kV Kiman Ayllu - Conococha	LNX-026	180	73%	59%	79%	40%	79%	60%	64%	30%	64%	55%	47%	54%	41%	53%	31%	
LT 220 kV Conococha - Paramonga	LNX-033	191	24%	23%	53%	57%	21%	25%	58%	21%	30%	29%	24%	65%	56%	44%	37%		

Tabla 4.3 Área Cajamarca, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur								
				Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Dem Base			Dem Opt C-C		
				6T	6H	6E	6T	6H	6E	6T	6H	6E	6T	6H	6E	6T	6H	6E
Área Cajamarca	LT 220 kV Trujillo - Cajamarca	LNX-022	250	67%	53%	65%	49%	65%	52%	68%	44%	64%	45%	73%	41%			
	LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca	LNE-120	300	33%	18%	36%	18%	36%	22%	31%	37%	36%	21%	41%	31%			
	LT 220 kV Cajamarca - Caclic	LNE-115	220	95%	71%	95%	71%	95%	71%	95%	189%	95%	68%	95%	189%			
	LT 220 kV Caclic - Moyobamba	LNE-116	220	90%	90%	90%	90%	90%	90%	90%	70%	90%	90%	90%	70%			
	LT 220 kV Cajamarca - La Ramada	LNX-023	240	84%	85%	76%	75%	75%	75%	84%	42%	76%	62%	68%	26%			
	LT 220 kV Cajamarca - La Ramada	LNX-024	240	84%	85%	76%	75%	75%	75%	84%	42%	76%	62%	68%	26%			
	LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	LNX-b23	240	84%	85%	76%	74%	75%	75%	84%	43%	77%	66%	67%	26%			
	LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	LNX-b24	240	84%	85%	76%	74%	75%	75%	84%	43%	77%	66%	67%	26%			
	LT 220 kV Kiman Ayllu - Conococha	LNX-025	180	75%	84%	61%	68%	56%	67%	72%	44%	61%	49%	40%	33%			
	LT 220 kV Kiman Ayllu - Conococha	LNX-026	180	75%	84%	61%	68%	56%	67%	72%	44%	61%	49%	40%	33%			
LT 220 kV Conococha - Paramonga	LNX-033	191	24%	52%	25%	53%	29%	59%	21%	53%	23%	55%	24%	55%				

Tabla 4.4 Área Cajamarca, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

### AREA ANCASH, HUANUCO Y UCAYALI

- Sobrecargas en el transformador de Aguaytía, para los escenarios de demanda optimista Centro.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada														
				Dem Opt N-S				Dem Base				Dem Opt C-C				Pes		
				6T	6H	6E	6S	6T	6H	6E	6S	6T	6H	6E	6S	(*)	(*)	
Área Ancash-Huánuco-Ucayali	LT 220 kV Paragsha - Conococha	LNX-027	180	69%	57%	68%	39%	66%	59%	57%	36%	66%	60%	49%	60%	32%	57%	42%
	LT 220 kV Vizcarra - Conococha	LNX-032	250	61%	41%	95%	53%	60%	45%	83%	27%	57%	51%	30%	80%	34%	58%	36%
	LT 220 kV Paragsha - Vizcarra	LNE-090	250	35%	32%	32%	26%	30%	32%	28%	26%	32%	32%	31%	30%	22%	26%	23%
	LT 138 kV Huanuco - Tingo Maria	LNE-064	45	56%	57%	79%	81%	35%	57%	80%	35%	35%	54%	55%	76%	78%	77%	37%
	LT 220 kV Aguaytía - Tingo Maria	LNE-044	191	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	76%	76%	76%	76%	76%	40%
	TR 220/1 kV Aguaytía	TNE-016	120	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	87%	120%	120%	120%	120%	120%	63%
	LT 138 kV Aguaytía - Pucallpa	LNE-138	80	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	86%	86%	86%	86%	86%	45%
	LT 138 kV Aguaytía - Pucallpa	LNE-094	80	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	63%	87%	87%	87%	87%	87%	45%
	LT 138 kV Paragsha - Huanuco	LNE-065	75	29%	30%	29%	33%	25%	28%	32%	22%	22%	29%	30%	27%	32%	30%	21%
	LT 220 kV Conococha - Paramonga	LNX-033	191	24%	23%	53%	57%	21%	25%	58%	21%	30%	29%	24%	65%	56%	44%	37%
	LT 220 kV Tingo Maria - Huanuco	LNE-a45	250	17%	17%	50%	50%	14%	17%	50%	14%	14%	14%	15%	47%	46%	47%	16%
	LT 220 kV Huanuco - Vizcarra	LNE-b45	250	56%	50%	54%	40%	59%	53%	50%	39%	58%	53%	48%	47%	36%	58%	36%
	LT 500 kV Huanuco - Yanango	LNX-115	1400	21%	18%	22%	29%	23%	20%	22%	16%	23%	23%	23%	24%	29%	19%	14%
	TR 500/220 kV Huanuco	TNE-045	600	49%	42%	52%	68%	53%	46%	52%	37%	53%	55%	54%	56%	67%	44%	33%
	TR 220/138 kV Huanuco	TNE-046	100	32%	34%	38%	41%	43%	32%	36%	39%	44%	42%	43%	48%	48%	52%	33%
	LT 220 kV Chaglla - Huanuco	LNX-119	242	68%	68%	94%	94%	66%	68%	94%	66%	66%	66%	66%	91%	91%	91%	68%
	LT 220 kV Huanuco - Paragsha	LNX-120	242	29%	28%	30%	30%	29%	25%	32%	24%	25%	31%	29%	32%	29%	37%	18%
	LT 220 kV Chaglla - Huanuco	LNX-219	242	68%	68%	94%	94%	66%	68%	94%	66%	66%	66%	66%	91%	91%	91%	68%
	LT 220 kV Huanuco - Paragsha	LNX-220	242	29%	28%	30%	30%	29%	25%	32%	24%	25%	31%	29%	32%	29%	37%	18%
	LT 220 kV Tingo Maria - Chaglla	LNX-121	250	51%	51%	39%	53%	55%	51%	40%	55%	55%	61%	61%	55%	58%	58%	48%
LT 220 kV Huanuco - Vizcarra	LNX-134	250	56%	50%	53%	40%	58%	52%	50%	39%	57%	53%	48%	47%	36%	57%	36%	

Tabla 4.5 Área Ancash-Huánuco-Ucayali, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur								
				Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Dem Base			Dem Opt C-C		
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	
Área Ancash-Huánuco-Ucayali	LT 220 kV Paragsha - Conococha	LNX-027	180	70%	74%	59%	65%	59%	64%	70%	49%	61%	53%	46%	35%			
	LT 220 kV Vizcarra - Conococha	LNX-032	250	60%	100%	48%	89%	51%	89%	60%	50%	49%	61%	31%	32%			
	LT 220 kV Paragsha - Vizcarra	LNE-090	250	34%	33%	32%	31%	32%	31%	37%	29%	34%	30%	29%	26%			
	LT 138 kV Huanuco - Tingo Maria	LNE-064	45	56%	103%	56%	80%	54%	101%	34%	36%	34%	37%	32%	33%			
	LT 220 kV Aguaytia - Tingo Maria	LNE-044	191	55%	55%	55%	55%	76%	76%	55%	55%	55%	55%	76%	76%			
	TR 220/1 kV Aguaytia	TNE-016	120	87%	87%	87%	87%	120%	120%	87%	87%	87%	87%	120%	120%			
	LT 138 kV Aguaytia - Pucallpa	LNE-138	80	63%	63%	63%	63%	86%	86%	63%	63%	63%	63%	86%	86%			
	LT 138 kV Aguaytia - Pucallpa	LNE-094	80	63%	63%	63%	63%	87%	87%	63%	63%	63%	63%	87%	87%			
	LT 138 kV Paragsha - Huanuco	LNE-065	75	28%	37%	26%	32%	30%	36%	27%	21%	23%	21%	25%	21%			
	LT 220 kV Conococha - Paramonga	LNX-033	191	24%	52%	25%	53%	29%	59%	21%	53%	23%	55%	24%	55%			
	LT 220 kV Tingo Maria - Huanuco	LNE-a45	250	17%	53%	17%	50%	15%	49%	14%	13%	14%	13%	18%	20%			
	LT 220 kV Huanuco - Vizcarra	LNE-b45	250	57%	54%	51%	46%	53%	51%	58%	44%	54%	44%	49%	39%			
	LT 500 kV Huanuco - Yanango	LNX-115	1400	20%	25%	19%	25%	24%	23%	17%	22%	16%	24%	18%				
	TR 500/220 kV Huanuco	TNE-045	600	48%	59%	45%	59%	56%	54%	54%	40%	50%	38%	56%	42%			
	TR 220/138 kV Huanuco	TNE-046	100	32%	30%	31%	39%	43%	42%	40%	41%	40%	40%	50%	50%			
	LT 220 kV Chaglla - Huanuco	LNX-119	242	68%	96%	68%	94%	66%	93%	66%	66%	66%	66%	63%	63%			
	LT 220 kV Huanuco - Paragsha	LNX-120	242	28%	31%	25%	30%	32%	31%	30%	21%	25%	21%	29%	24%			
LT 220 kV Chaglla - Huanuco	LNX-219	242	68%	96%	68%	94%	66%	93%	66%	66%	66%	66%	63%	63%				
LT 220 kV Huanuco - Paragsha	LNX-220	242	28%	31%	25%	30%	32%	31%	30%	21%	25%	21%	29%	24%				
LT 220 kV Tingo Maria - Chaglla	LNX-121	250	51%	43%	51%	54%	61%	53%	55%	55%	55%	55%	65%	65%				
LT 220 kV Huanuco - Vizcarra	LNX-134	250	56%	54%	50%	46%	53%	51%	58%	44%	53%	44%	49%	39%				

Tabla 4.6 Área Ancash-Huánuco-Ucayali, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

#### AREA LIMA

- La línea Huacho – Lomera presenta sobrecargas puntuales para casos de desarrollo de generación del Norte y con alto crecimiento de demanda (demanda 1 y demanda 3).
- Sobrecargas puntuales en el transformador de Carapongo 500/220 kV de hasta 38 % para casos con alta demanda centro (3) y desarrollo de generación del Norte y Oriente.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada														
				Dem Opt N-S				Dem Base				Dem Opt C-C				Pes		
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	
Área Lima	LT 220 kV Huacho - Paramonga	LNX-01A	180	52%	45%	34%	51%	54%	41%	26%	25%	39%	33%	34%	25%	75%	26%	27%
	LT 220 kV Huacho - Paramonga	LNE-009	180	52%	45%	34%	51%	54%	41%	26%	25%	39%	33%	34%	25%	75%	26%	27%
	LT 220 kV Zapallal - Huacho	LNX-01B	180	58%	57%	46%	85%	50%	53%	55%	53%	42%	51%	51%	55%	105%	35%	38%
	LT 220 kV Lomera - Huacho	LNX-083	180	46%	44%	66%	107%	37%	41%	74%	73%	36%	40%	55%	78%	132%	59%	54%
	LT 220 kV Zapallal - Lomera	LNX-082	180	69%	67%	51%	67%	61%	63%	40%	45%	54%	65%	65%	44%	82%	53%	41%
	LT 220 kV Planicie - Industriales	LNX-039	400	40%	40%	40%	42%	44%	40%	41%	41%	42%	53%	54%	53%	56%	59%	31%
	LT 220 kV Planicie - Industriales	LNX-b39	400	40%	40%	40%	42%	44%	40%	41%	41%	42%	53%	54%	53%	56%	59%	31%
	LT 220 kV Cajamarquilla - Sta Rosa	LNX-075	343	40%	42%	62%	72%	71%	43%	69%	52%	51%	61%	61%	69%	102%	98%	45%
	LT 220 kV Cajamarquilla - Sta Rosa	LNX-076	343	40%	42%	62%	72%	71%	43%	69%	52%	51%	61%	61%	69%	102%	98%	45%
	LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarri	LNE-032	340	64%	63%	69%	68%	71%	64%	73%	61%	69%	84%	81%	88%	88%	93%	52%
	LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarri	LNE-b33	340	69%	67%	74%	73%	76%	68%	78%	66%	73%	90%	87%	94%	100%	55%	
	LT 500 kV Chilca - Carapongo	LNX-077	1400	53%	47%	43%	32%	7%	48%	39%	35%	36%	60%	54%	51%	36%	9%	29%
	LT 500 kV Carapongo - Carabaylo	LNX-079	1400	68%	50%	73%	30%	15%	58%	63%	27%	76%	70%	52%	71%	33%	7%	44%
	LT 500 kV Chilca - Planicie	LNX-106	1400	67%	56%	61%	40%	18%	60%	55%	41%	58%	77%	65%	70%	48%	22%	41%
	LT 500 kV Planicie - Carabaylo	LNX-107	1400	45%	38%	39%	26%	14%	37%	33%	21%	35%	46%	41%	40%	27%	25%	23%
	TR 500/220 kV Carapongo	TNE-038	600	47%	49%	53%	79%	86%	46%	73%	60%	73%	82%	85%	89%	118%	138%	32%
	TR 500/220 kV Planicie	TNE-040	600	54%	54%	53%	57%	59%	54%	55%	55%	56%	71%	72%	71%	75%	78%	42%

Tabla 4.7 Área Lima Metropolitana, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo en el Centro				Desarrollo en el Norte y Sur							
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt C-C	
				6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H
Área Lima	LT 220 kV Huacho - Paramonga	LNX-01A	180	50%	35%	41%	29%	32%	24%	53%	34%	40%	30%	17%	37%
	LT 220 kV Huacho - Paramonga	LNE-009	180	50%	35%	41%	29%	32%	24%	53%	34%	40%	30%	17%	37%
	LT 220 kV Zapallal - Huacho	LNX-01B	180	60%	69%	53%	78%	51%	79%	59%	49%	51%	44%	36%	66%
	LT 220 kV Lomera - Huacho	LNX-083	180	47%	89%	41%	99%	40%	105%	47%	69%	38%	63%	55%	90%
	LT 220 kV Zapallal - Lomera	LNX-082	180	70%	52%	63%	61%	66%	58%	69%	54%	61%	53%	51%	50%
	LT 220 kV Planicie - Industriales	LNX-039	400	39%	40%	39%	41%	53%	53%	41%	41%	42%	42%	55%	55%
	LT 220 kV Planicie - Industriales	LNX-b39	400	39%	40%	39%	41%	53%	53%	41%	41%	42%	42%	55%	55%
	LT 220 kV Cajamarquilla - Sta Rosa	LNX-075	343	39%	65%	41%	70%	67%	84%	47%	59%	47%	68%	69%	69%
	LT 220 kV Cajamarquilla - Sta Rosa	LNX-076	343	39%	65%	41%	70%	67%	84%	47%	59%	47%	68%	69%	69%
	LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarri	LNE-032	340	64%	72%	64%	73%	86%	91%	67%	65%	66%	73%	84%	83%
	LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarri	LNE-b33	340	68%	77%	68%	78%	92%	97%	72%	69%	71%	78%	90%	89%
	LT 500 kV Chilca - Carapongo	LNX-077	1400	51%	37%	47%	29%	61%	42%	54%	45%	52%	42%	50%	52%
	LT 500 kV Carapongo - Carabaylo	LNX-079	1400	68%	78%	57%	69%	70%	77%	72%	56%	63%	60%	49%	54%
	LT 500 kV Chilca - Planicie	LNX-106	1400	66%	56%	59%	48%	77%	62%	69%	58%	64%	57%	63%	65%
	LT 500 kV Planicie - Carabaylo	LNX-107	1400	44%	34%	37%	26%	47%	34%	46%	35%	42%	35%	31%	36%
	TR 500/220 kV Carapongo	TNE-038	600	44%	67%	44%	70%	87%	91%	58%	61%	57%	76%	95%	94%
TR 500/220 kV Planicie	TNE-040	600	52%	53%	52%	54%	71%	71%	55%	55%	55%	56%	73%	73%	

Tabla 4.8 Área Lima Metropolitana, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

### AREA SIERRA COSTA - CENTRO

- En la evacuación de energía de la zona de Mantaro a Lima, se encontraron congestiones en las líneas Mantaro - Huayucachi kV (39 % de sobrecarga máxima), Huancavelica – Independencia 220 kV (39 % de sobrecarga máxima) en casos con mayor oferta hidráulica.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada														
				Dem Opt N-S				Dem Base				Dem Opt C-C				Pes (*)		
				6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H					
Área Sierra Costa - Centro	LT 220 kV Huayucachi - Huanza	LNE-113	152	63%	55%	91%	62%	54%	61%	90%	53%	69%	74%	65%	88%	77%	63%	61%
	LT 220 kV Huanza - Carabaylo	LNE-114	250	69%	64%	83%	63%	63%	67%	82%	62%	73%	75%	70%	87%	74%	70%	67%
	LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	LNE-037	250	60%	59%	80%	77%	68%	61%	85%	67%	67%	72%	70%	85%	93%	87%	65%
	LT 220 kV Huancavelica - Independencia	LNE-038	152	87%	85%	123%	114%	100%	87%	127%	101%	98%	103%	100%	128%	139%	129%	100%
	LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	LNE-036	250	60%	59%	80%	77%	68%	61%	85%	67%	67%	72%	70%	85%	93%	87%	65%
	LT 220 kV Huancavelica - Independencia	LNE-368	152	87%	85%	123%	114%	100%	87%	127%	101%	98%	103%	100%	128%	139%	129%	100%
	LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	LNE-041	152	98%	92%	118%	89%	89%	95%	112%	84%	108%	123%	116%	139%	114%	113%	89%
	LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	LNE-039	152	77%	73%	96%	70%	78%	76%	94%	66%	89%	95%	88%	106%	91%	91%	72%
	LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	LNE-040	152	77%	73%	96%	70%	78%	76%	94%	66%	89%	95%	88%	106%	91%	91%	72%
	LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	LNE-034	152	80%	75%	99%	73%	85%	78%	103%	69%	93%	99%	92%	110%	102%	100%	75%
	LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	LNE-035	152	80%	75%	99%	73%	85%	78%	103%	69%	93%	99%	92%	110%	102%	100%	75%
	LT 220 kV Pomacocha - San Juan	LNE-025	250	39%	37%	82%	86%	62%	38%	92%	59%	53%	57%	55%	87%	112%	99%	56%
	LT 220 kV Pomacocha - San Juan	LNE-026	250	39%	37%	82%	86%	62%	38%	92%	59%	53%	57%	55%	87%	112%	99%	56%
	LT 220 kV Pachachaca - Callahuanc	LNE-028	250	43%	39%	65%	54%	39%	42%	69%	40%	50%	56%	53%	83%	74%	64%	43%
	LT 220 kV Pachachaca - Callahuanc	LNE-029	250	43%	39%	65%	54%	39%	42%	69%	40%	50%	56%	53%	83%	74%	64%	43%
	LT 220 kV Pachachaca - Pomacoch	LNE-027	250	38%	40%	66%	89%	75%	38%	80%	66%	52%	48%	49%	79%	99%	102%	60%
	LT 220 kV Oroya - Pachachaca	LNE-043	250	63%	57%	56%	75%	46%	64%	56%	55%	44%	62%	63%	58%	77%	47%	41%
	LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	LNE-088	250	37%	34%	45%	68%	26%	36%	52%	37%	22%	35%	36%	53%	71%	44%	35%
	LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	LNE-109	180	50%	45%	68%	96%	41%	50%	74%	57%	32%	46%	48%	78%	101%	71%	52%
	LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	LNE-089	150	61%	57%	53%	44%	47%	58%	47%	48%	49%	53%	52%	53%	37%	36%	50%
	LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	LNX-028	150	59%	55%	52%	43%	46%	56%	46%	46%	47%	52%	50%	51%	36%	35%	48%
	LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	LNX-029	150	59%	55%	52%	43%	46%	56%	46%	46%	47%	52%	50%	51%	36%	35%	48%
	LT 500 kV Colcabamba - Yanango	LNX-088	1400	35%	27%	44%	20%	57%	28%	39%	21%	90%	46%	38%	47%	30%	59%	23%
	LT 500 kV Yanango - Carapongo	LNX-089	1400	43%	34%	67%	48%	46%	39%	72%	32%	78%	51%	43%	78%	60%	60%	40%
	LT 500 kV Huanuco - Yanango	LNX-115	1400	21%	18%	22%	29%	23%	20%	22%	16%	23%	23%	23%	24%	29%	19%	14%
	TR 500/220 kV Colcabamba	TNE-024	750	42%	41%	56%	42%	32%	43%	47%	41%	42%	41%	39%	54%	43%	33%	45%
TR 500/220 kV Huanuco	TNE-045	600	49%	42%	52%	68%	53%	46%	52%	37%	53%	55%	54%	56%	67%	44%	33%	
LT 220 kV Carabaylo - Mirador	LNX-087	391	12%	12%	12%	15%	15%	12%	13%	13%	13%	16%	17%	17%	19%	20%	10%	

Tabla 4.9 Área Sierra Costa - Centro, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo en el Centro				Desarrollo en el Norte y Sur							
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Base		Dem Opt C-C			
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H		
Área Sierra Costa - Centro	LT 220 kV Huayucachi - Huanza	LNE-113	152	59%	80%	59%	78%	74%	95%	72%	74%	70%	101%	71%	83%
	LT 220 kV Huanza - Carabaylo	LNE-114	250	68%	75%	66%	74%	76%	85%	74%	74%	74%	88%	74%	81%
	LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	LNE-037	250	58%	78%	60%	81%	72%	92%	63%	75%	63%	88%	72%	84%
	LT 220 kV Huancavelica - Independ	LNE-038	152	83%	116%	86%	122%	103%	137%	91%	113%	90%	134%	103%	127%
	LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	LNE-036	250	58%	78%	60%	81%	72%	92%	63%	75%	63%	88%	72%	84%
	LT 220 kV Huancavelica - Independ	LNE-368	152	83%	116%	86%	122%	103%	137%	91%	113%	90%	134%	103%	127%
	LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	LNE-041	152	97%	103%	94%	103%	121%	129%	105%	108%	104%	115%	119%	133%
	LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	LNE-039	152	75%	74%	74%	76%	95%	94%	87%	90%	87%	113%	94%	108%
	LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	LNE-040	152	75%	74%	74%	76%	95%	94%	87%	90%	87%	113%	94%	108%
	LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	LNE-034	152	78%	81%	76%	81%	99%	104%	90%	93%	90%	121%	98%	112%
	LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	LNE-035	152	78%	81%	76%	81%	99%	104%	90%	93%	90%	121%	98%	112%
	LT 220 kV Pomacocha - San Juan	LNE-025	250	36%	88%	36%	96%	57%	109%	42%	71%	42%	90%	58%	81%
	LT 220 kV Pomacocha - San Juan	LNE-026	250	36%	88%	36%	96%	57%	109%	42%	71%	42%	90%	58%	81%
	LT 220 kV Pachachaca - Callahuanc	LNE-028	250	38%	70%	38%	69%	57%	86%	47%	52%	48%	67%	56%	68%
	LT 220 kV Pachachaca - Callahuanc	LNE-029	250	38%	70%	38%	69%	57%	86%	47%	52%	48%	67%	56%	68%
	LT 220 kV Pachachaca - Pomacoch	LNE-027	250	38%	84%	41%	93%	48%	93%	37%	63%	37%	68%	48%	68%
	LT 220 kV Oroya - Pachachaca	LNE-043	250	68%	70%	64%	75%	66%	73%	68%	55%	68%	53%	63%	51%
	LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	LNE-088	250	37%	62%	35%	66%	37%	65%	38%	42%	38%	38%	34%	46%
	LT 220 kV Pomacocha - Carhuamay	LNE-109	180	52%	93%	48%	99%	50%	98%	53%	63%	53%	56%	46%	69%
	LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	LNE-089	150	57%	58%	56%	52%	56%	52%	63%	52%	59%	58%	50%	44%
	LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	LNX-028	150	55%	56%	55%	51%	55%	51%	61%	50%	57%	57%	49%	42%
	LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	LNX-029	150	55%	56%	55%	51%	55%	51%	61%	50%	57%	57%	49%	42%
	LT 500 kV Colcabamba - Yanango	LNX-088	1400	30%	49%	26%	48%	50%	61%	46%	41%	44%	47%	47%	50%
	LT 500 kV Yanango - Carapongo	LNX-089	1400	37%	90%	36%	89%	51%	100%	51%	48%	50%	64%	49%	54%
	LT 500 kV Huanuco - Yanango	LNX-115	1400	20%	25%	19%	25%	24%	23%	23%	17%	22%	16%	24%	18%
	TR 500/220 kV Colcabamba	TNE-024	750	42%	40%	42%	37%	41%	41%	43%	48%	43%	56%	41%	54%
TR 500/220 kV Huanuco	TNE-045	600	48%	59%	45%	59%	56%	54%	54%	40%	50%	38%	56%	42%	
LT 220 kV Carabaylo - Mirador	LNX-087	391	11%	13%	12%	14%	16%	17%	12%	13%	13%	14%	17%	18%	

Tabla 4.10 Área Sierra Costa - Centro, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

### AREA CENTRO-SUR

- Se detectaron congestiones en la interconexión de centro a sur: las líneas Mantaro - Cotaruse 220 kV con un 9 % de sobrecarga máxima en demanda optimista Norte-Sur, además la línea Chilca – Poroma 500 kV y Poroma – Ocoña – San Jose 500 kV, con niveles de sobrecarga de hasta 37 % y 17 % respectivamente, en escenarios optimistas de demanda. Esto último se debe a la inyección de generación del Sur (Polo Energético del Sur).
- Congestiones en Socabaya - Montalvo 220 kV del orden de hasta 9 % para escenarios con desarrollo hidroeléctrico y demanda optimista en el centro.
- Congestiones de hasta 13 % en el transformador Montalvo 500/200 kV en casos con mayor oferta térmica.

				Desarrollo según lista priorizada														
				Dem Opt N-S				Dem Base				Dem Opt C-C				Pes		
				6T		6H		6T		6H		6T		6H		(*)		
Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	1A50E	1AN0E	1B50E	1BN0E	1B00E	2A50E	2B50E	2BN0E	2B00E	3A50E	3AN0E	3B50E	3BN0E	3B00E	4A50E
Área Centro - Sur	LT 220 kV Mantaro - Cotaruse	LNE-085	253	93%	109%	34%	91%	86%	95%	36%	86%	82%	68%	82%	56%	44%	73%	67%
	LT 220 kV Mantaro - Cotaruse	LNE-086	253	93%	109%	34%	91%	86%	95%	36%	86%	82%	68%	82%	56%	44%	73%	67%
	LT 220 kV Cotaruse - Socabaya	LNE-096	253	55%	69%	78%	53%	46%	59%	36%	51%	48%	36%	48%	89%	54%	40%	45%
	LT 220 kV Cotaruse - Socabaya	LNE-097	253	55%	69%	78%	53%	46%	59%	36%	51%	48%	36%	48%	89%	54%	40%	45%
	LT 220 kV Socabaya - Moquegua	LSE-026	150	38%	53%	91%	63%	29%	49%	65%	39%	34%	38%	35%	109%	86%	43%	28%
	LT 220 kV Socabaya - Moquegua	LSE-b26	150	38%	53%	91%	63%	29%	49%	65%	39%	34%	38%	35%	109%	86%	43%	28%
	TR 500/220 kV Colcabamba	TNE-024	750	42%	41%	56%	42%	32%	43%	47%	41%	42%	41%	39%	54%	43%	33%	45%
	LT 500 kV Chilca - Poroma	LNX-42A	841	70%	37%	107%	36%	54%	51%	123%	29%	105%	115%	82%	135%	91%	81%	45%
	LT 500 kV Poroma - Ocoña	LNX-43A	841	77%	44%	84%	33%	21%	54%	87%	32%	33%	116%	89%	101%	66%	43%	43%
	LT 500 kV Poroma - Ocoña	LNX-43C	841	77%	44%	68%	33%	21%	54%	67%	32%	33%	116%	89%	88%	66%	43%	43%
	LT 500 kV San Jose - Montalvo	LNX-43B	841	59%	32%	65%	27%	35%	30%	24%	28%	33%	30%	57%	36%	23%	22%	15%
	TR 500/220 kV Chilca	TNE-022	600	32%	32%	26%	36%	28%	32%	33%	23%	23%	22%	21%	24%	53%	55%	28%
	TR 500/220 kV Poroma	TNE-031	450	45%	42%	48%	52%	53%	43%	58%	45%	51%	58%	55%	58%	66%	66%	52%
	TR 500/220 kV Montalvo	TNE-032	750	106%	100%	81%	92%	100%	98%	83%	93%	98%	108%	101%	74%	74%	84%	71%
	LT 500 kV Colcabamba - Poroma	LNX-047	1400	20%	27%	20%	27%	21%	21%	15%	14%	22%	34%	24%	26%	23%	16%	11%
LT 500 kV Poroma - Yarabamba	LNX-069	1400	23%	17%	48%	13%	12%	19%	55%	10%	10%	46%	31%	59%	42%	19%	17%	
LT 500 kV Yarabamba - Montalvo	LNX-081	1400	42%	29%	16%	18%	19%	31%	13%	21%	21%	61%	46%	32%	21%	21%	23%	
TR 500/220 kV Yarabamba	TNE-037	750	54%	51%	34%	42%	56%	41%	32%	41%	48%	54%	51%	41%	21%	33%	29%	

Tabla 4.11 Área Centro - Sur, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación.

				Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
				6T		6H		6T		6H		6T		6H	
Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	1A51E	1B51E	2A51E	2B51E	3A51E	3B51E	1A52E	1B52E	2A52E	2B52E	3A52E	3B52E
Área Centro - Sur	LT 220 kV Mantaro - Cotaruse	LNE-085	253	96%	78%	89%	86%	68%	45%	91%	54%	95%	64%	86%	58%
	LT 220 kV Mantaro - Cotaruse	LNE-086	253	96%	78%	89%	86%	68%	45%	91%	54%	95%	64%	86%	58%
	LT 220 kV Cotaruse - Socabaya	LNE-096	253	57%	51%	54%	52%	36%	49%	53%	59%	59%	53%	51%	86%
	LT 220 kV Cotaruse - Socabaya	LNE-097	253	57%	51%	54%	52%	36%	49%	53%	59%	59%	53%	51%	86%
	LT 220 kV Socabaya - Moquegua	LSE-026	150	39%	57%	40%	56%	36%	65%	50%	75%	47%	78%	51%	108%
	LT 220 kV Socabaya - Moquegua	LSE-b26	150	39%	57%	40%	56%	36%	65%	50%	75%	47%	78%	51%	108%
	TR 500/220 kV Colcabamba	TNE-024	750	42%	40%	42%	37%	41%	41%	43%	48%	43%	56%	41%	54%
	LT 500 kV Chilca - Poroma	LNX-42A	841	49%	78%	36%	80%	122%	123%	111%	92%	114%	137%	119%	122%
	LT 500 kV Poroma - Ocoña	LNX-43A	841	46%	38%	33%	41%	116%	67%	108%	78%	110%	98%	117%	101%
	LT 500 kV Poroma - Ocoña	LNX-43C	841	46%	38%	33%	41%	116%	67%	108%	68%	110%	78%	117%	88%
	LT 500 kV San Jose - Montalvo	LNX-43B	841	32%	20%	28%	26%	31%	23%	32%	56%	31%	34%	26%	34%
	TR 500/220 kV Chilca	TNE-022	600	33%	24%	30%	31%	22%	35%	31%	24%	31%	32%	21%	29%
	TR 500/220 kV Poroma	TNE-031	450	41%	51%	40%	54%	58%	63%	51%	49%	50%	58%	61%	58%
	TR 500/220 kV Montalvo	TNE-032	750	100%	84%	94%	92%	109%	73%	113%	85%	112%	79%	105%	74%
	LT 500 kV Colcabamba - Poroma	LNX-047	1400	17%	35%	13%	37%	37%	30%	32%	20%	28%	19%	33%	26%
LT 500 kV Poroma - Yarabamba	LNX-069	1400	12%	17%	10%	18%	46%	43%	41%	43%	41%	65%	47%	59%	
LT 500 kV Yarabamba - Montalvo	LNX-081	1400	32%	18%	21%	20%	61%	21%	57%	16%	60%	13%	61%	33%	
TR 500/220 kV Yarabamba	TNE-037	750	49%	30%	39%	35%	55%	18%	54%	42%	51%	30%	46%	39%	

Tabla 4.12 Área Centro - Sur, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

**AREA PUNO**

- No se observan sobrecargas en el Área Puno.

				Desarrollo según lista priorizada														
				Dem Opt N-S				Dem Base				Dem Opt C-C				Pes		
				6T		6H		6T		6H		6T		6H		(*)		
Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	1A50E	1AN0E	1B50E	1BN0E	1B00E	2A50E	2B50E	2BN0E	2B00E	3A50E	3AN0E	3B50E	3BN0E	3B00E	4A50E
Área Puno	LT 220 kV Puno - Moquegua	LSE-037	150	71%	62%	51%	56%	56%	45%	34%	43%	40%	55%	44%	64%	39%	38%	26%
	LT 138 kV Juliaca - Puno	LSE-17B	80	10%	9%	26%	10%	8%	10%	20%	11%	10%	8%	9%	28%	21%	9%	12%
	LT 220 kV Juliaca - Puno	PPT-098	450	11%	8%	19%	7%	7%	5%	13%	5%	4%	8%	5%	22%	13%	4%	5%
	LT 138 kV Azangaro - Juliaca	LSE-016	90	39%	41%	64%	43%	41%	40%	51%	39%	39%	37%	39%	61%	51%	39%	39%
	LT 220 kV Azangaro - Juliaca	PPT-096	450	6%	7%	24%	7%	6%	8%	16%	7%	7%	5%	7%	23%	16%	6%	7%
	LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	LSE-014	90	24%	22%	30%	24%	23%	24%	21%	26%	24%	28%	26%	26%	20%	26%	25%
	LT 138 kV Ayaviri - Azangaro	LSE-015	90	27%	25%	24%	27%	26%	26%	19%	28%	26%	31%	29%	21%	18%	28%	27%
	LT 220 kV Tintaya - Azangaro	PPT-097	450	10%	10%	20%	10%	8%	9%	13%	10%	9%	12%	10%	18%	13%	10%	9%
	TR 220/138 kV Puno	TSE-004	120	50%	47%	40%	45%	45%	37%	33%	37%	35%	40%	36%	32%	33%	35%	27%
	TR 220/138 kV Tintaya	TSE-030	125	25%	24%	32%	24%	23%	20%	28%	20%	19%	21%	21%	28%	28%	20%	23%
TR 220/138 kV Abancay	TSE-031	120	71%	74%	97%	70%	70%	61%	55%	60%	57%	56%	58%	82%	55%	54%	52%	
TR 220/138 kV Juliaca	TSE-034	100	54%	51%	47%	49%	48%	40%	37%	41%	37%	43%	39%	38%	37%	37%	30%	

Tabla 4.13 Área Puno, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo en el Centro				Desarrollo en el Norte y Sur							
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
Área Puno	LT 220 kV Puno - Moquegua	LSE-037	150	60%	42%	42%	33%	63%	34%	72%	46%	52%	55%	58%	64%
	LT 138 kV Juliaca - Puno	LSE-178	80	8%	15%	11%	12%	10%	20%	9%	21%	10%	26%	9%	28%
	LT 220 kV Juliaca - Puno	PPT-098	450	7%	9%	5%	5%	10%	13%	11%	15%	7%	19%	9%	22%
	LT 138 kV Azangaro - Juliaca	LSE-016	90	43%	50%	41%	40%	35%	51%	38%	57%	35%	60%	34%	61%
	LT 220 kV Azangaro - Juliaca	PPT-096	450	8%	13%	9%	8%	4%	16%	4%	19%	4%	22%	4%	23%
	LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	LSE-014	90	27%	20%	25%	25%	28%	20%	25%	23%	26%	26%	27%	25%
	LT 138 kV Ayaviri - Azangaro	LSE-015	90	27%	22%	27%	28%	31%	18%	28%	17%	29%	21%	29%	21%
	LT 220 kV Tintaya - Azangaro	PPT-097	450	13%	12%	9%	9%	12%	13%	10%	15%	10%	17%	11%	18%
	TR 220/138 kV Puno	TSE-004	120	48%	42%	36%	33%	41%	31%	49%	43%	37%	30%	39%	30%
	TR 220/138 kV Tintaya	TSE-030	125	26%	33%	21%	20%	21%	28%	24%	35%	20%	27%	20%	28%
	TR 220/138 kV Abancay	TSE-031	120	74%	65%	62%	59%	53%	55%	65%	67%	52%	81%	50%	82%
TR 220/138 kV Juliaca	TSE-034	100	53%	47%	40%	37%	44%	36%	52%	48%	39%	35%	42%	36%	

Tabla 4.14 Área Puno, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

### AREA MACHUPICCHU

- Sobrecarga en la línea Suriray – Abancay – Cotaruse 220 kV de hasta 33 % como máximo para escenarios puntuales con mayor oferta hidráulica.
- Congestionamientos puntuales de hasta 21 % en el transformador Quencoro 220/138 kV en casos con mayor oferta hidráulica.
- Se considera la apertura de la línea Machupichu – Cachimayo 138 kV debido al ingreso de la línea Suriray – Quencoro – Onocora – Tintaya 220 kV.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada														
				Dem Opt N-S				Dem Base				Dem Opt C-C				Pes		
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)		
Área Machu Picchu	LT 138 kV Callalli - Tintaya	LSE-008	110	15%	15%	40%	17%	11%	15%	26%	12%	11%	16%	16%	42%	28%	16%	13%
	LT 138 kV Azangaro - San Gaban	LSE-039	120	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	50%
	LT 138 kV Azangaro - San Rafael	LSE-040	120	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
	LT 138 kV San Rafael - San Gaban	LSE-041	120	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%
	LT 138 kV Tintaya - Combapata	LSE-009	84	26%	23%	44%	23%	23%	19%	12%	17%	18%	24%	22%	48%	17%	21%	8%
	LT 138 kV Combapata - Quencoro	LSE-010	84	11%	12%	53%	8%	8%	13%	19%	9%	8%	12%	10%	55%	24%	9%	12%
	LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	LSE-011	72	83%	81%	76%	81%	82%	67%	73%	67%	68%	71%	68%	66%	73%	70%	53%
	LT 138 kV Machupicchu - Suriray	LSE-045	250	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	74%
	LT 138 kV Cachimayo - Quencoro	LSE-034	84	18%	16%	18%	16%	14%	17%	20%	15%	15%	20%	18%	20%	20%	17%	13%
	LT 138 kV Machupicchu - Cachima	LSE-035	93	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	LT 138 kV Dolorespata - Cachimay	LSE-012	93	26%	28%	45%	27%	26%	22%	20%	21%	20%	19%	20%	38%	20%	18%	19%
	LT 220 kV Suriray - Abancay	LSE-046	250	87%	89%	65%	60%	58%	90%	111%	61%	60%	93%	91%	79%	111%	61%	53%
	LT 220 kV Abancay - Cotaruse	LSE-047	250	26%	27%	121%	29%	27%	27%	48%	24%	20%	32%	29%	126%	48%	16%	16%
	LT 220 kV Suriray - Cotaruse	LSE-048	250	30%	42%	99%	16%	13%	46%	68%	18%	17%	51%	48%	104%	67%	18%	27%
	LT 220 kV Suriray - Quencoro	LSE-049	300	60%	64%	82%	50%	50%	59%	57%	48%	45%	54%	54%	82%	62%	44%	45%
	LT 220 kV Quencoro - Onocora	LSE-050	300	29%	32%	75%	29%	27%	31%	35%	28%	28%	26%	29%	76%	41%	26%	31%
	LT 220 kV Onocora - Tintaya	LSE-051	300	36%	38%	87%	32%	32%	38%	64%	33%	32%	36%	37%	86%	64%	30%	34%
	LT 220 kV Onocora - Tintaya	LSE-b51	300	36%	38%	87%	32%	32%	38%	64%	33%	32%	36%	37%	86%	64%	30%	34%
	LT 220 kV Tintaya - Socabaya	LSE-044	200	38%	35%	40%	39%	35%	29%	28%	32%	28%	30%	30%	47%	28%	31%	21%
	LT 220 kV Tintaya - Socabaya	LSE-b44	200	38%	35%	40%	39%	35%	29%	28%	32%	28%	30%	30%	47%	28%	31%	21%
TR 220/138 kV Azangaro	TSE-033	100	44%	44%	43%	44%	44%	47%	45%	47%	46%	47%	47%	46%	45%	47%	49%	
TR 220/138 kV Suriray	TNE-021	225	81%	81%	81%	81%	81%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	
TR 220/138 kV Quencoro	TSE-032	120	99%	98%	106%	95%	95%	84%	93%	80%	81%	85%	85%	93%	92%	81%	67%	
TR 220/138 kV Tintaya	TSE-030	125	25%	24%	32%	24%	23%	20%	28%	20%	19%	21%	21%	28%	28%	20%	23%	

Tabla 4.15 Área Machu Picchu, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación.



Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo en el Centro				Desarrollo en el Norte y Sur							
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
Área Machu Picchu	LT 138 kV Callalli - Tintaya	LSE-008	110	16%	18%	16%	17%	16%	27%	16%	29%	15%	40%	16%	43%
	LT 138 kV Azangaro - San Gaban	LSE-039	120	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%	49%
	LT 138 kV Azangaro - San Rafael	LSE-040	120	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%	38%
	LT 138 kV San Rafael - San Gaban	LSE-041	120	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%	59%
	LT 138 kV Tintaya - Combapata	LSE-009	84	24%	25%	17%	19%	25%	13%	29%	19%	23%	43%	25%	47%
	LT 138 kV Combapata - Quencoro	LSE-010	84	12%	10%	14%	9%	13%	20%	14%	28%	11%	50%	13%	55%
	LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	LSE-011	72	80%	88%	66%	69%	72%	73%	86%	88%	72%	62%	74%	66%
	LT 138 kV Machupicchu - Suriray	LSE-045	250	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%
	LT 138 kV Cachimayo - Quencoro	LSE-034	84	15%	22%	15%	16%	20%	20%	20%	21%	20%	16%	21%	20%
	LT 138 kV Machupicchu - Cachima	LSE-035	93	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
	LT 138 kV Dolorespata - Cachimay	LSE-012	93	28%	24%	23%	20%	16%	20%	23%	26%	17%	37%	16%	38%
	LT 220 kV Suriray - Abancay	LSE-046	250	89%	65%	89%	61%	85%	110%	64%	112%	64%	73%	65%	73%
	LT 220 kV Abancay - Cotaruse	LSE-047	250	23%	22%	25%	23%	14%	47%	22%	45%	16%	133%	14%	128%
	LT 220 kV Suriray - Cotaruse	LSE-048	250	43%	23%	45%	19%	34%	66%	21%	66%	24%	109%	25%	104%
	LT 220 kV Suriray - Quencoro	LSE-049	300	63%	41%	60%	47%	46%	58%	49%	62%	48%	76%	46%	82%
	LT 220 kV Quencoro - Onocora	LSE-050	300	30%	16%	29%	29%	26%	37%	29%	48%	31%	70%	29%	76%
	LT 220 kV Onocora - Tintaya	LSE-051	300	38%	55%	39%	32%	31%	64%	29%	74%	30%	85%	29%	86%
	LT 220 kV Onocora - Tintaya	LSE-b51	300	38%	55%	39%	32%	31%	64%	29%	74%	30%	85%	29%	86%
	LT 220 kV Tintaya - Socabaya	LSE-044	200	36%	26%	29%	36%	31%	27%	39%	28%	30%	49%	31%	52%
	LT 220 kV Tintaya - Socabaya	LSE-b44	200	36%	26%	29%	36%	31%	27%	39%	28%	30%	49%	31%	52%
TR 220/138 kV Azangaro	TSE-033	100	44%	42%	47%	47%	47%	45%	44%	43%	47%	46%	47%	46%	
TR 220/138 kV Suriray	TNE-021	225	81%	81%	82%	82%	82%	81%	81%	82%	82%	82%	82%	82%	
TR 220/138 kV Quencoro	TSE-032	120	99%	103%	84%	81%	85%	92%	96%	121%	81%	93%	82%	93%	
TR 220/138 kV Tintaya	TSE-030	125	26%	33%	21%	20%	21%	28%	24%	35%	20%	27%	20%	28%	

Tabla 4.16 Machu Picchu, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

AREA TACNA

- No se observan sobrecargas en el Área Tacna.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada															
				Dem Opt N-S				Dem Base				Dem Opt C-C				Pes			
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H		
Área Moquegua - Tacna	LT 220 kV Moquegua - Tacna	LSE-038	150	32%	32%	28%	32%	30%	26%	26%	26%	24%	26%	26%	26%	24%	20%		
	TR 220/138 kV Moquegua	TSE-002	600	53%	54%	47%	53%	51%	51%	47%	52%	51%	51%	46%	51%	49%	49%		
	LT 138 kV Moquegua - Toquepala	LSE-027	80	26%	26%	40%	26%	26%	28%	28%	28%	28%	28%	43%	28%	28%	30%		
	LT 138 kV Ilo ELS - SPCC	LSE-019	95	28%	28%	27%	28%	28%	29%	28%	29%	29%	29%	28%	29%	29%	29%		
	LT 138 kV Moquegua - SPCC	LSE-023	130	25%	25%	26%	25%	25%	23%	24%	23%	23%	23%	25%	23%	23%	22%		
	LT 138 kV Moquegua - Botiflaca	LSE-28A	196	43%	43%	42%	43%	43%	43%	42%	43%	43%	43%	42%	43%	43%	43%		
	LT 138 kV Moquegua - Botiflaca	LSE-28B	160	55%	55%	53%	55%	55%	53%	55%	55%	55%	55%	53%	55%	55%	55%		
	LT 138 kV Mill Site - Botiflaca	LSE-030	60	61%	61%	77%	61%	61%	61%	76%	61%	61%	61%	77%	61%	61%	61%		
	LT 138 kV Toquepala - Aricota	LSE-020	84	25%	25%	38%	25%	25%	27%	27%	27%	27%	27%	41%	27%	27%	29%		
	TR 220/66 kV Tacna	TSE-006	60	80%	80%	71%	80%	75%	65%	64%	65%	60%	65%	65%	65%	60%	49%		

Tabla 4.17 Área Tacna, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo en el Centro				Desarrollo en el Norte y Sur							
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
Área Moquegua - Tacna	LT 220 kV Moquegua - Tacna	LSE-038	150	32%	32%	26%	26%	26%	32%	32%	24%	26%	25%	26%	
	TR 220/138 kV Moquegua	TSE-002	600	54%	54%	52%	51%	51%	52%	53%	47%	49%	46%	51%	
	LT 138 kV Moquegua - Toquepala	LSE-027	80	26%	26%	28%	28%	28%	26%	40%	28%	43%	28%	43%	
	LT 138 kV Ilo ELS - SPCC	LSE-019	95	28%	28%	29%	29%	29%	28%	27%	29%	28%	29%	28%	
	LT 138 kV Moquegua - SPCC	LSE-023	130	25%	24%	23%	23%	23%	23%	25%	26%	23%	25%	23%	
	LT 138 kV Moquegua - Botiflaca	LSE-28A	196	43%	43%	43%	43%	43%	43%	42%	43%	42%	43%	42%	
	LT 138 kV Moquegua - Botiflaca	LSE-28B	160	55%	55%	55%	55%	55%	53%	55%	53%	55%	53%	53%	
	LT 138 kV Mill Site - Botiflaca	LSE-030	60	61%	61%	61%	61%	61%	61%	77%	61%	77%	61%	77%	
	LT 138 kV Toquepala - Aricota	LSE-020	84	25%	25%	27%	27%	27%	25%	38%	27%	41%	27%	41%	
	TR 220/66 kV Tacna	TSE-006	60	80%	80%	65%	65%	65%	65%	80%	80%	60%	65%	62%	

Tabla 4.18 Tacna, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

### AREA SURMEDIO

- Se observan sobrecargas en las líneas Chilca – Asia 220 kV (9 %), Asia – Cantera 220 kV (5 %), Chilca – Desierto 220 kV (19 %), Desierto – Chíncha 220 kV (4 %) y Nazca – Marcona (8 %) para la mayor parte de escenarios.

		Desarrollo según lista priorizada																
		Dem Opt N-S				Dem Base				Dem Opt C-C				Pes				
		6T		6H		6T		6H		6T		6H		(*)				
Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	1A	1N	1B	1N	1B	1N	1B	1N	1B	1N	1B	1N	1B		
Área Sur Medio	LT 220 kV Chilca REP - Asia	LNX-001	152	101%	109%	87%	99%	84%	105%	90%	103%	86%	99%	106%	91%	94%	75%	98%
	LT 220 kV Asia - Cantera	LNX-004	152	97%	105%	82%	95%	78%	100%	86%	99%	80%	93%	100%	84%	88%	66%	95%
	LT 220 kV Cantera - Independencia	LNX-007	152	92%	100%	77%	90%	69%	95%	81%	94%	75%	86%	93%	77%	81%	57%	92%
	LT 220 kV Chilca REP - Desierto	LNX-013	152	111%	119%	96%	109%	91%	115%	100%	113%	94%	108%	115%	99%	103%	80%	108%
	LT 220 kV Desierto - Chíncha	LNX-084	152	96%	104%	80%	94%	76%	99%	84%	98%	77%	93%	100%	84%	88%	65%	93%
	LT 220 kV Chíncha - Independencia	LNX-098	152	60%	68%	46%	58%	36%	63%	50%	62%	43%	50%	57%	42%	47%	44%	63%
	LT 220 kV Ica - Nazca	LNX-099	180	51%	42%	59%	68%	70%	45%	83%	51%	62%	80%	72%	77%	97%	97%	40%
LT 220 kV Nazca - Marcona	LNX-100	180	59%	51%	67%	75%	77%	54%	89%	58%	70%	89%	82%	87%	106%	105%	46%	

Tabla 4.19 Área Sur Medio, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación.

		Desarrollo en el Centro								Desarrollo en el Norte y Sur								
		Dem Opt N-S				Dem Base				Dem Opt C-C				Dem Opt C-C				
		6T		6H		6T		6H		6T		6H		6T		6H		
Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	1A	1B	1S	1E	2A	1E	2B	1E	3A	1E	3B	1E	3A	1E	3B
Área Sur Medio	LT 220 kV Chilca REP - Asia	LNX-001	152	98%	92%	100%	94%	90%	91%	91%	93%	91%	93%	91%	97%	91%		
	LT 220 kV Asia - Cantera	LNX-004	152	93%	88%	96%	90%	82%	84%	86%	87%	88%	87%	89%	84%			
	LT 220 kV Cantera - Independencia	LNX-007	152	88%	83%	91%	85%	73%	77%	81%	82%	81%	82%	81%	77%			
	LT 220 kV Chilca REP - Desierto	LNX-013	152	107%	102%	110%	103%	96%	99%	100%	100%	101%	100%	103%	99%			
	LT 220 kV Desierto - Chíncha	LNX-084	152	92%	87%	95%	88%	81%	84%	85%	85%	85%	85%	88%	84%			
	LT 220 kV Chíncha - Independencia	LNX-098	152	56%	52%	59%	53%	39%	42%	50%	50%	50%	50%	50%	45%	42%		
	LT 220 kV Ica - Nazca	LNX-099	180	58%	64%	56%	72%	99%	91%	65%	62%	64%	84%	84%	78%			
LT 220 kV Nazca - Marcona	LNX-100	180	67%	72%	64%	79%	108%	99%	72%	69%	72%	90%	93%	87%				

Tabla 4.20 Área Sur Medio, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

### AREA PARA ABASTECIMIENTO DE LIMA

		Desarrollo según lista priorizada																
		Dem Opt N-S				Dem Base				Dem Opt C-C				Pes				
		6T		6H		6T		6H		6T		6H		(*)				
Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	1A	1N	1B	1N	1B	1N	1B	1N	1B	1N	1B	1N	1B		
Redes para abastecer la demanda de Lima Metropolitana	LT 220 kV Ventanilla - Zapallal	LNE-011	270	39%	47%	78%	127%	98%	43%	101%	70%	53%	82%	94%	92%	171%	156%	40%
	LT 220 kV Ventanilla - Zapallal	LNE-087	270	39%	47%	78%	127%	98%	43%	101%	70%	53%	82%	94%	92%	171%	156%	40%
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	LNE-012	189	45%	51%	71%	100%	81%	48%	79%	78%	55%	65%	73%	69%	130%	116%	63%
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	LNE-013	189	45%	51%	71%	100%	81%	48%	79%	78%	55%	65%	73%	69%	130%	116%	63%
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	LNE-014	189	43%	49%	69%	96%	78%	46%	76%	75%	53%	62%	70%	67%	125%	112%	61%
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	LNE-148	189	43%	49%	69%	96%	78%	46%	76%	75%	53%	62%	70%	67%	125%	112%	61%
	LT 220 kV Chavarría - Santa Rosa	LNE-015	152	161%	150%	127%	101%	74%	154%	118%	119%	122%	153%	148%	130%	119%	79%	118%
	LT 220 kV Chavarría - Santa Rosa	LNE-016	152	161%	150%	127%	101%	74%	154%	118%	119%	122%	153%	148%	130%	119%	79%	118%
	LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX-003	350	124%	124%	117%	114%	110%	124%	116%	114%	119%	139%	138%	131%	127%	127%	106%
	LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX-008	350	124%	124%	117%	114%	110%	124%	116%	114%	119%	139%	138%	131%	127%	127%	106%
	LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX-009	350	131%	130%	124%	120%	116%	130%	122%	120%	125%	146%	145%	138%	133%	134%	112%
	LT 220 kV San Juan - Alto Pradera	LNX-101	350	123%	123%	116%	113%	109%	123%	115%	113%	118%	137%	135%	129%	124%	125%	105%
	LT 220 kV Alto Pradera - Chilca REP	LNX-102	350	129%	128%	122%	119%	115%	129%	121%	119%	124%	145%	144%	137%	133%	133%	110%
	LT 220 kV Santa Rosa - San Juan	LNE-017	152	166%	154%	148%	143%	97%	161%	131%	121%	138%	160%	147%	159%	155%	165%	140%
LT 220 kV Santa Rosa - San Juan	LNE-018	152	166%	154%	148%	143%	97%	161%	131%	121%	138%	160%	147%	159%	155%	165%	140%	

Tabla 4.21 Área para abastecimiento de Lima, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con lista priorizada de generación.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur								
				Dem Opt N-S			Dem Base			Dem Opt C-C			Dem Base			Dem Opt C-C		
				.6T	.6H	.6T	.6T	.6H	.6T	.6T	.6H	.6T	.6T	.6H	.6T	.6T	.6H	.6T
Redes para abastecer la demanda de Lima Metropolitana	LT 220 kV Ventanilla - Zapallal	LNE-011	270	37%	97%	42%	102%	89%	127%	43%	71%	47%	102%	103%	108%			
	LT 220 kV Ventanilla - Zapallal	LNE-087	270	37%	97%	42%	102%	89%	127%	43%	71%	47%	102%	103%	108%			
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarria	LNE-012	189	43%	75%	47%	83%	65%	91%	43%	78%	48%	78%	74%	86%			
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarria	LNE-013	189	43%	75%	47%	83%	65%	91%	43%	78%	48%	78%	74%	86%			
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarria	LNE-014	189	42%	72%	45%	80%	62%	88%	41%	75%	46%	75%	71%	83%			
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarria	LNE-14B	189	42%	72%	45%	80%	62%	88%	41%	75%	46%	75%	71%	83%			
	LT 220 kV Chavarria - Santa Rosa	LNE-015	152	165%	120%	157%	113%	150%	113%	140%	113%	127%	119%	118%	108%			
	LT 220 kV Chavarria - Santa Rosa	LNE-016	152	165%	120%	157%	113%	150%	113%	140%	113%	127%	119%	118%	108%			
	LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX-003	350	125%	115%	124%	114%	139%	128%	119%	117%	119%	117%	131%	131%			
	LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX-008	350	125%	115%	124%	114%	139%	128%	119%	117%	119%	117%	131%	131%			
	LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX-009	350	132%	121%	130%	119%	146%	135%	125%	123%	125%	123%	138%	138%			
	LT 220 kV San Juan - Alto Pradera	LNX-101	350	124%	113%	123%	112%	137%	125%	118%	116%	118%	116%	129%	129%			
LT 220 kV Alto Pradera - Chilca REP	LNX-102	350	130%	120%	129%	118%	145%	134%	124%	122%	124%	122%	137%	137%				
LT 220 kV Santa Rosa - San Juan	LNE-017	152	164%	140%	159%	136%	160%	134%	167%	136%	159%	138%	144%	128%				
LT 220 kV Santa Rosa - San Juan	LNE-018	152	164%	140%	159%	136%	160%	134%	167%	136%	159%	138%	144%	128%				

Tabla 4.22 Área para abastecimiento de Lima, Sobrecargas al año 2026. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

En resumen, los principales problemas en el SEIN para el año 2026 son:


- El envío de energía hacia el Norte del país, debido a la existencia de generación en el Centro y Sur.
- Sobrecargas en las líneas aledañas a la SE Independencia debido al incremento de la demanda en dicha zona.
- Sobrecargas en el Área para el Abastecimiento de Lima. A diferencia de los problemas de los párrafos anteriores, la solución de estos problemas debe ser analizada en el Plan de Inversiones. Sin embargo, en el presente Plan de Transmisión se están analizando algunas reconfiguraciones de la red con el fin de recomendar alguna de ellas para solucionar estas sobrecargas y controlar el nivel cortocircuito (Ver numeral 8.1).

### 4.3 Opciones y Planes de expansión

En función de los problemas identificados en el diagnóstico a continuación se plantean opciones que solucionan los problemas de cada área del SEIN. En el planteamiento de las opciones se tiene en cuenta la información disponible de estudios de planificación previos desarrollados por el propio COES y los aportes enviados por los Agentes e interesados.

Para plantear nuevas líneas y/o repotenciaciones se consideran que:

Las nuevas líneas tendrán una capacidad por límite térmico según lo indica el Procedimiento Técnico COES PR-20 “Ingreso, modificación y Retiro de Instalaciones en el SEIN”, el cual en el numeral 1.3.1.1 del Anexo 1 dice que para líneas de 500 kV la capacidad será 1400 MVA y las de 220 kV con 450 MVA.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Las repotenciaciones se plantearán considerando que las capacidades de muchas de las líneas en 220 kV existentes del SEIN son relativamente bajas debido a que utilizan criterios de diseño que consideran bajas temperaturas de operación del conductor. Esto brinda un alto potencial de incremento de capacidad a bajo costo (Repotenciación) con el aumento de la temperatura del conductor. Se evidencia de estudios anteriores que para realizar una repotenciación del 60% (para alcanzar una potencia del orden de los 250 MVA, a partir de una línea de 150 MVA de capacidad) generalmente no es necesario realizar trabajos mayores (reemplazo de conductores, cambio general de las estructuras, etc.), sino solamente remoción del terreno y en algunos casos el reemplazo de ciertos componentes en determinadas estructuras. Por lo tanto las repotenciaciones de líneas de transmisión en el nivel de tensión de 220 kV, se eligió la potencia de repotenciación de 250 MVA.

Las opciones son agrupadas en tres planes: Plan A, Plan B y Plan C. Adicionalmente se considera un Plan Base que no contiene ninguna opción, pero que sirve como referencia para el cálculo de atributos de los otros planes. Cabe destacar que los planes evaluados son el resultado de un proceso de prueba y error de un gran número de opciones y planes, que fueron descartados y decantaron en solo tres planes. A continuación se listan las opciones previas evaluadas para cada zona, mediante simulaciones en MODPLAN, para analizar su efectividad en la reducción de las congestiones detectadas.

#### Opciones Previas Evaluadas:

Las opciones que se muestran a continuación incluyen el resultado del análisis de las propuestas de solución enviadas por los Agentes e Interesados al Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN Periodo 2017 – 2026, recibidas por el COES en junio de 2015. Las respuestas a las propuestas indicadas se encuentran en el Anexo P.

#### Opciones zona Norte

- LT 500 kV Nueva Huánuco - Tocache
- LT 500 kV Tocache – Celendín
- LT 500 kV Tocache - Chimbote
- LT 500 kV Trujillo - Celendín
- LT 220 kV Cajamarca - Celendín (doble Terna)
- SE 500/220 kV Celendín

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del</b> <b>Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

#### Opciones zona Ancash – Huánuco – Ucayali

- LT 500 kV Nueva Huánuco - Paramonga
- SE 500 kV Nueva Paramonga

#### Opciones Lima

- Ampliación SE Carapongo con Transformador de 500/200 kV

#### Opciones Zona Centro Sierra Costa

- LT 500 kV Mantaro - Independencia
- LT 220 kV Huancavelica - Independencia (Repotenciación a 250 MVA por terna)
- LT 220 kV Mantaro - Huayucachi (Repotenciación a 250 MVA)
- SE 500/220 kV Independencia (con conexión a LT 500 kV Chilca – Marcona).

#### Opciones zona Pucallpa

- LT 220 kV Aguaytía - Pucallpa
- LT 220 kV Tingo María - Aguaytía

#### Opciones adicionales

- LT 500 kV La Niña – Piura
- LT Pariñas – Tumbes (2da terna)
- LT Cajamarca – Cállic – Moyobamba (2da terna)
- LT 220 kV Tocache – Moyobamba<sup>5</sup>
- SE 500/220 kV Tocache

Luego de la evaluación de todas las opciones indicadas, se escogieron las mejores soluciones a los problemas de cada zona, y tomando en cuenta la visión de largo Plazo del sistema de transmisión en 500 kV se incluyeron las opciones en los planes de transmisión candidatos: planes A, B y C

A continuación se detallan los 3 planes:

---

<sup>5</sup> En el Anexo H se realizó una comparación de costos de inversión contra la alternativa de la segunda terna 220 kV Cajamarca – Caclic – Moyobamba.

**Plan A**

**Área Mantaro - Lima**

Se plantean la nueva SE Independencia 500/220 kV y el seccionamiento de la línea Chilca – Poroma 500 kV. Además se considera la repotenciación de la línea Huayucachi - Mantaro 220 kV. Estos proyectos se muestran en la Figura 4.1.

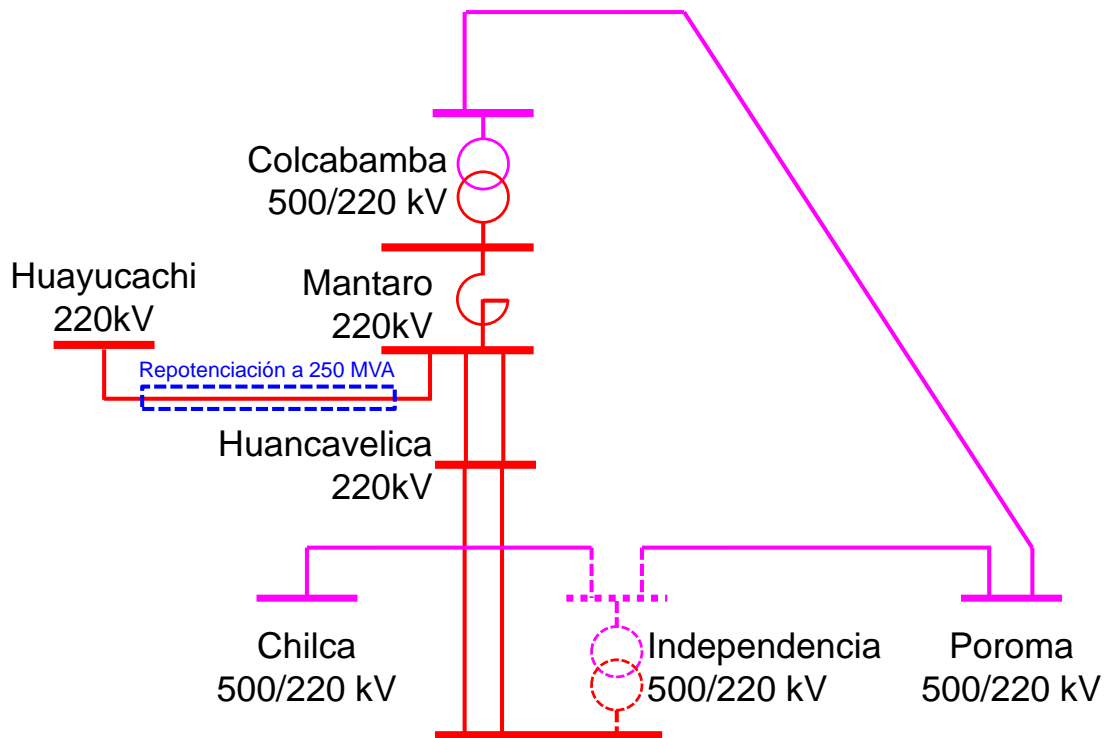


Figura 4.1 Diagrama unifilar Plan A, Área Mantaro - Lima.

Para esta área se plantean un segundo transformador 500/220 kV en la subestación de Carapongo.

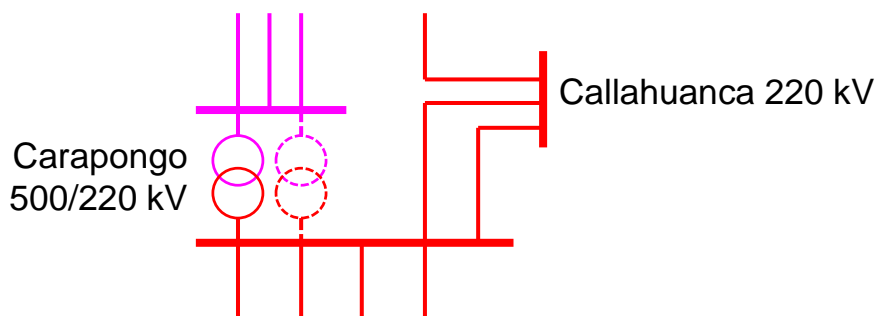


Figura 4.2 Diagrama unifilar Plan A, Área Centro.

 <b>COES SINAC</b> COMITÉ DE OPERACIÓN ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### Área Norte

Para esta área se plantea una red de líneas de 500 kV Huánuco – Tocache – Celendín – Trujillo, la SE 500 kV Tocache, la SE 500/220 Celendín y la línea de transmisión de 220 kV Celendín - Cajamarca. Y la línea de 500 kV Huánuco – Paramonga con una nueva subestación Paramonga 500 kV. Estos proyectos se muestran en la Figura 4.3.

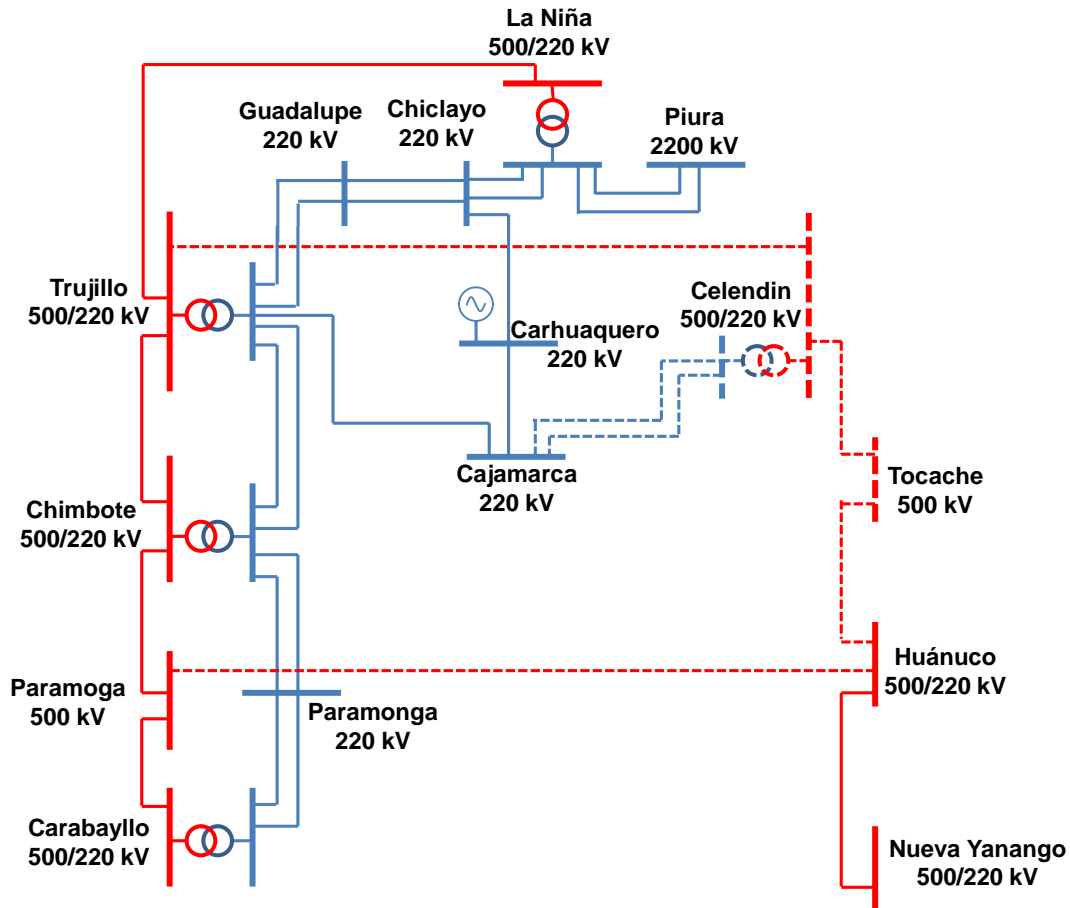


Figura 4.3 Diagrama unifilar Plan A, Área Norte.

El Plan A completo se muestra en la tabla y la figura siguiente:

ÁREA	PLAN A	Costo (MM \$)
ÁREA NORTE	LT 500 kV Huanuco - Paramonga y SE 500 kV Paramonga	113.1
	LT 500 kV Huanuco - Tocache y SE 500 kV Tocache	117.6
	LT 500 kV Tocache - Celendin	133.6
	LT 500 kV Trujillo - Celendin, LT 220 kV Celendin - Cajamarca y SE 500/220 kV Celendin	124.6
ÁREA MANTARO	Ampliación SE Carapongo con Transformador de 500/220 kV	17.4
	SE 500/220 kV Independencia	29.7
LIMA	Repotenciación LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	1.1
Total		537.1

Tabla 4.23 Listado de proyectos del Plan 2026 A y sus costos.



Figura 4.4 Plan de Transmisión 2026 A.



**Plan B**

**Área Mantaro – Lima**

Se plantean la nueva SE Independencia 500/220 kV y el seccionamiento de la línea Chilca – Poroma 500 kV. Además se considera la repotenciación de la línea Huayucachi - Mantaro 220 kV. Estos proyectos se muestran en la Figura 4.5.

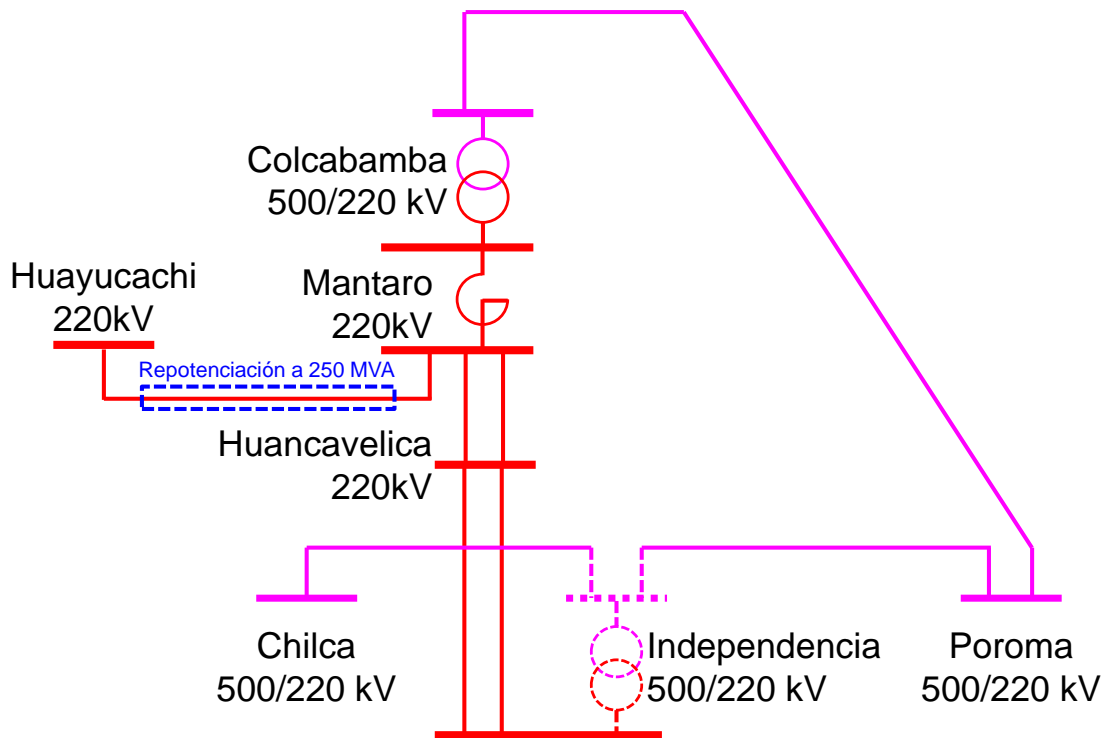


Figura 4.5 Diagrama unifilar Plan B, Área Mantaro - Lima.

**Área Norte**

Para esta área se plantea una red de líneas de 500 kV Huánuco – Tocache, Chimbote – Tocache y Celendín – Trujillo, la SE 500 kV Tocache, la SE 500/220 Celendín y la línea de transmisión de 220 kV Celendín - Cajamarca. Estos proyectos se muestran en la Figura 4.6.

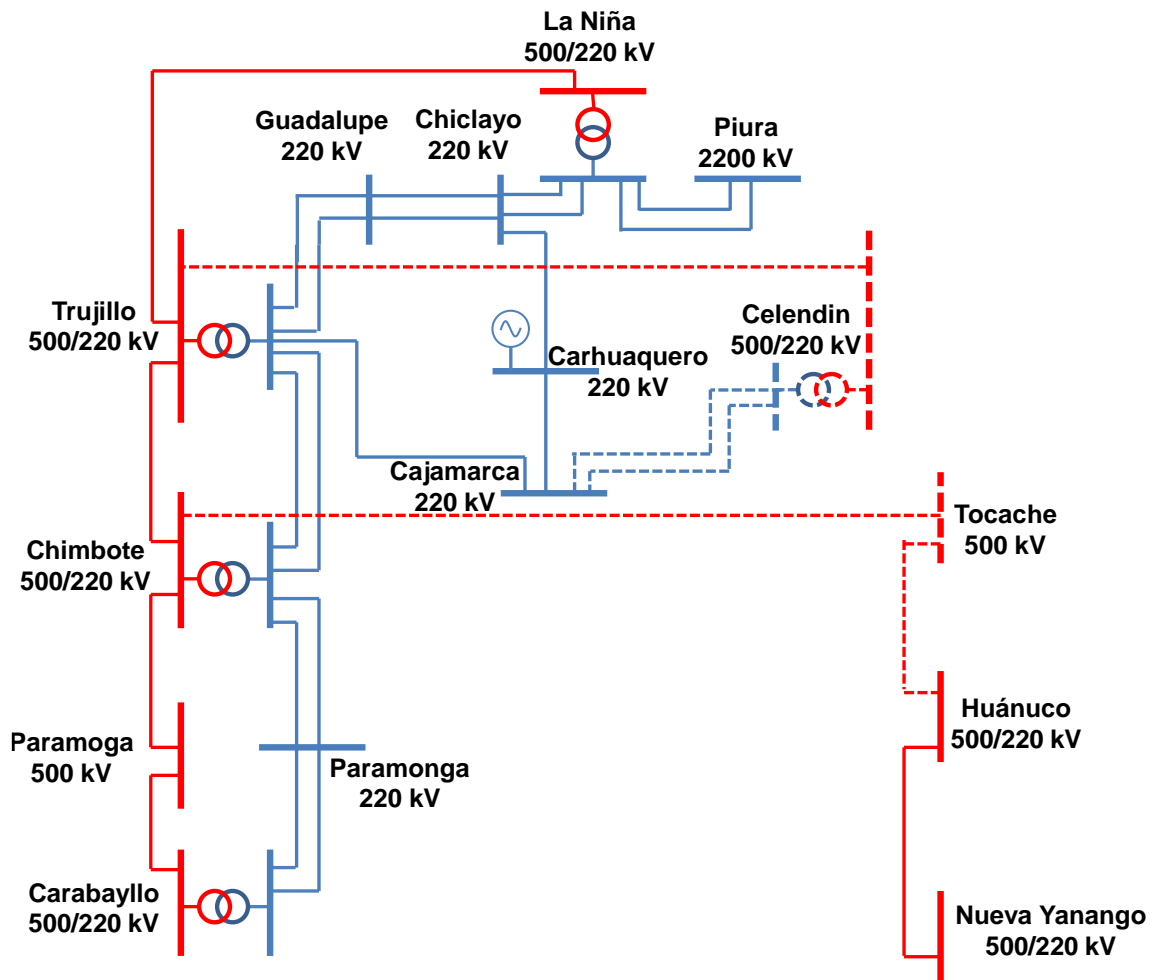


Figura 4.6 Diagrama unifilar Plan B, Área Norte.

ÁREA	PLAN B	Costo (MM \$)
ÁREA NORTE	LT 500 kV Huanuco - Tocache y SE 500 kV Tocache	117.6
	LT 500 kV Tochache - Chimbote	125.4
	LT 500 kV Trujillo - Celendin, LT 220 kV Celendin - Cajamarca y SE 500/220 kV Celendin	124.6
ÁREA MANTARO LIMA	SE 500/220 kV Independencia	29.7
	Repotenciación LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	1.1
	<b>Total</b>	<b>398.42</b>

Tabla 4.24 Listado de proyectos del Plan 2026 B y sus costos.



Figura 4.7 Plan de Transmisión 2026 B.

**Plan C**

**Área Mantaro – Lima**

Se plantean la nueva SE Independencia 500/220 kV y el seccionamiento de la línea Chilca – Poroma 500 kV. Además se considera la repotenciación de la línea Huayucachi - Mantaro 220 kV. Estos proyectos se muestran en la Figura 4.8.

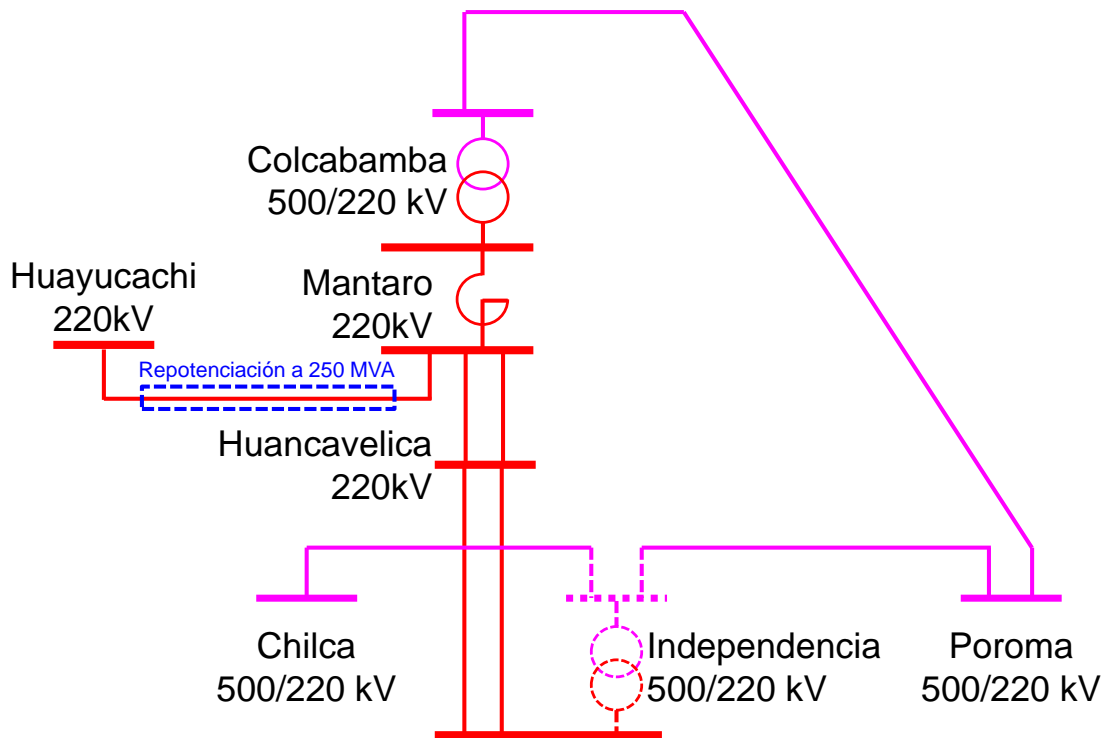


Figura 4.8 Diagrama unifilar Plan C, Área Mantaro - Lima.

**Área Norte**

Para esta área se plantea una red de líneas de 500 kV Huánuco – Tocache - Celendín, Chimbote – Tocache y Celendín – Trujillo, la SE 500 kV Tocache, la SE 500/220 Celendín y la línea de transmisión de 220 kV Celendín - Cajamarca. Estos proyectos se muestran en la Figura 4.9.

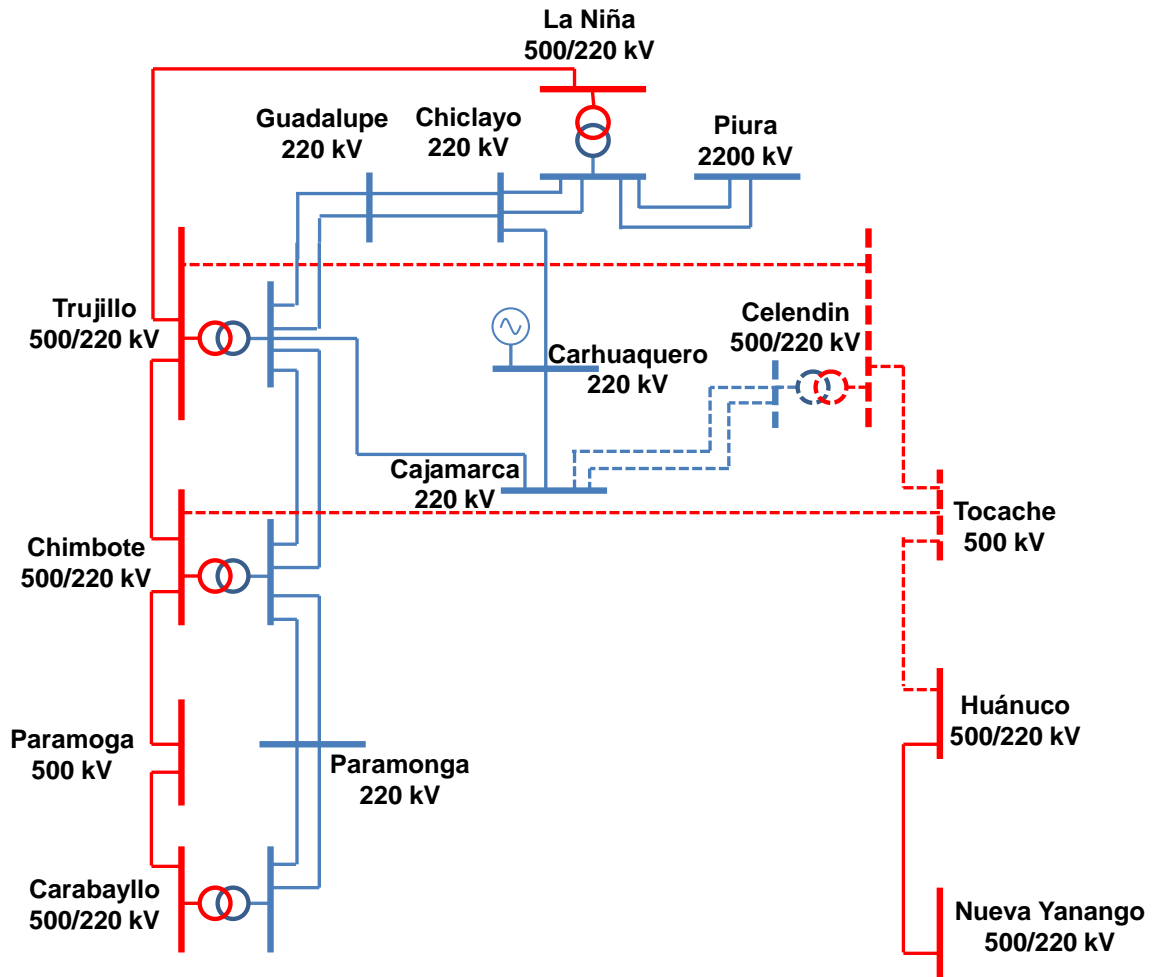


Figura 4.9 Diagrama unifilar Plan C, Área Norte.

ÁREA	PLAN C	Costo (MM \$)
ÁREA NORTE	LT 500 kV Huanuco - Tocache y SE 500 kV Tocache	117.6
	LT 500 kV Tochache - Chimbote	125.4
	LT 500 kV Tocache - Celendin	133.6
	LT 500 kV Trujillo - Celendin, LT 220 kV Celendin - Cajamarca y SE 500/220 kV Celendin	124.6
ÁREA MANTARO LIMA	SE 500/220 kV Independencia	29.7
	Repotenciación LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	1.1
	Total	<b>532.01</b>

Tabla 4.25 Listado de proyectos del Plan 2024 C y sus costos.



Figura 4.10 Plan de Transmisión C.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Las valorizaciones de los costos de cada proyecto se hicieron utilizando los módulos estándares que publica el OSINERGMIN complementando con otras fuentes en el caso de las instalaciones de 500 kV. El detalle de las valorizaciones se muestra en el Anexo F.

Cabe mencionar que para todos los planes, en la zona de Lima se considera los resultados del análisis 8.1, donde se recomendó para el área de Lima una configuración en la subtransmisión tal que permite un mayor desarrollo de la demanda de la zona. Esta configuración, considera abrir el enlace 220 kV San Juan – Santa Rosa, y un enlace 220 kV Santa Rosa - Industriales.

#### 4.4 Simulaciones y Cálculo de Atributos para Nudos

Para el cálculo de atributos se simularon 648 Nudos en MODPLAN para el año 2026. Estos Nudos son el resultado de la combinación de los futuros con los planes a evaluar.

En cuanto a futuros, se tienen 27 que son la combinación de demanda y oferta de generación, los que se muestran en la Tabla 4.26 (Esta tabla es un extracto de las tres tablas: Tabla 3.13, Tabla 3.14 y Tabla 3.15 para el año 2026), 3 futuros de hidrología y 2 condiciones de transmisión<sup>6</sup>, lo que hace un total de 162 combinaciones.

Año	Codigo	Demanda (MW)				Oferta (MW)						Inyeccion (Hidro)		%	%	Generación por zona
		Norte	Centro	Sur	SEIN	Hidro	Termica	Total	Norte	Centro	Sur	Oriente	Norte	Reserva	C.Termicas	
2026	1AS	2 162	6 703	3 208	12 073	5 994	8 512	14 506	1 804	8 311	4 391	0	0	20%	59%	0
2026	1BS	2 162	6 703	3 208	12 073	8 958	6 793	15 751	2 108	8 048	5 596	0	0	30%	43%	0
2026	1AN	2 162	6 703	3 208	12 073	6 602	7 992	14 593	1 804	8 280	3 871	0	639	21%	55%	0
2026	1BN	2 162	6 703	3 208	12 073	9 132	6 485	15 617	2 108	7 928	3 543	0	2 039	29%	42%	0
2026	1BO	2 162	6 703	3 208	12 073	9 084	6 485	15 569	1 804	7 477	3 263	3 026	0	29%	42%	0
2026	2AS	2 152	6 703	2 631	11 486	5 910	7 992	13 902	1 804	8 280	3 818	0	0	21%	57%	0
2026	2BS	2 152	6 703	2 631	11 486	8 333	6 485	14 819	2 108	8 008	4 703	0	0	29%	44%	0
2026	2BN	2 152	6 703	2 631	11 486	7 231	6 485	13 716	1 804	7 413	3 210	0	1 289	19%	47%	0
2026	2BO	2 152	6 703	2 631	11 486	8 343	6 485	14 828	1 804	7 382	3 210	2 433	0	29%	44%	0
2026	3AS	2 152	7 933	2 631	12 716	6 058	9 032	15 090	1 804	8 375	4 911	0	0	19%	60%	0
2026	3BS	2 152	7 933	2 631	12 716	9 392	7 093	16 485	2 230	8 360	5 896	0	0	30%	43%	0
2026	3AN	2 152	7 933	2 631	12 716	6 602	8 512	15 113	1 804	8 280	4 391	0	639	19%	56%	0
2026	3BN	2 152	7 933	2 631	12 716	9 958	6 485	16 444	2 108	8 008	4 289	0	2 039	29%	39%	0
2026	3BO	2 152	7 933	2 631	12 716	9 939	6 485	16 424	1 928	7 928	3 543	3 026	0	29%	39%	0
2026	4AS	1 623	5 699	2 243	9 565	5 840	6 485	12 325	1 804	7 311	3 210	0	0	29%	53%	0
2026	1AS	2 162	6 703	3 208	12 073	6 077	8 255	14 333	1 804	8 658	3 871	0	0	19%	58%	1
2026	1BS	2 162	6 703	3 208	12 073	8 633	7 037	15 670	2 108	9 816	3 746	0	0	30%	45%	1
2026	2AS	2 152	6 703	2 631	11 486	6 006	7 647	13 653	1 804	8 639	3 210	0	0	19%	56%	1
2026	2BS	2 152	6 703	2 631	11 486	8 377	6 485	14 862	2 108	9 264	3 490	0	0	29%	44%	1
2026	3AS	2 152	7 933	2 631	12 716	6 058	9 295	15 353	1 804	8 639	4 911	0	0	21%	61%	1
2026	3BS	2 152	7 933	2 631	12 716	9 176	7 384	16 559	2 108	10 163	4 289	0	0	30%	45%	1
2026	1AS	2 162	6 703	3 208	12 073	6 127	8 133	14 261	1 804	7 382	5 075	0	0	18%	57%	2
2026	1BS	2 162	6 703	3 208	12 073	8 664	6 793	15 457	2 853	7 382	5 223	0	0	28%	44%	2
2026	2AS	2 152	6 703	2 631	11 486	5 910	8 133	14 044	1 804	7 382	4 858	0	0	22%	58%	2
2026	2BS	2 152	6 703	2 631	11 486	8 362	6 485	14 847	2 230	7 382	5 236	0	0	29%	44%	2
2026	3AS	2 152	7 933	2 631	12 716	6 127	9 403	15 531	3 074	7 382	5 075	0	0	22%	61%	2
2026	3BS	2 152	7 933	2 631	12 716	9 410	7 093	16 503	3 226	7 382	5 896	0	0	30%	43%	2

Tabla 4.26 Futuros de oferta (Nudos), Año 2026.

<sup>6</sup> Una considerando los límites de transmisión y otra sin considerar los límites de transmisión.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

El resultado anterior se combina con los cuatro planes propuestos en el numeral anterior: el Plan Base (sin implementar ningún proyecto), el Plan A, el Plan B y el Plan C, con lo cual se llegan a los 648 Nudos indicados anteriormente.

Sobre la base de los resultados de las simulaciones en MODPLAN, se pueden medir las bondades de cada plan mediante los atributos indicados en la Norma: HDN, MFI, VPCT y VPPD (el atributo “N-1” se aplicará para opciones individuales en un numeral posterior).

### **HDN y MFI**

Los atributos HDN y MFI son atributos del tipo beneficio-costos que miden la disminución en congestión que producen los planes u opciones. El HDN es la disminución en horas de congestión por dólar invertido mientras que el MFI es la disminución en MWh de flujo interrumpido por dólar invertido.

Para el cálculo de estos dos atributos se simula los escenarios sin límites en las líneas de transmisión<sup>7</sup>, con el objetivo de identificar las líneas en las cuales los flujos superarían los límites de transmisión, y poder medir la magnitud y duración de tales condiciones.

El procedimiento de cálculo del HDN y MFI es el siguiente:

- a) Con el MODPLAN se calculan los flujos en MWh de las líneas para cada Nudo, para cada plan. Los flujos se extraen del archivo de flujos de líneas VV\_TCC.csv.
- b) Se calculan las sobrecargas en horas y en MWh para cada Nudo con los planes Base, A, B y C.
- c) Se calculan la disminución de las sobrecargas comparando los resultados de los escenarios con los planes A, B y C contra el plan Base.

---

<sup>7</sup> En un modelo de optimización los límites de transmisión son restricciones que al ser consideradas dan como resultado que los flujos en las líneas nunca superen dichos límites.



	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

- d) Las disminuciones en horas y MWh son divididos entre el costo del plan correspondiente, en millones de US\$ para el caso de HDN y en US\$ para el caso de MFI.

### **VPCT**

El VPCT representa los costos operativos del sistema más los costos de inversión, operación y mantenimiento del plan. Para el cálculo del costo operativo se simulan escenarios con límites de transmisión en las líneas, de tal manera que se puedan captar los efectos de la congestión en el aumento de los costos de operación, incluyendo el costo de la energía no servida.

El procedimiento de cálculo del VPCT es el siguiente:

- a) Con el MODPLAN se calculan los costos operativos de cada Nudo, para cada plan. Los costos operativos se extraen del archivo FF\_XOON.csv.
- b) Se calculan los costos de inversión, operación y mantenimiento anualizados de cada plan. Para la anualidad de la inversión se utiliza una tasa de descuento de 12% y un período de 30 años. Los costos de operación y mantenimiento anuales se estiman como un 3% del costo de inversión.
- c) Se suman los costos operativos con los costos de los planes correspondientes.

### **VPPD**

El VPPD representa el pago de la demanda por la energía consumida, es decir la suma del costo de energía de cada barra de demanda. Este atributo puede ser representado de mejor manera por el costo marginal promedio por zonas (Centro, Norte y Sur), que se calculan como el costo total por zona dividido entre la demanda en MWh de su respectiva zona.

El costo de energía de cada barra se calcula mediante el producto del costo marginal en \$/MWh y la demanda de energía en MWh de la barra.

El procedimiento de cálculo del VPPD y los costos marginales por zona Centro, Norte y Sur es el siguiente:

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

- a) Con el MODPLAN se calculan los costos marginales de cada barra. Los valores se extraen del archivo RR\_CND.csv.
- b) Se calcula el costo de la energía total en cada de barra multiplicando la demanda de la barra en MWh por el costo marginal en \$/MWh. La demanda en energía en cada barra se extrae del archivo VV\_ENR.csv.
- c) Para el cálculo de los costos marginales por zonas se divide el costo total de cada zona entre la demanda en energía de la misma zona.

### **Efectos de las incertidumbres de Precios de Combustibles y Costos de Inversión**

Hasta este punto se ha explicado el cálculo de atributos a partir de resultados de simulaciones de MODPLAN, para los Nudos que consideran todas las combinaciones factibles de los futuros extremos de demanda, oferta e hidrología, pero considerando solamente los futuros medios de los Precios de los Combustibles y los Costos de Inversión. Ahora se debe extender el cálculo de los atributos para los futuros extremos de las dos últimas incertidumbres mencionadas.

En el caso de los atributos HDN y MFI, para extender los resultados a los futuros extremos de Costos de Inversión se aplicarán los factores definidos en el numeral 3.5 como divisores de los atributos calculados anteriormente. La variación de la incertidumbre de Precios de Combustibles no afecta estos dos atributos.

En el caso del atributo VPCT, los costos de operación, que son una componente del atributo, serán afectados por los futuros de Precios de Combustibles, para lo cual se aplicarán los factores definidos en el numeral 3.4 como multiplicadores de los costos de operación calculados anteriormente. Asimismo, los costos de inversión, operación y mantenimiento de los planes, que es la otra componente del atributo, serán afectados por los futuros de Costos de Inversión, para lo cual se aplicarán los factores definidos en el numeral 3.5 como multiplicadores de los valores calculados anteriormente. El VPCT para cada combinación de los futuros de Precios de Combustibles y Costos de Inversión será la suma de las componentes correspondientes.

En el caso del atributo VPPD, para extender los resultados a los futuros extremos de Precios de Combustibles se aplicarán los factores definidos en el numeral 3.4 como multiplicadores de los atributos calculados anteriormente. La variación de la incertidumbre de Costos de Inversión no afecta este atributo.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Considerando 3 futuros de precios de combustibles y 3 futuros de costo de inversión, el número de escenarios en estudio se multiplica por 9, es decir, se tendrán 5832 escenarios extremos o “Nudos”.

## Resultados

Dada la cantidad de Nudos con los que se cuenta, no resulta práctico mostrar los resultados para todos ellos. Sin embargo, para tener una idea, a continuación se muestran algunos resultados de los cuatro atributos para el Plan A. En el Anexo D se incluyen los atributos, de manera muestral, para los otros planes.

Caso	HDN h/A/M\$	MFI kWh/A/\$	VPCT M\$/A	CMG_NOR \$/MWh	CMG_CEN \$/MWh	CMG_SUR \$/MWh	CAPITAL M\$	DEM_TOT MW
1anA75S0mm	104	4	1388	29	30	401	537	90509
1asA75S0mm	128	6	1468	28	29	400	537	90509
1asA75S1mm	122	6	1476	30	31	401	537	90510
1asA75S2mm	163	8	1442	25	25	398	537	90509
1bnA75S0mm	98	7	792	22	22	396	537	90510
1boA75S0mm	48	3	694	23	23	397	537	90510
1bsA75S0mm	122	4	746	23	23	163	537	90510
1bsA75S1mm	88	2	834	23	23	397	537	90510
1bsA75S2mm	97	3	796	22	23	164	537	90509
2asA75S0mm	87	4	1386	29	30	436	537	86213
2asA75S1mm	89	4	1149	29	31	436	537	86214
2asA75S2mm	120	4	1367	24	24	433	537	86213
2bnA75S0mm	69	2	947	24	24	433	537	86213
2boA75S0mm	52	2	840	23	23	432	537	86213
2bsA75S0mm	56	1	606	23	23	172	537	86214
2bsA75S1mm	56	1	772	23	23	432	537	86214
2bsA75S2mm	82	2	641	22	22	171	537	86213

Tabla 4.27 Muestra de Atributos para el año 2026, para el Plan A.

### 4.5 Definición de Escenarios Intermedios e Interpolación de sus Atributos

Luego de simular todos los Nudos en MODPLAN y calcular sus respectivos atributos se puede ampliar el número de escenarios sin la necesidad de realizar nuevas simulaciones con el MODPLAN. Para ello se han definido 11200 futuros intermedios, para luego calcular sus atributos, usando la técnica matemática de interpolación lineal de alto orden. Considerando 4 planes (incluyendo el plan base) por el número de futuros anterior, resultan un total de 44800 escenarios interpolados para el año 2026.

Para definir los escenarios intermedios empezamos definiendo valores intermedios de demanda cubriendo de esa manera todo el rango de variación de esa incertidumbre, es decir, el espacio que se forma entre los Nudos de futuros de demanda (ver Figura 4.11 ). De la misma manera para la oferta se cubre los espacios intermedios con valores intermedios como se muestra en la Figura 4.12, Figura 4.13 y Figura 4.14.

Estas figuras muestran la proyección en dos coordenadas del espacio multidimensional de las incertidumbres.

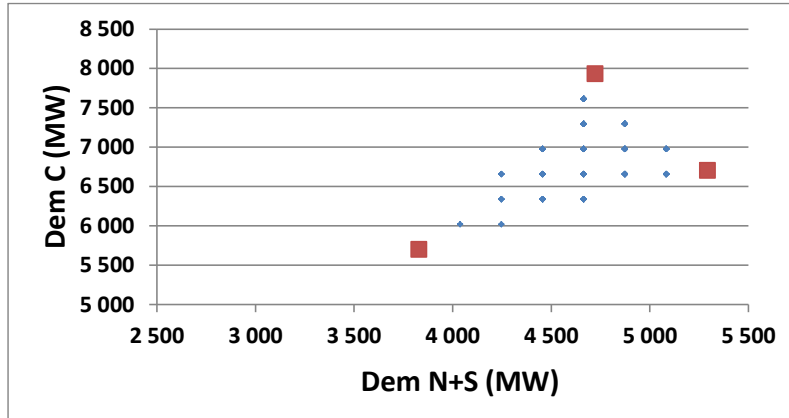


Figura 4.11 Demanda C vs Demanda NS, Año 2026

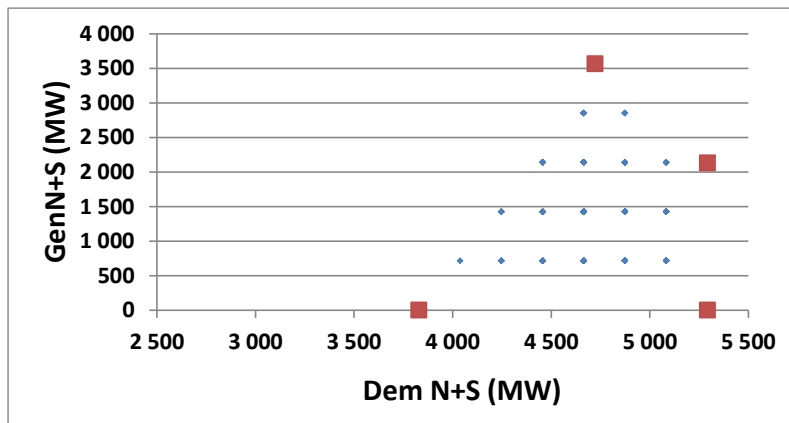


Figura 4.12 Generación NS vs Demanda NS , Año 2026

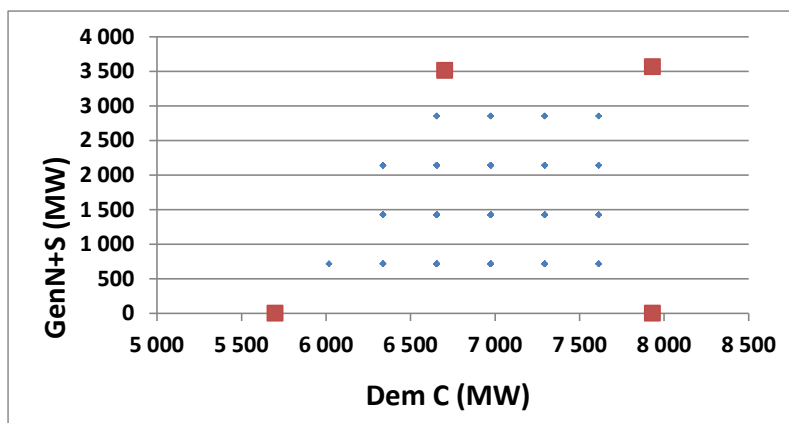


Figura 4.13 Generación NS vs Demanda C , Año 2026

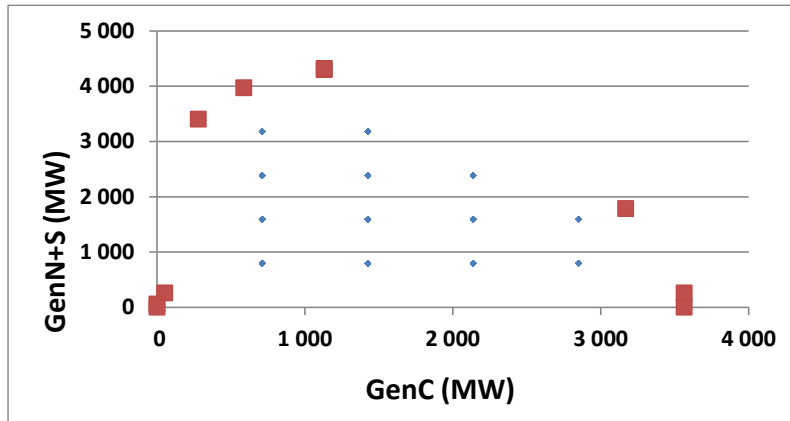


Figura 4.14 Generación NS vs Generación C, Año 2026

Considerando las demás incertidumbres, se tendrá una combinación de estas con las siguientes características:

- Demanda Centro y demanda Norte más Sur (valores continuos);
- Generación Norte-Sur y generación Centro (valores continuos);
- Porcentaje de centrales térmicas (40% o 60%);
- Hidrología (3 series hidrológicas);
- Precios de Combustibles (3 valores discretos)
- Costo de Inversión (3 valores).

En la Figura 4.15 se resumen todas las incertidumbres utilizadas.

Este conjunto de futuros intermedios, representado por los valores de las incertidumbres de cada uno de ellos, junto con el conjunto de Nudos simulados, representado por los valores de las incertidumbres y atributos de cada Nudo, son los insumos de entrada para la interpolación de los atributos.

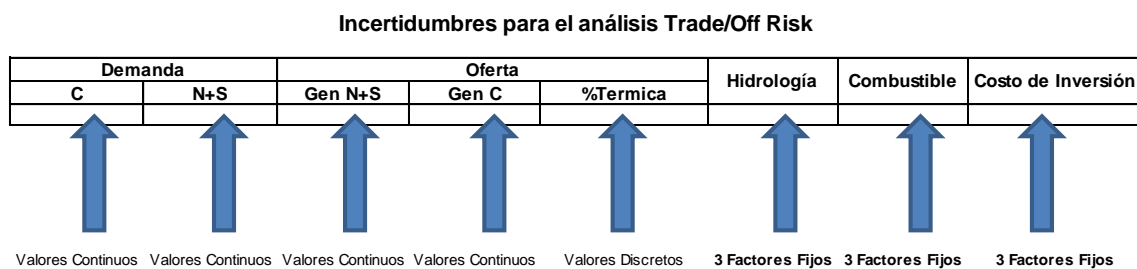


Figura 4.15 Incertidumbres Consideradas en la Interpolación

#### 4.6 Análisis Trade-off / Risk / MINIMAX

Para este análisis usamos los atributos de los escenarios simulados e interpolados. Los análisis se hacen agrupando HDN y MFI que son medidas de congestión, y el VPCT y VPPD que representan los costos.

##### 4.6.1 Análisis de congestión y costos.

En la Figura 4.16 se grafican los atributos MFI vs HDN. Estos atributos representan las mejoras en disminución de la congestión de cada Plan comparado con el Plan Base, entre la inversión de cada plan. Según la Norma, se recomienda que el HDN tiene que exceder los 100 h/M\$ y el MFI tiene que exceder los 15 kWh/\$ para que el plan esté justificado.

El objetivo de optimización es maximizar las mejoras de congestión tanto en horas (HDN) como en energía (MFI).

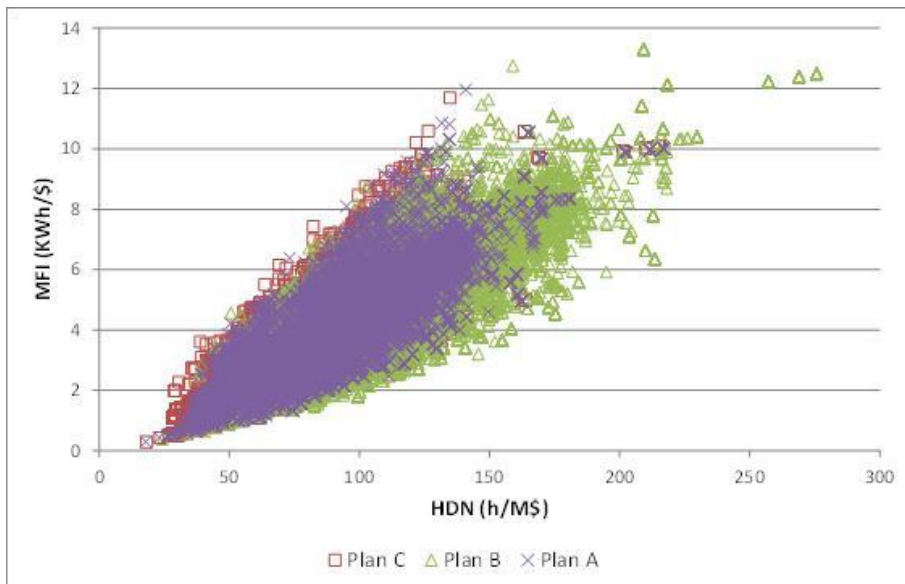


Figura 4.16 HDN y MFI para el año 2026

Como se observa en la Figura 4.17, para un futuro específico, el Plan que optimiza los dos atributos HDN y MFI en conjunto son los Planes A y B, los dos se encuentran en el codo (zona más lejana al origen).

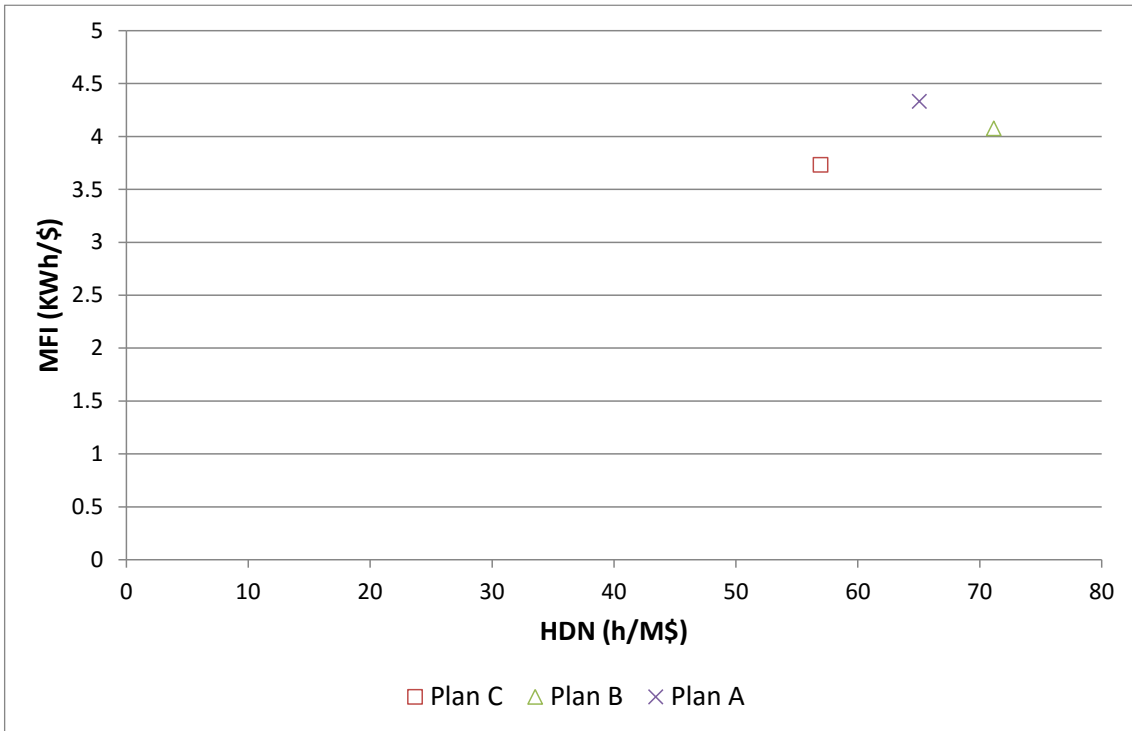


Figura 4.17 HDN y MFI para un solo Futuro (Futuro 5913).

#### 4.6.2 Análisis de VPCT y VPPD

El VPCT representa el costo de operación del sistema más el costo de inversión, operación y mantenimiento de cada plan, mientras que el VPPD representa el pago de la demanda por la energía, ambos expresados en M\$ en cada barra de consumo. Para este análisis el VPPD será usado como costo de la energía de cada zona (Norte, Centro – Costa, Centro - Sierra y Sur) dividido entre la demanda en MWh correspondiente, que vienen a ser los costos marginales promedios por zonas. El objetivo para estos atributos es minimizarlos.

En las figuras siguientes se grafican los costos marginales por zonas versus el VPCT. Se puede observar que el Plan A es el que minimiza estos dos atributos. Le siguen en beneficio el Plan C y el Plan B. Esto se debe en gran medida a la Energía no Servida (ENS), la cual se va incrementando conforme se consideran planes con menores inversiones en transmisión. El alto costo de la ENS, de 6000 \$/MWh, hace gravitante esta variable en los valores de los atributos VPCT y VPPD.

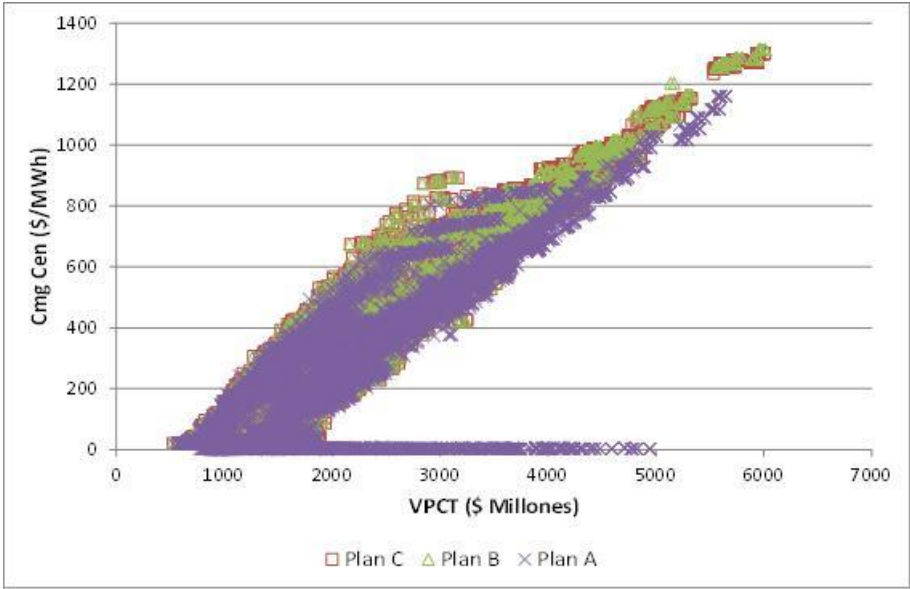


Figura 4.18 VPPD (Costo Marginal Centro) y VPCT, 2026.

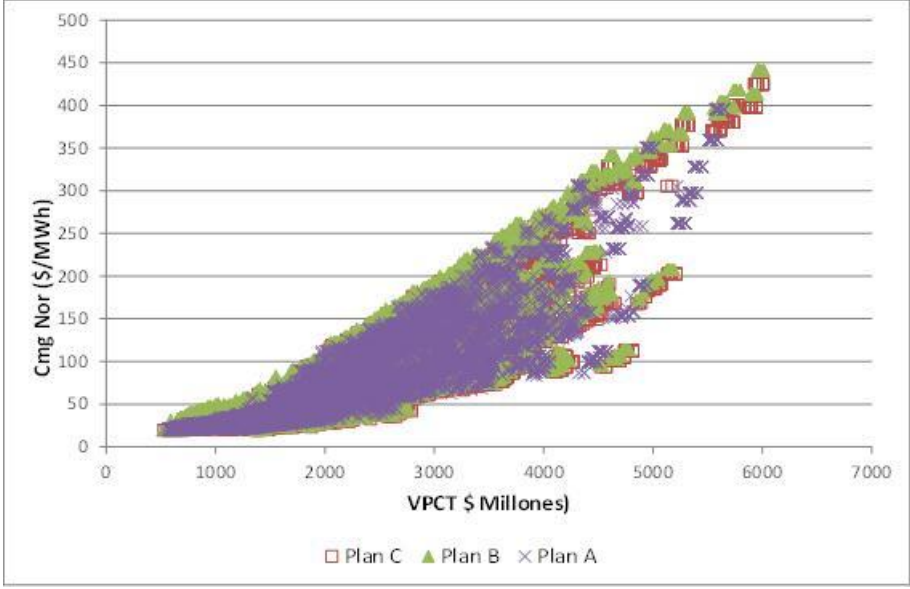


Figura 4.19 VPPD (Costo Marginal Norte) y VPCT, 2026.



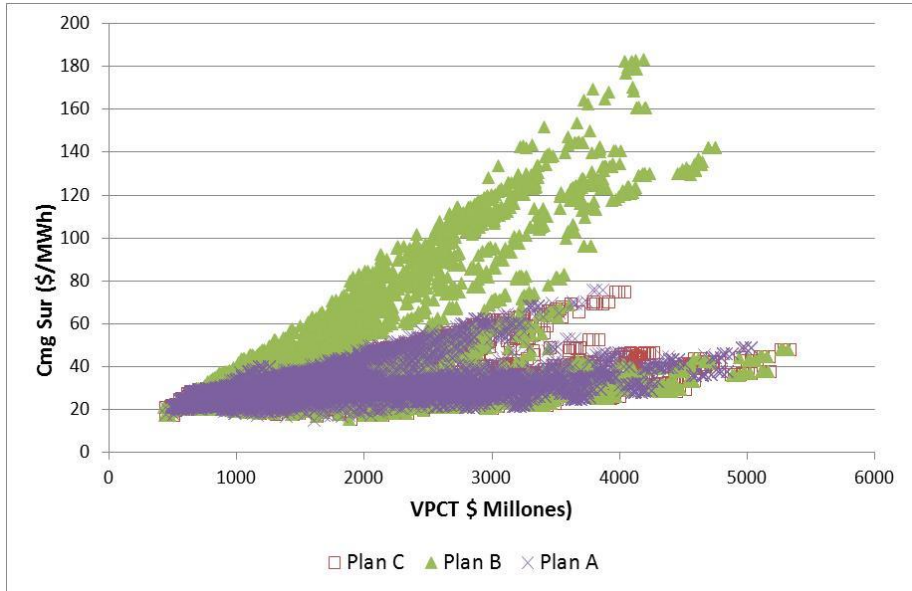


Figura 4.20 VPPD (Costo Marginal Sur) y VPCT, 2026.

**4.6.3 Análisis Trade-Off / Risk**

Debido que existen conflictos en optimizar los atributos simultáneamente, maximizar HDN y MFI, y minimizar VPCT y VPPD, el problema resulta multiobjetivo y multivariable. Por lo tanto, es posible que los planes no logren los objetivos para todos los atributos y para todos los futuros planteados. Para este tipo de problemas la metodología del Trade-Off nos ayuda a escoger una solución robusta que cubra el mayor número de futuros planteados.

Utilizando el módulo TOA del software Trade-Off / Risk identificamos los planes que se encuentran en el codo de la superficie multidimensional formada por todos los atributos, que es el espacio donde se ubican las mejores soluciones para el conjunto de todos los atributos. Se repite el proceso para cada futuro, calculándose posteriormente la robustez de cada plan, que es el porcentaje de los futuros en los que el plan se encuentra en el codo.

En la Tabla 4.28 se presenta el resultado del proceso descrito, es decir el valor de robustez de cada plan.

Plan	Robustez
Base	0%
PlanA	99%
PlanB	73%
PlanC	69%

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Tabla 4.28 Robustez de cada Plan, 2026.

De la tabla se puede observar que el plan A es el que tiene mayor robustez en los análisis efectuados.

#### 4.6.4 Análisis MINIMAX

Este análisis tiene por objetivo identificar el plan cuyo máximo arrepentimiento posible, en caso de ser elegido, es el menor entre todos los planes.

Para el caso de un atributo que se quiere maximizar, el arrepentimiento de un plan “X” para un futuro particular se define como la diferencia entre los valores del atributo para el mejor de los planes para dicho futuro menos el atributo del plan “X”. El máximo arrepentimiento del plan “X” es el máximo valor de los arrepentimientos calculados para todos los futuros para dicho plan. En el caso de que el atributo se quiera minimizar, la explicación es análoga, cambiándose solamente el orden de la resta de atributos.

La explicación anterior es válida para un atributo. En el caso de tratarse de más de un atributo, es posible que no se obtenga un plan que minimice los máximos arrepentimientos de todos los atributos. Para solucionar este inconveniente, se tendrá que buscar aquel plan cuyos máximos arrepentimientos sean los menores o estén entre los menores para cada atributo, entre todos los planes.

Sobre la base de los atributos ya calculados en los numerales anteriores se calculan los arrepentimientos para todos los planes. Cada plan tendrá un máximo arrepentimiento en cada atributo. En la Tabla 4.29 se muestra el resultado del proceso.

<b>PLAN</b>	<b>D_HDN h/A/M\$</b>	<b>D_MFI kWh/A/\$</b>	<b>VPCT M\$/A</b>	<b>CMg Nor \$/MWh</b>	<b>CMg Cen \$/MWh</b>	<b>CMg Sur \$/MWh</b>
Plan A	50	2.5	38.2	4.0	0.4	3.7
Plan B	20	1.4	463.5	59.6	231.8	4.7
Plan C	52	2.5	465.2	52.9	226.3	2.5

Tabla 4.29 Máximos arrepentimientos, 2026.

En la Figura 4.21 se muestran los resultados anteriores normalizados para un mejor análisis en conjunto. En la figura los atributos han sido agrupados para facilitar su análisis.

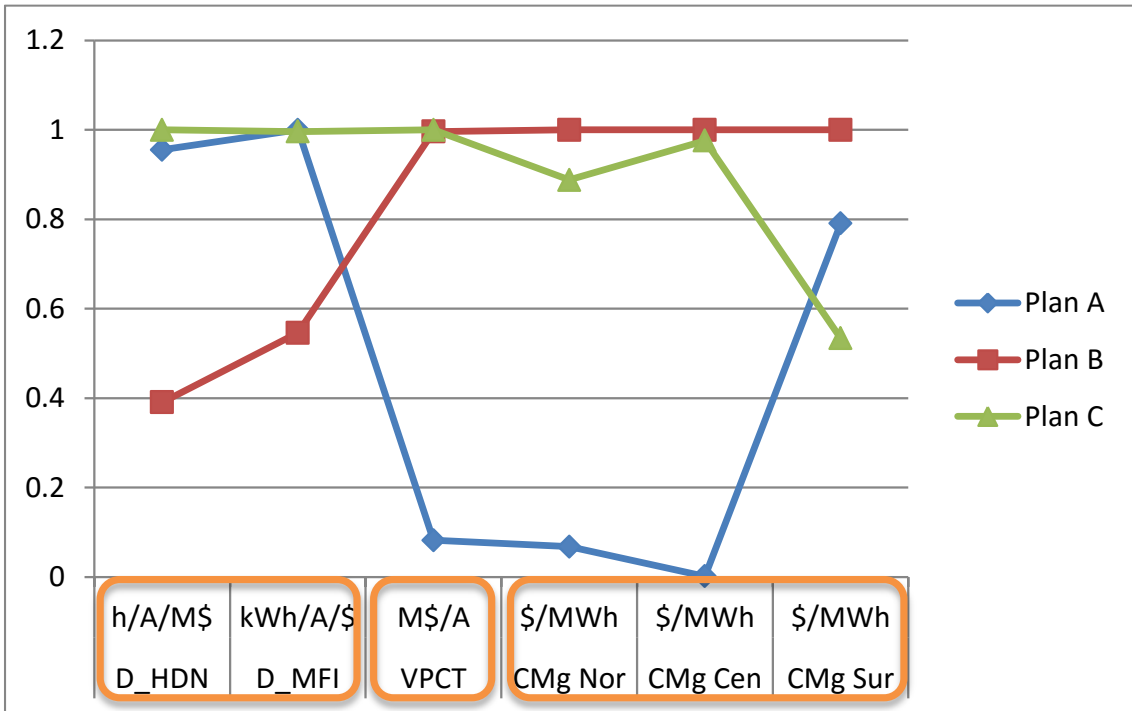


Figura 4.21 Análisis MINIMAX, 2026.

En HDN y MFI el Plan B es el que minimiza el máximo arrepentimiento de estos atributos. Les sigue el Plan A y el Plan C.

En VPCT el Plan A es el que minimiza el máximo arrepentimiento de este atributo, seguido del Plan C.

En los costos marginales por zonas el Plan A es el que minimiza el máximo arrepentimiento, seguido del Plan C.

Resumiendo tenemos:

	<u>1ro</u>	<u>2do</u>
<b>Por HDN y MFI</b>	Plan B	Plan A y C
<b>Por VPCT</b>	Plan A	Plan C
<b>Por Cmg</b>	Plan A	Plan C
<b>Total</b>	Plan A	Plan C

Tabla 4.30 Resumen análisis MINIMAX, año 2026.

Del análisis MINIMAX, podemos concluir que el Plan A es que minimiza el máximo arrepentimiento en el mayor número de atributos.

Considerando este análisis MINIMAX, así como el anterior análisis Trade-Off / Risk el mejor plan es el “Plan A”, cuyo detalle se muestra a continuación en la Tabla 4.31.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

<b>Plan Elegido 2026</b>
<b>Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
SE 500 kV Tocache
SE 500/220 kV Celendín
LT Nueva Huánuco - Tocache 500 kV.
LT Tocache - Celendín 500 kV.
LT Celendín - Trujillo 500 kV.
LT Cajamarca - Celendín 220 kV (doble terna).
<b>Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco -Paramonga, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
LT Nueva Huánuco - Paramonga 500 kV.
SE 500 kV Paramonga
<b>Proyecto Nueva SE Independencia 500/220 kV, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
SE 500/220 kV Independencia
<b>Otros Proyectos en 500 kV:</b>
Ampliación 500/220kV en SE Carapongo (segundo transformador)
<b>Otros Proyectos en 220 kV:</b>
Repotenciación a 250 MVA LT 220 kV Mantaro - Huayucachi

Tabla 4.31 Plan elegido para el año 2026 por la metodología Trade-Off / Risk MINIMAX (Más adelante se incluirán proyectos por el criterio N-1 y por análisis eléctricos)

Hasta este punto se han utilizado cuatro de los cinco criterios indicados en la Norma para la elección del plan para el año 2026. En el numeral siguiente se aplicará el criterio N-1 para analizar si es necesario incluir proyectos por dicho criterio. Asimismo, en numerales posteriores se harán análisis eléctricos para identificar proyectos necesarios que no se evidencian mediante los análisis y criterios anteriores.

#### **4.7 Análisis de confiabilidad N-1**

Las condiciones para justificar una línea nueva por el criterio N-1 son:

- 1) La región de demanda y generación definida se separará en isla como resultado de una contingencia.
- 2) El cociente beneficio/costo, la suma de la demanda máxima más la oferta de la región dividida entre el costo de la línea nueva, tiene que igualar o exceder 3 W/\$.
- 3) La capacidad total de transferencia (TTC) entre la parte principal del SEIN y la región sin la opción tiene que ser inferior a los flujos máximos previstos.
- 4) La TTC entre la parte principal del SEIN y la región con la opción tiene que ser superior a los flujos máximos previstos.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Para los criterios 3 y 4, según la definición del NERC, se aplica a una condición supuesta de despacho y demanda, para nuestro caso se van a usar los flujos máximos del año estudiado, que se obtienen de simulaciones MODPLAN.

**TTC: “Capacidad Total de Transferencia”.**

La TTC se mide en el sentido clásico “N-1,” quiere decir, con una contingencia de la línea más importante.

- Para una región conectada por una única línea al resto del SEIN, la TTC es cero.
- Para una conexión radial de N (dos o más) líneas idénticas y paralelas, la TTC es la suma de la capacidad de N-1 de ellas.
- Para una conexión radial de N (dos o más) líneas que no son idénticas o exactamente paralelas la TTC es 90% de la suma de los límites de N-1 de las líneas, omitiendo la más importante.
- Problemas de estabilidad u otros fenómenos pueden imponer límites inferiores a los límites térmicos de las líneas. Conociendo los límites por estabilidad, etc., se pueden tratar para fines del criterio N-1 exactamente como si fueron límites térmicos.

Para el análisis de confiabilidad N-1 del SEIN se identificaron posibles zonas que cumplen con la primera condición N-1, en cada zona identificada se planteó un proyecto de una línea nueva.

En la zona norte se identificaron regiones del sistema que podrían formar islas ante una contingencia. Por ejemplo para la zona comprendida a partir de Trujillo y Cajamarca hacia el norte se planteó una segunda línea Centro – Norte a 500 kV, LT Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo 500 kV, con la cual se daría confiabilidad a la zona Norte; en Piura se planteó la línea La Niña – Piura 500 kV que daría confiabilidad a partir de la barra de Piura 500 kV, en Tumbes se planteó la segunda terna de la línea Pariñas – Tumbes 220 kV que daría confiabilidad a esta zona. También se analizó la zona de Pucallpa con una línea de Tingo María – Aguaytía 220 kV y de Aguaytía – Pucallpa 220 kV.

En resumen los proyectos para cada zona son:

- LT Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo 500 kV
- LT La Niña – Piura 500 kV

- LT Pariñas – Tumbes 220 kV (segunda terna)
- LT Tingo María – Aguaytía 220 kV (segunda terna)
- LT Aguaytía - Pucallpa 220 kV
- LT Cajamarca – Cádiz – Moyobamba 220 kV (segunda terna)

Nombre	N-1 (MW)																										
	4AS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	1AS0	1BS0	2B00	3B00	1B00	2BNO	3ANO	3BNO	1ANO	1BNO	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS1	1BS1	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	1AS2	1BS2
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	2289	2798	2922	2798	3044	3065	3189	2798	2922	3065	2798	2798	2922	3065	3189	2798	2922	2798	2922	3065	3189	2798	3044	2798	3044	3065	3311
LT La Niña-Piura 500 kV	992	1053	1053	1053	1053	1136	1136	1053	1053	1136	1053	1053	1053	1136	1136	1053	1053	1053	1053	1136	1136	1053	1053	1053	1136	1136	1136
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92	92
LT Aguaytía - Pucallpa 220 kV	51	71	71	98	98	71	71	71	98	71	71	98	98	71	71	71	98	98	71	71	71	98	98	71	71	98	98
LT Cajamarca - Cádiz - Moyobamba kV(#2)	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	245	362	362	433	433	362	362	362	433	362	362	433	433	362	362	362	433	433	362	362	362	433	433	362	362	433	433

Tabla 4.32 Suma de Demanda y Oferta de los proyectos candidatos, 2026.

En la Tabla 4.32 se muestra las sumas de demanda y generación para cada zona asociada a la opción de transición propuesta, para los 27 futuros de generación - demanda analizados para el 2026. En la Tabla 4.34 se muestra el cociente beneficio N-1 / Costo (W/\$), y se observa que todas las nuevas líneas exceden el criterio de la norma de 3 W/\$, por lo que todas cumplen con esta primera condición.

Nombre	Costo
	Capital M\$
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	354
LT La Niña-Piura 500 kV	97
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	27
LT Aguaytía - Pucallpa 220 kV	26
LT Cajamarca - Cádiz - Moyobamba kV(#2)	21
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	16

Tabla 4.33 Costo (M\$) de cada proyecto, 2026.

Nombre	N-1/Costo (W/\$)																										
	4AS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	1AS0	1BS0	2B00	3B00	1B00	2BNO	3ANO	3BNO	1ANO	1BNO	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS1	1BS1	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	1AS2	1BS2
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	6	8	8	8	9	9	9	8	8	9	8	8	8	9	9	8	8	8	8	9	9	8	8	9	8	9	9
LT La Niña-Piura 500 kV	10	11	11	11	11	12	12	11	11	12	11	11	11	12	12	11	11	11	11	12	12	11	11	11	11	12	12
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
LT Aguaytía - Pucallpa 220 kV	2	3	3	4	4	3	3	3	4	3	3	4	4	3	3	3	4	4	3	3	3	3	3	4	4	3	3
LT Cajamarca - Cádiz - Moyobamba kV(#2)	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	15	22	22	27	27	22	22	22	27	22	22	27	27	22	22	22	27	27	22	22	22	27	27	22	22	27	22

Tabla 4.34 Beneficio N-1/Costo (W/\$), 2026.

En la Tabla 4.36 se muestra la TTC de cada aérea y los flujos máximos inyectados a cada área. Estos flujos se calcularon mediante simulaciones con PERSEO.

Nombre	TTC	
	sin línea	con línea
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	1118	2118
LT La Niña-Piura 500 kV	176	1576
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	0	180
LT Aguaytía - Pucallpa 220 kV	78	328
LT Cajamarca - Cádiz - Moyobamba kV(#2)	57	294
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	0	187

Tabla 4.35 Capacidad en MW con y sin proyecto, 2026.

Nombre	Flujos Máximos (MW)																										
	4AS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	1AS0	1BS0	2B00	3B00	1B00	2BNO	3ANO	3BNO	1ANO	1BNO	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS1	1BS1	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	1AS2	1BS2
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	922	1350	1344	1308	1224	1597	1549	1410	1341	1650	607	949	1311	1175	1160	1316	1334	1307	1274	1581	1532	1409	1240	1348	701	1617	1052
LT La Niña-Piura 500 kV	281	325	344	325	344	428	428	344	344	428	344	325	347	428	428	325	344	324	344	409	428	344	344	344	344	428	428
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72	72
LT Aguaytía - Pucallpa 220 kV	71	98	98	136	136	98	98	98	136	98	98	136	136	98	98	98	136	136	98	98	98	136	136	98	98	136	136
LT Cajamarca - Cádiz - Moyobamba kV(#2)	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195	195
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	75	103	103	141	141	103	103	103	141	103	103	141	141	103	103	103	141	141	103	103	103	141	141	103	103	141	141

Tabla 4.36 TTC y Flujos Máximos en MW para cada Nudo, 2026.

En la Tabla 4.37 se muestra si el flujo máximo que ingresa al área puede ser transportado en una condición N-1.

Nombre	¿N-1 sin línea nueva?																										
	4ASO	2ASO	2BSO	3ASO	3BSO	1ASO	1BSO	2BOO	3BOO	1BOO	2BNO	3ANO	3BNO	1ANO	1BNO	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS1	1BS1	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	1AS2	1BS2
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kv	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
LT La Niña-Piura 500 kv	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
LT Pariñas - Tumbes 220 kv(#2)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
LT Aguaytia - Pucallpa 220 kv	SI	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
LT Cajamarca - Cadlic - Moyobamba kv(#2)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO
LT Tingo María - Aguaytia (#2)	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO	NO

Tabla 4.37 Tercer Criterio N-1, 2026.

En la Tabla 4.38 se muestra si el flujo máximo que ingresa al área puede ser transportado en una condición N-1 más la nueva línea planteada.

Nombre	¿N-1 con línea nueva?																										
	4ASO	2ASO	2BSO	3ASO	3BSO	1ASO	1BSO	2BOO	3BOO	1BOO	2BNO	3ANO	3BNO	1ANO	1BNO	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS1	1BS1	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	1AS2	1BS2
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kv	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
LT La Niña-Piura 500 kv	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
LT Pariñas - Tumbes 220 kv(#2)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
LT Aguaytia - Pucallpa 220 kv	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
LT Cajamarca - Cadlic - Moyobamba kv(#2)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
LT Tingo María - Aguaytia (#2)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Tabla 4.38 Cuarto Criterio N-1, 2026.

En la Tabla 4.39 se resume si la opción propuesta cumple con los todos los criterios analizados para cada futuro.

Nombre	¿Satisface el criterio N-1?																										
	4ASO	2ASO	2BSO	3ASO	3BSO	1ASO	1BSO	2BOO	3BOO	1BOO	2BNO	3ANO	3BNO	1ANO	1BNO	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS1	1BS1	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	1AS2	1BS2
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kv	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	NO	NO	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
LT La Niña-Piura 500 kv	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
LT Pariñas - Tumbes 220 kv(#2)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
LT Aguaytia - Pucallpa 220 kv	NO	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO	SI	SI	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO	SI	SI	NO	NO	NO
LT Cajamarca - Cadlic - Moyobamba kv(#2)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
LT Tingo María - Aguaytia (#2)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Tabla 4.39 Resultado Análisis N-1, 2026.

Se observa que la línea Huánuco – Tocache – Celendín - Trujillo 500 kV satisface las condiciones para la mayor parte de futuros. La línea La Niña - Piura 500 kV, la segunda terna de la línea Cajamarca – Cállic – Moyobamba 220 kV, la segunda terna de la línea Tingo María – Aguaytia y la segunda terna de la línea Pariñas – Tumbes satisfacen las condiciones para todos los futuros, Por lo anterior, se decide incluir estas cinco líneas en el Plan de Transmisión 2026. Las demás líneas satisfacen los criterios en pocos futuros, por lo que no se incluyen en el Plan.

En resumen las líneas que se justifican por el criterio N-1 de la norma para el 2026 son:

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Nombre
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV
La Niña-Piura 500 kV
LT Cajamarca - Cacic - Moyobamba kV(#2)
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)
L T Tingo María - Aguaytía (#2)

Tabla 4.40 Líneas justificadas por el criterio N-1, Año 2026

#### 4.8 Verificación del Desempeño Eléctrico del SEIN al año 2026.

El desarrollo del sistema de transmisión del SEIN, como consecuencia de los refuerzos y equipamientos propuestos en las actualizaciones anteriores del Plan de Transmisión, se caracteriza por satisfacer principalmente condiciones de suficiencia en los recursos de transmisión, es decir, proponer los corredores con capacidad de transporte suficiente a fin de atender las necesidades de la demanda proyectada y permitir diferentes patrones posibles de despacho de la generación disponible. La señal económica con que fueron concebidos estos planes proviene de la aplicación de criterios energéticos de tipo beneficio/costo en el plan de transmisión. Si bien estos criterios permitieron el desarrollo inicial del sistema de transmisión, sistema caracterizado por ser de configuración radial y con menor redundancia, existen necesidades adicionales para mantener la operación segura y de calidad del sistema de transmisión, y para proveer de robustez al mismo en el mediano y largo plazo, las cuales deberán ser verificadas mediante análisis eléctricos del sistema.

En ese sentido, considerando los Criterios Técnicos de Desempeño incluidos en el Art. 10° de la Norma, se comprobó si el sistema futuro, incluyendo el plan robusto obtenido con modelos energéticos y criterios Técnico - Económicos (HDN, MFI, etc.), provee de una operación adecuada y de calidad con seguridad y suficiencia. Al respecto, para cubrir las necesidades que conlleva estos objetivos, se recomendó incluir los siguientes proyectos complementarios en las soluciones de planificación:

- Área Norte

Para atender el crecimiento de la demanda del área Norte, el proyecto L.T. 500 kV La Niña – Piura, que incluye un Equipo Automático de Compensación Reactiva (EACR) conectado en 500 kV a la nueva S.E. Piura 500/220 kV.

Ante salidas de LLTT de 500 kV por fallas, se propone un Esquema Especial de Protecciones (EEP) en el área Norte, con posibilidad de rechazar carga en orden de 300 MW.



	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

- Área Centro-Independencia

Para atender el crecimiento de la demanda del área Centro con posibilidad de incorporar proyectos de demanda en la zona de Independencia, se confirma incorporar una S.E. Independencia 500/220 kV, proyecto que también fue evaluado y elegido mediante el análisis energético.

- Área Nor-Oriente

Las necesidades de crecimiento de la demanda del área Oriente en conjunto con la conexión del sistema aislado Iquitos al SEIN serán atendidas mediante la incorporación de un segundo circuito de 220 kV Cajamarca - Caclic - Moyobamba y un EACR conectado en la barra Moyobamba 220 kV.

- Área Pucallpa

El continuo crecimiento de Pucallpa en conjunto con las necesidades de seguridad operativa, será atendido mediante la incorporación de una L.T. de 220 kV Aguaytía - Pucallpa y un EACR conectado en la barra Pucallpa 220 kV.

En el caso del área Sur, se pudo comprobar que el sistema de transmisión se mantiene robusto y con suficiente redundancia para atender el crecimiento del área y soportar los proyectos de demanda previstos, por consiguiente no se plantean nuevos proyectos. Cabe resaltar, que para mantener este nivel de seguridad también se cuenta con el EEP del área Sur, implementado mediante rechazos de carga en los centros de carga principales, el cual brinda un respaldo adicional al sistema ante pérdida de LLTT del enlace Centro-Sur.

Para el área Lima, dado que las soluciones de planificación de la transmisión tienen una mayor dependencia con la operación de las redes de subtransmisión y considerando que existe mayor incertidumbre en el desarrollo de estas redes, se optó por realizar solo verificaciones de desempeño eléctrico sin propuestas de planificación. Al respecto, las necesidades específicas de calidad y seguridad podrán ser preferentemente determinadas en un periodo menor de evaluación (Plan Vinculante).

Adicionalmente, tal como será visto en el numeral 8.1 Análisis de la problemática de Lima, se recomendó para el área de Lima una configuración en la subtransmisión tal que permite un mayor desarrollo de la demanda de la zona. Esta configuración, denominada Topología 4 en el estudio, considera mantener el enlace 220 kV Santa Rosa - Chavarría (doble circuito) y abrir el enlace 220 kV San Juan – Santa Rosa, por lo que se desarrollaría el enlace 220 kV Santa Rosa - Industriales.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

#### 4.8.1 Criterios para la Verificación del Desempeño Eléctrico

Los estudios que son realizados para fines de verificación del comportamiento eléctrico del SEIN incorporan los proyectos del Plan de Transmisión 2026 que comprende los proyectos sustentados por la metodología Trade-Off / Risk MINIMAX (Plan Elegido de la Tabla 4.31), los proyectos sustentados por confiabilidad N-1 (Tabla 4.40) y demás proyectos que resultan para atender los criterios de seguridad y calidad (numeral 4.8.5). Se escoge el escenario medio o esperado como uno de demanda promedio y con oferta de generación mayoritariamente hidráulica, debido a que un escenario de generación de este tipo produce generalmente mayor estrés en las redes de transmisión.

Los criterios técnicos determinísticos considerados de acuerdo a la Norma son los siguientes:

- Considerar el futuro de demanda promedio, futuro de generación mayormente hidráulico, futuro de hidrología media y futuro de precios de combustibles medio.
- Tensión – Normal: 0,95 - 1,05 p.u.
- Tensión – Emergencia: 0,90 - 1,10 p.u. para el nivel de tensión de 220 kV, y 0,90 - 1,05 p.u. para el nivel de tensión de 138 kV.
- Se considera que los valores en por unidad de las tensiones de barra están referidas a las tensiones nominales, con excepción de las barras 220 kV de Mantaro, Huayucachi y Huancavelica, las cuales adoptan como referencia tensiones de operación de 230 kV, valor similar a las aprobadas mediante la Decisión de la Dirección Ejecutiva N° 009-2016-D/COES.
- Sobrecargas en situación normal y emergencia: No permitidas
- Potencia activa y reactiva de los generadores dentro de sus límites operativos considerando la amplitud de las curvas de capacidad actualizada.

Los estudios eléctricos sirven para verificar que las condiciones operativas del sistema se mantengan dentro de los rangos establecidos para la operación en condiciones normales y en emergencia. Asimismo, se verifica que las corrientes de cortocircuito para fallas francas no superen las capacidades de las instalaciones de transmisión actuales ni las capacidades de los proyectos previstos en el periodo de estudio.

En el Anexo I se encuentran los resultados para el año 2026. A continuación se muestra un resumen de estos.

#### 4.8.2 Simulación en Estado Estacionario

Para los estudios eléctricos en estado estacionario se han realizado simulaciones de flujo de potencia de los niveles de carga de máxima, media y mínima demanda de los periodos de avenida y estiaje.

En las siguientes figuras se muestran los resultados de tensiones de mayor relevancia obtenidos de las simulaciones de flujo de potencia del año 2026.

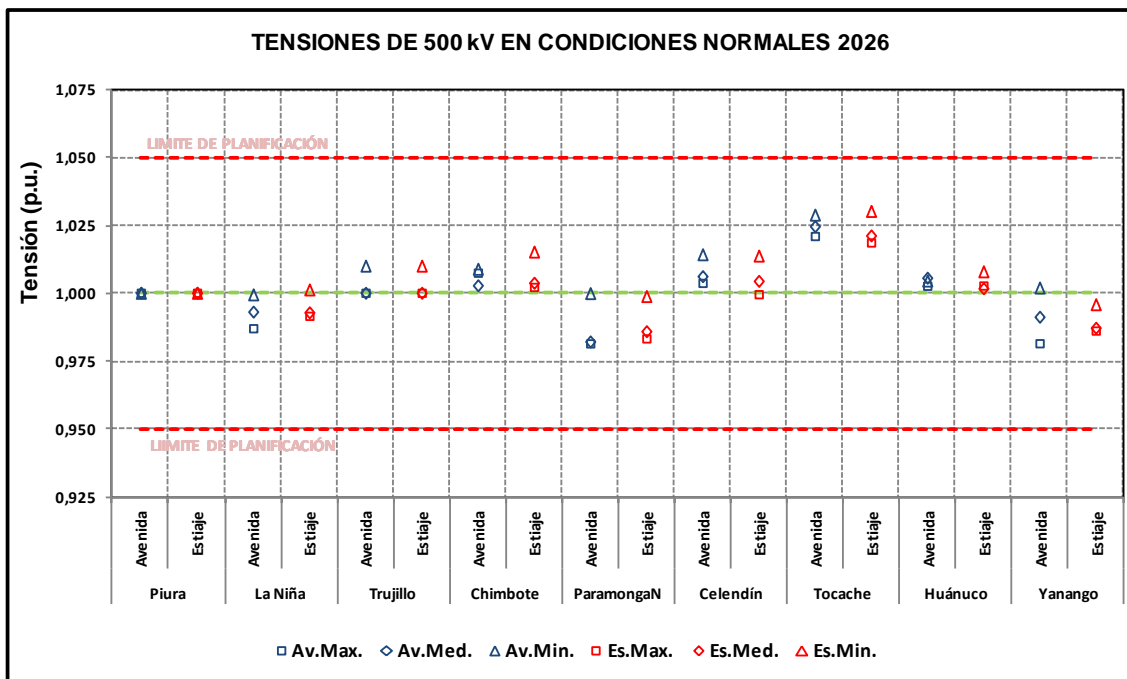


Figura 4.22 Tensiones en barras de 500 kV en p.u. (1 de 2)

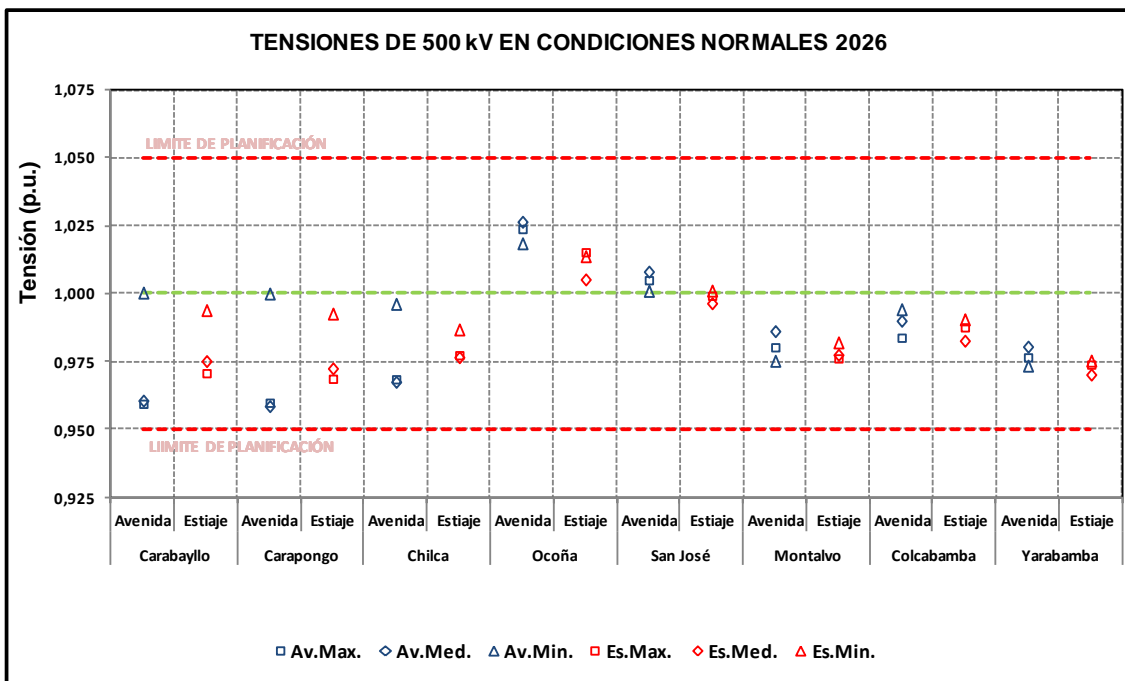


Figura 4.23 Tensiones en barras de 500 kV en p.u. (2 de 2)

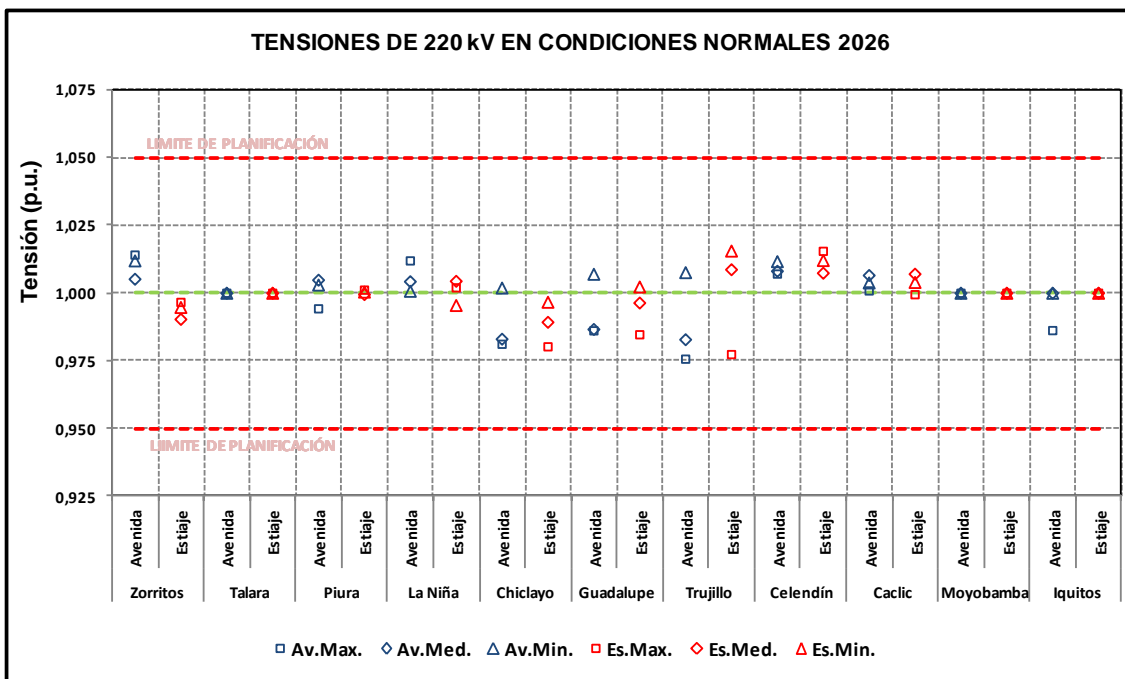


Figura 4.24 Tensiones en barras de 220 kV en p.u. (1 de 3).

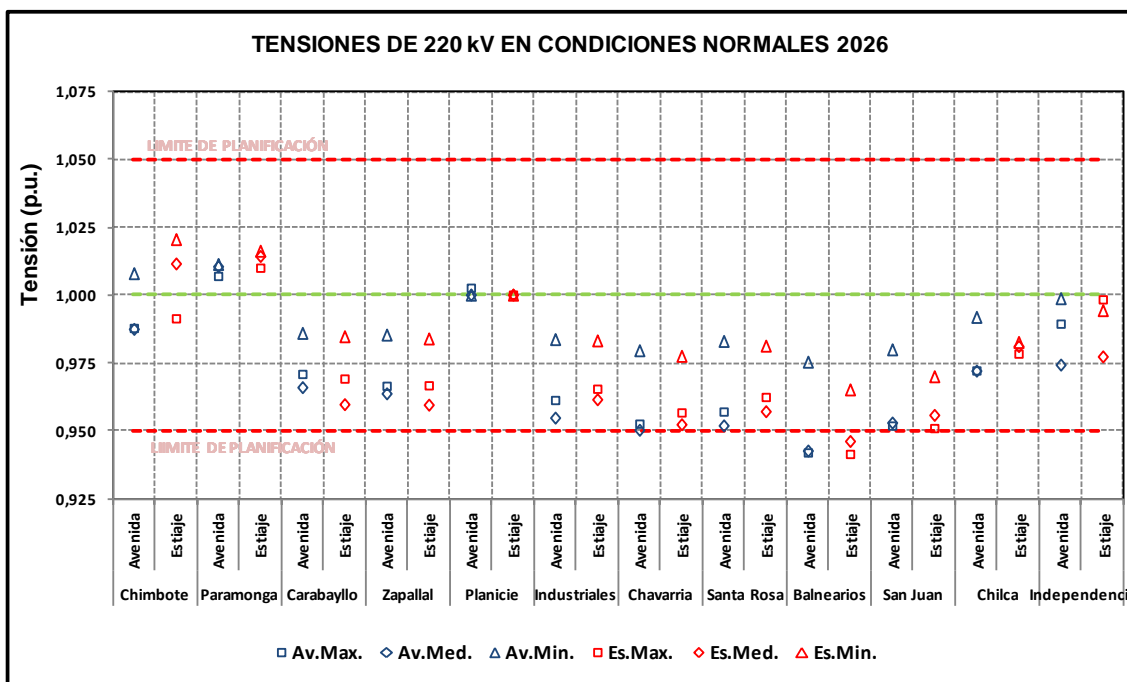


Figura 4.25 Tensiones en barras de 220 kV en p.u. (2 de 3).

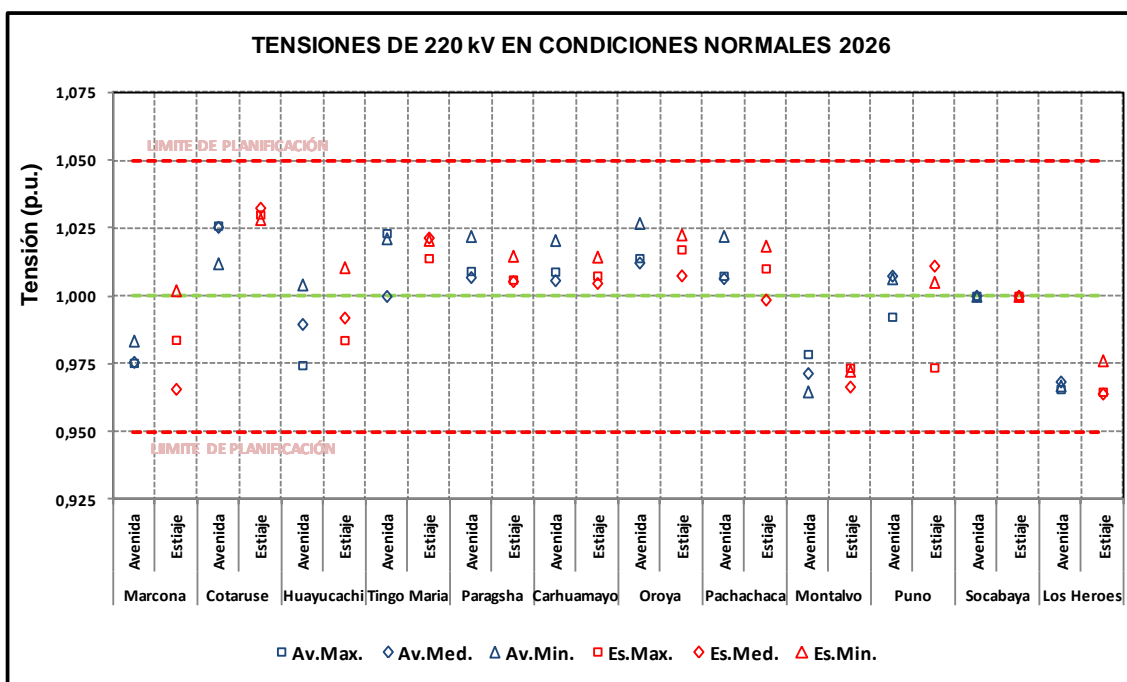


Figura 4.26 Tensiones en barras de 220 kV en p.u. (3 de 3).

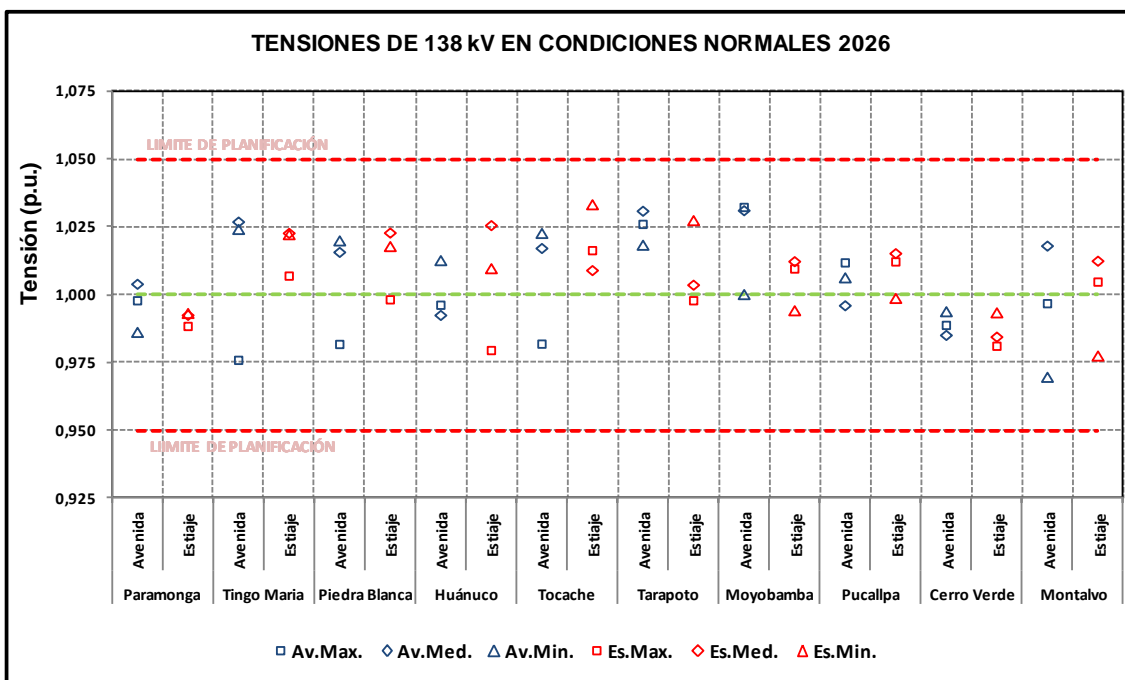


Figura 4.27 Tensiones en barras de 138 kV en p.u. (1 de 2).

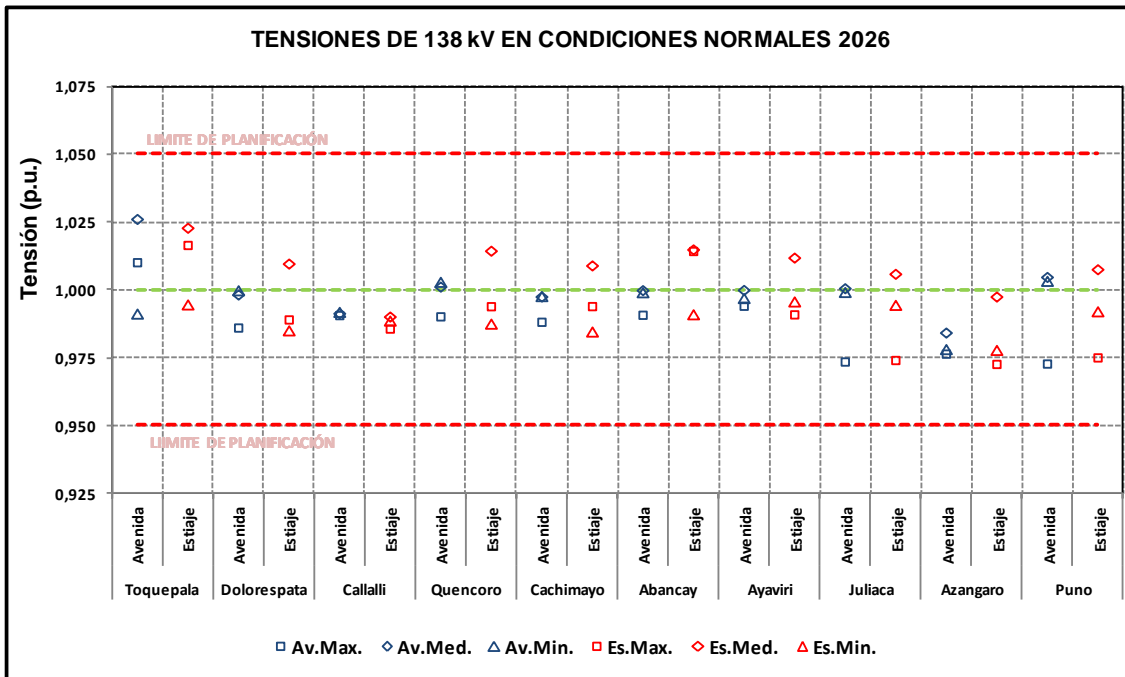


Figura 4.28 Tensiones en barras de 138 kV en p.u. (2 de 2).

A partir de estos resultados se puede deducir lo siguiente:

- Las tensiones en barras de 500 kV, 220 kV y 138 kV del área norte (desde Trujillo hasta Zorritos) se encuentran dentro del rango de operación normal.
- En el área de Lima, las tensiones de las barras de 500 kV de las SSEE Carabayllo, Carapongo y Chilca se encuentran dentro de los límites de planificación en condiciones normales mencionados en la Norma. La tensión de barra de 220 kV de la S.E. Balnearios está fuera de los límites de planificación, esto denota un problema de regulación de tensión que podría ser solucionado con compensación reactiva a nivel de carga (distribuido en función de la demanda) y/o desarrollo de nuevos enlaces de transmisión que atiendan a los centros de carga, dentro del ámbito del Plan de Inversiones.
- En el área Centro, las tensiones de las barras de 220 kV y 138 kV se encuentran dentro del rango de operación normal.
- En el área Sur, las tensiones de las barras de 500 kV, 220 kV y 138 kV se encuentran dentro del rango de operación normal.

Las siguientes figuras muestran los resultados de flujos de potencia en líneas de transmisión para el año 2026, como porcentaje de carga respecto a su límite de transporte.

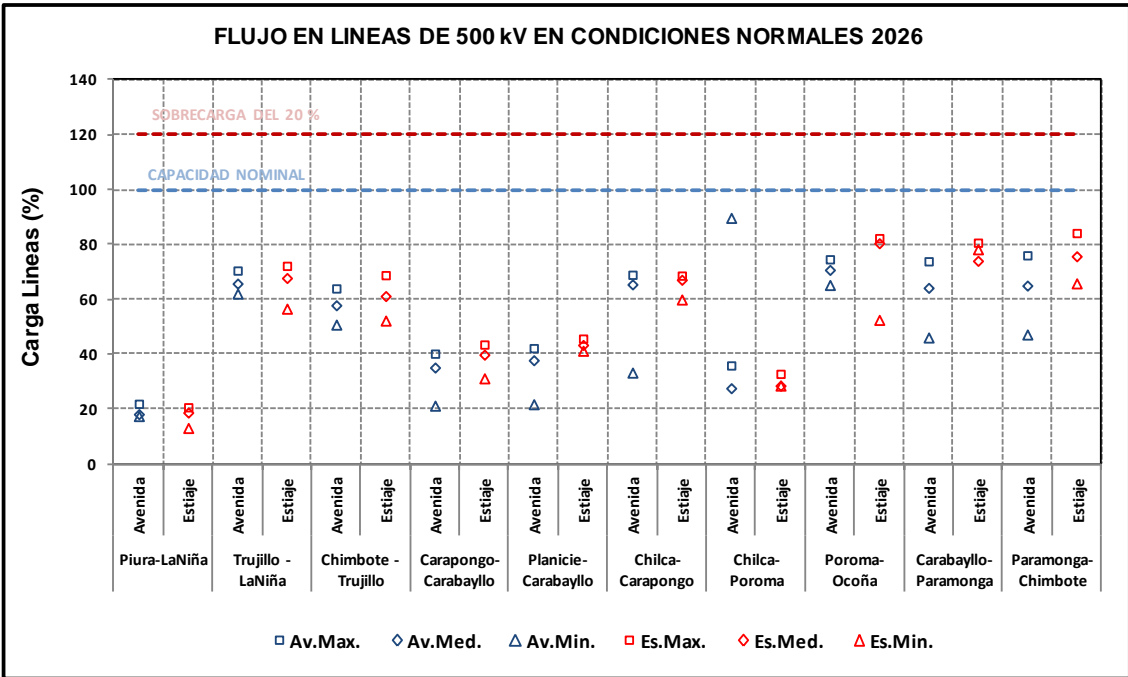


Figura 4.29 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV (1 de 2).

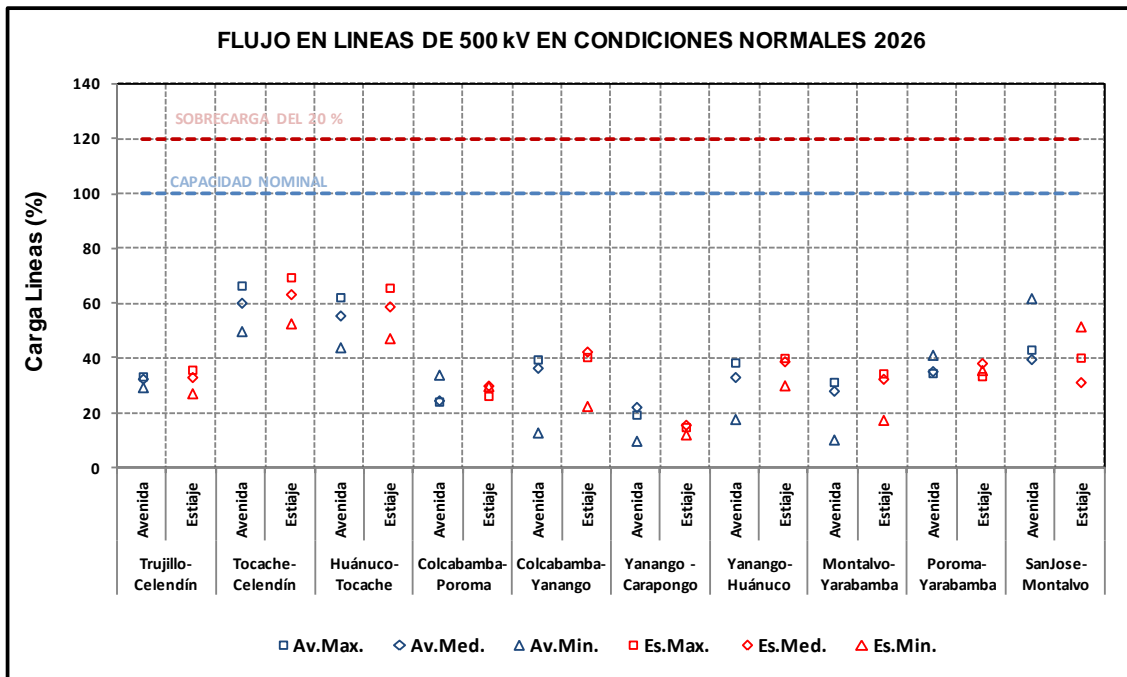


Figura 4.30 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV (2 de 2).

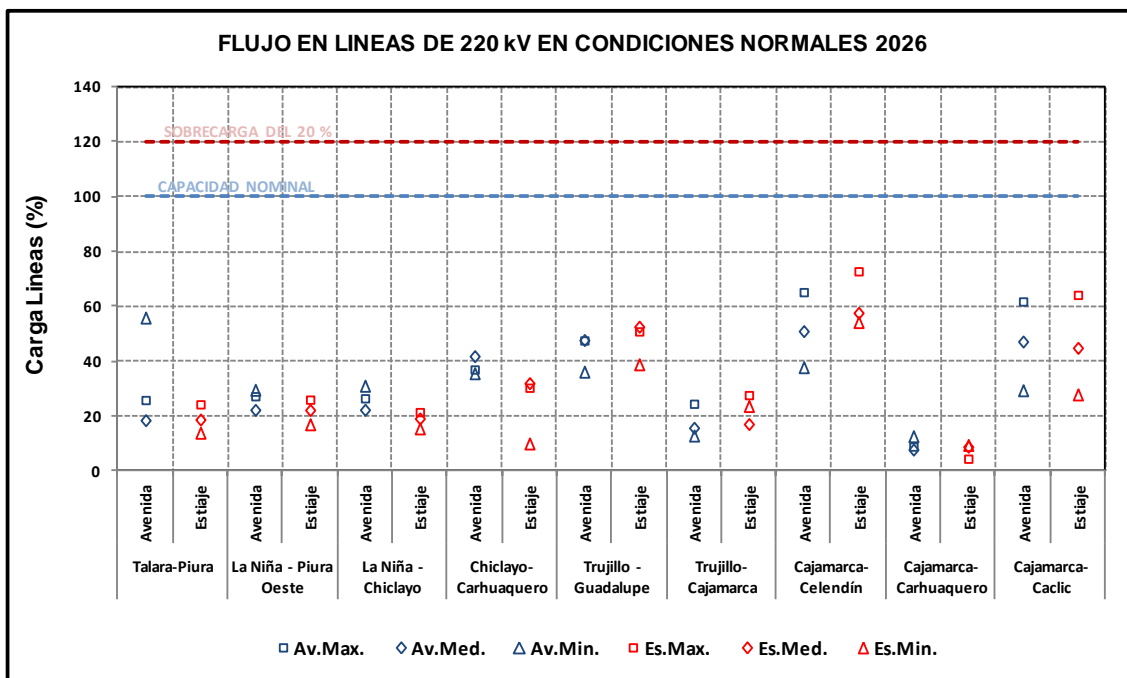


Figura 4.31 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (1 de 6).



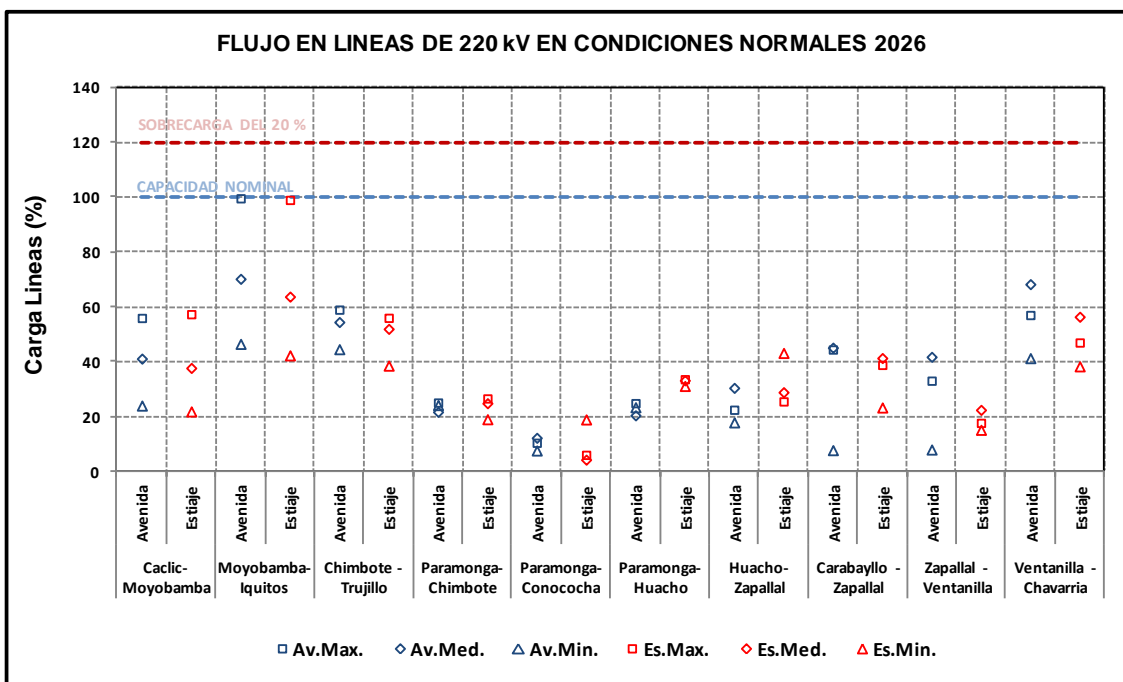


Figura 4.32 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (2 de 6).

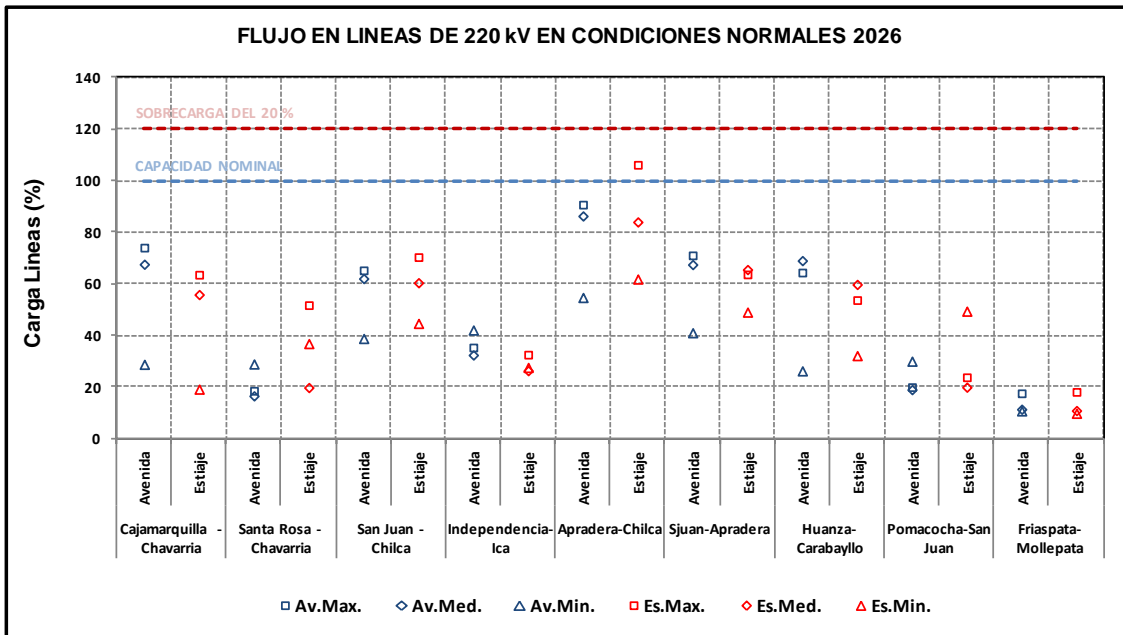


Figura 4.33 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (3 de 6).

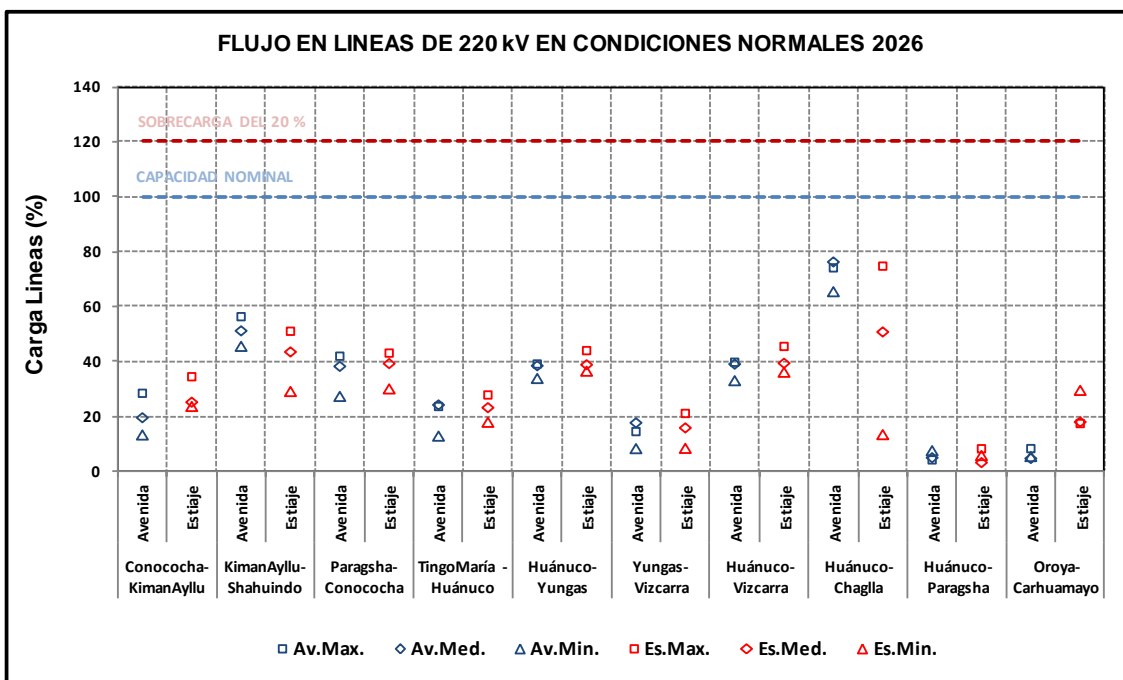


Figura 4.34 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (4 de 6).

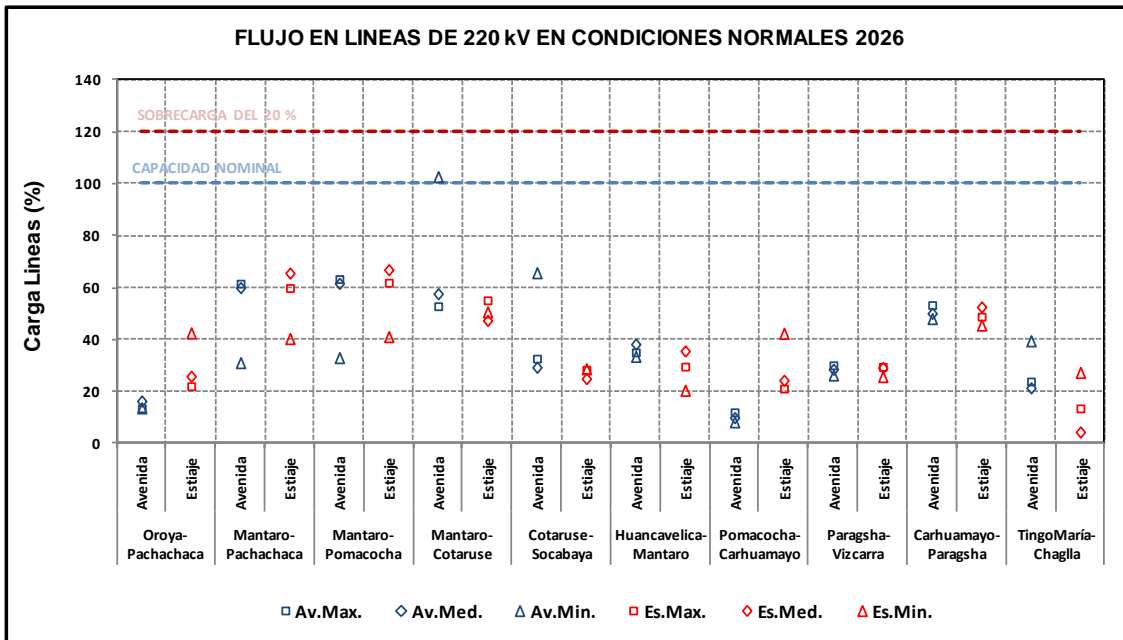


Figura 4.35 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (5 de 6).

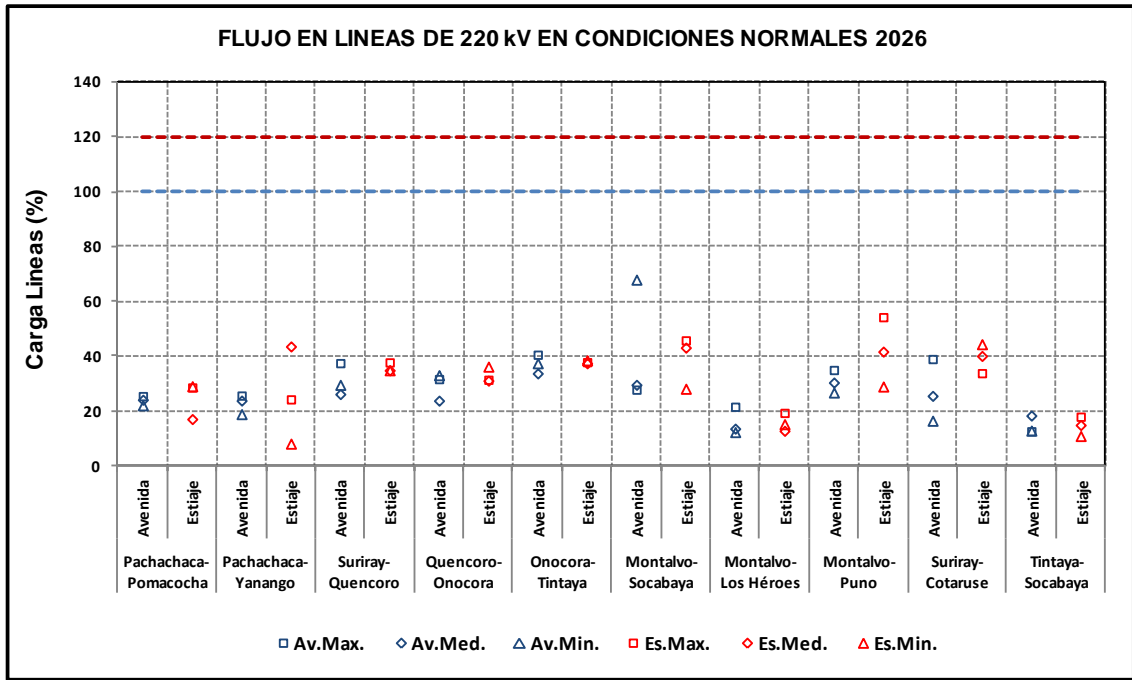


Figura 4.36 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (6 de 6).

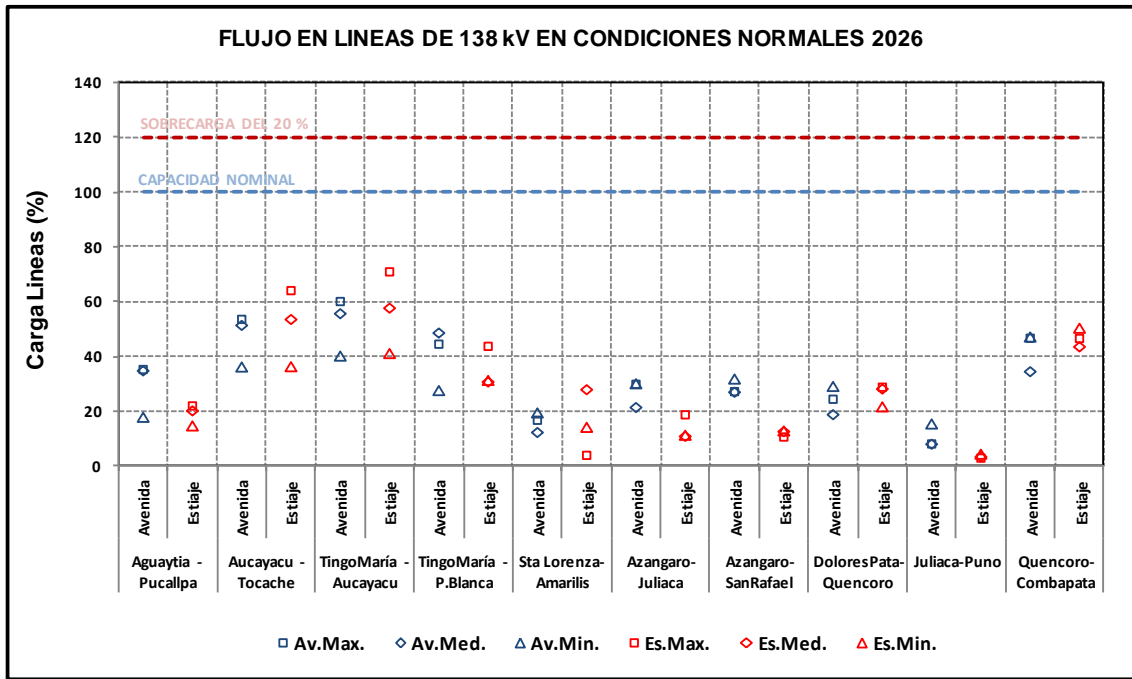


Figura 4.37 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 138 kV (1 de 2).

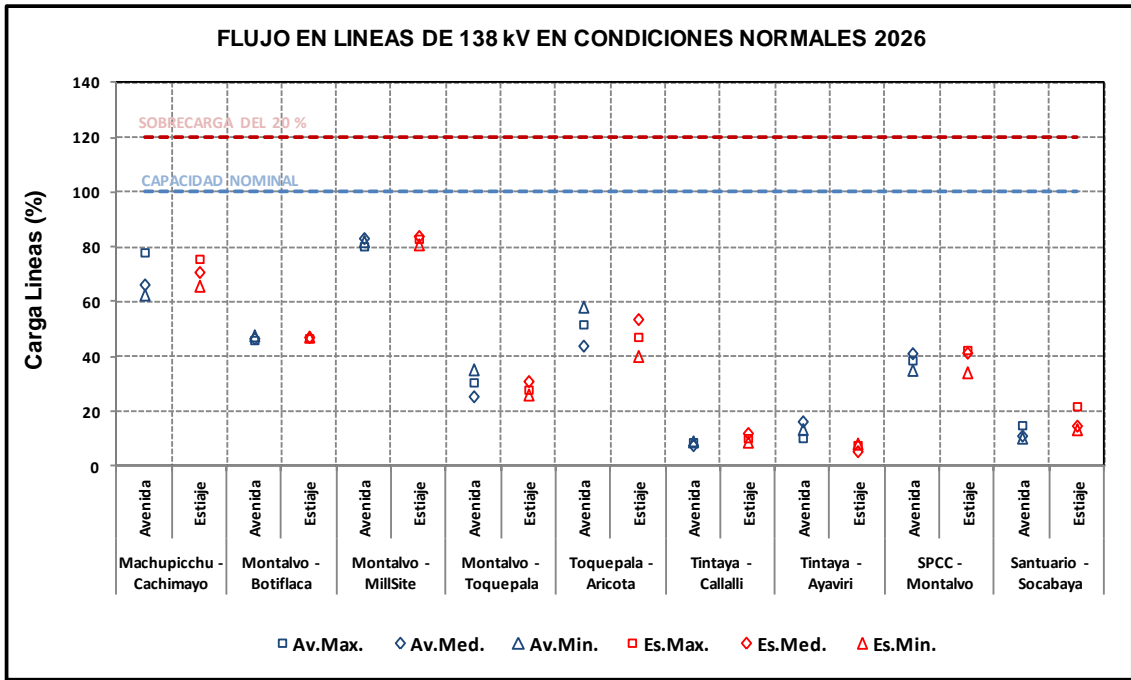


Figura 4.38 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 138 kV (2 de 2).

Las líneas de 500 kV, 220 kV y 138 kV del SEIN en el 2026, no superan el 100% de sus límites de transporte, con excepción de la L.T. 220 kV Mantaro – Cotaruse, la cual se sobrecarga levemente (102% de carga respecto al límite de transmisión de 505 MVA en la línea).

Las siguientes figuras muestran los resultados de inyección (-) / absorción (+) de potencia reactiva en los equipos SVC para el año 2026.

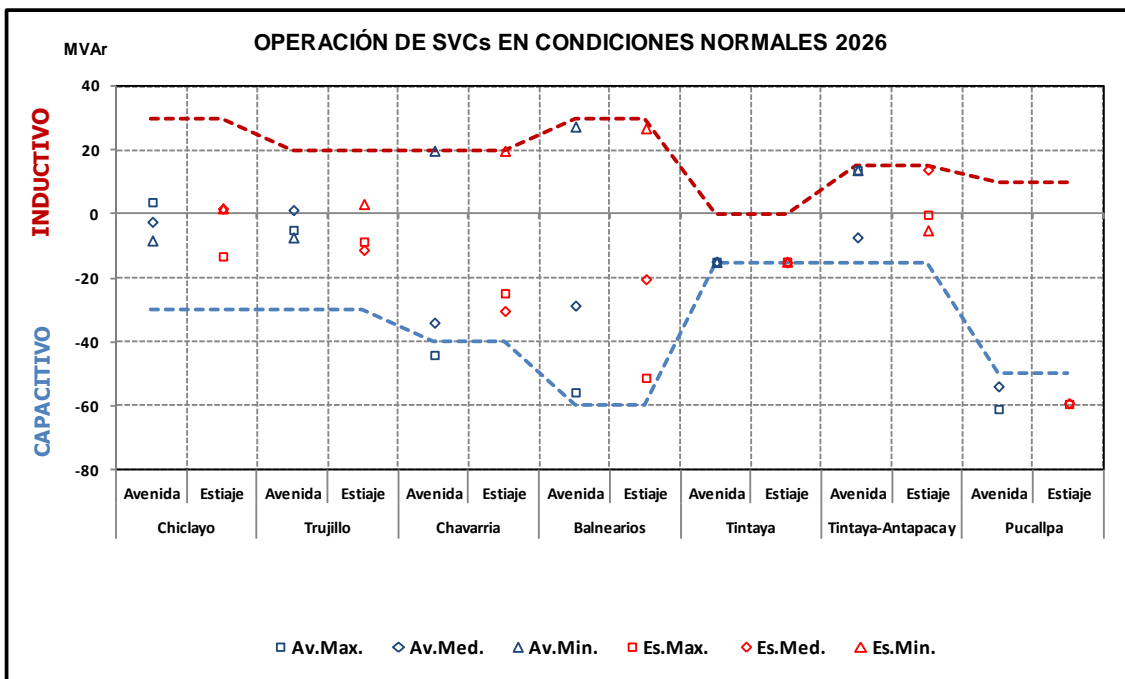


Figura 4.39 Potencia reactiva en SVCs (1 de 2).

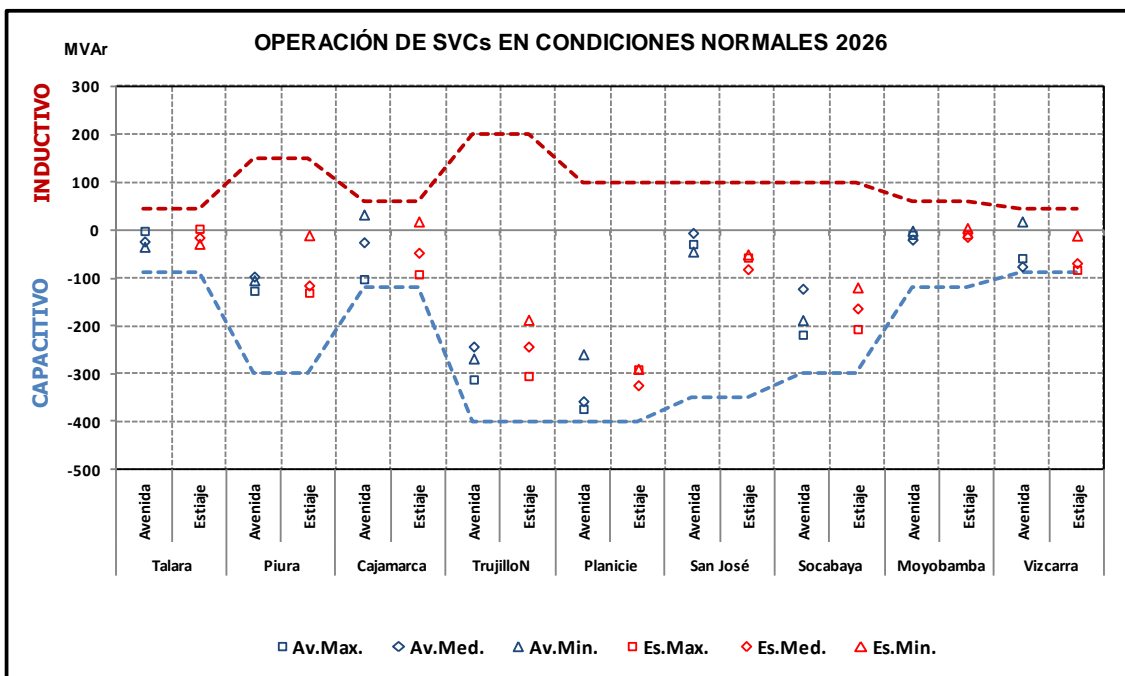


Figura 4.40 Potencia reactiva en SVCs (2 de 2).

Los SVCs del SEIN se encuentran dentro de sus límites de reactivos.

#### 4.8.3 Cálculo de Cortocircuito.

Las corrientes de cortocircuito monofásico y trifásico de las principales barras del SEIN, fueron calculadas según la norma IEC60909 “Short-Circuit Currents in Three-Phase A.C.”.

La Figura 4.41 muestra las máximas corrientes de cortocircuito esperadas para el año 2024 en las principales barras del Área Centro.

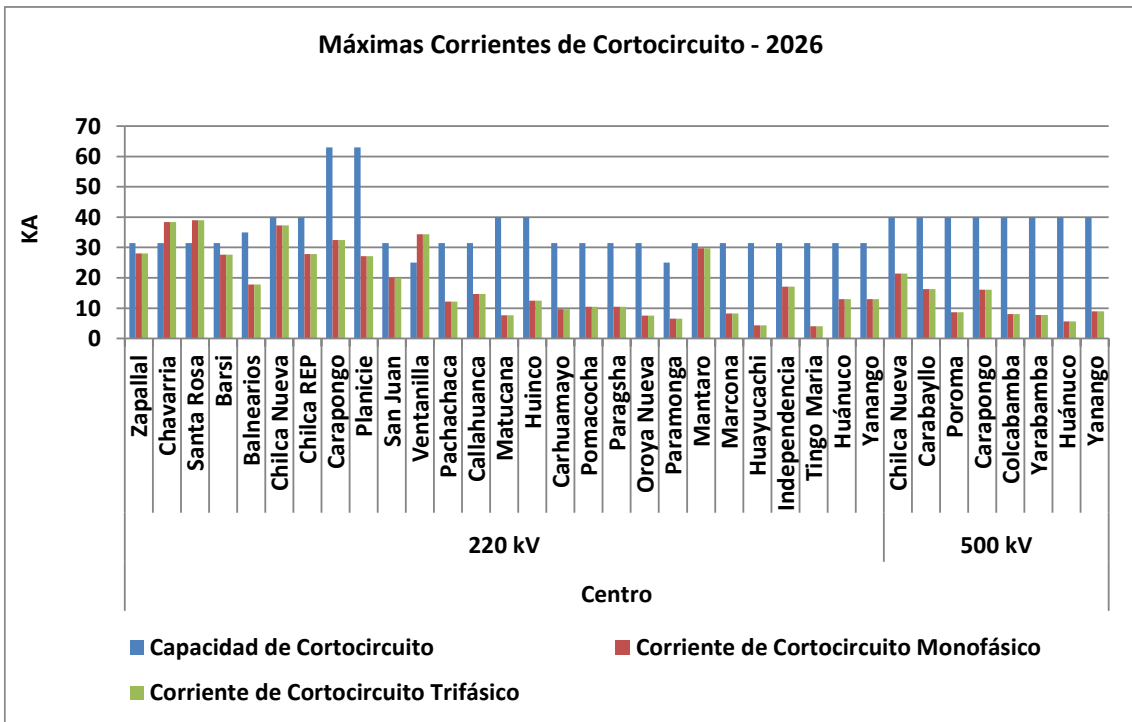


Figura 4.41 Máximas Corrientes de Cortocircuito en Barras del Área Centro del SEIN.

Si bien se observa que en la mayoría de casos no se superan las capacidades de cortocircuito de las subestaciones, es necesario indicar que en las subestaciones de Chavarría, Santa Rosa y Ventanilla aún existen equipos que tienen una de capacidad de ruptura de 31,5 kA, menor a los 40 kA del resto de las instalaciones. Por lo tanto es necesario que estos equipos sean normalizados a 40 kA.

La siguiente figura muestra las corrientes de cortocircuito en las zonas Norte y Sur del SEIN. Se observa que las barras de 500 kV y 220 kV no superan las capacidades nominales de cortocircuito.

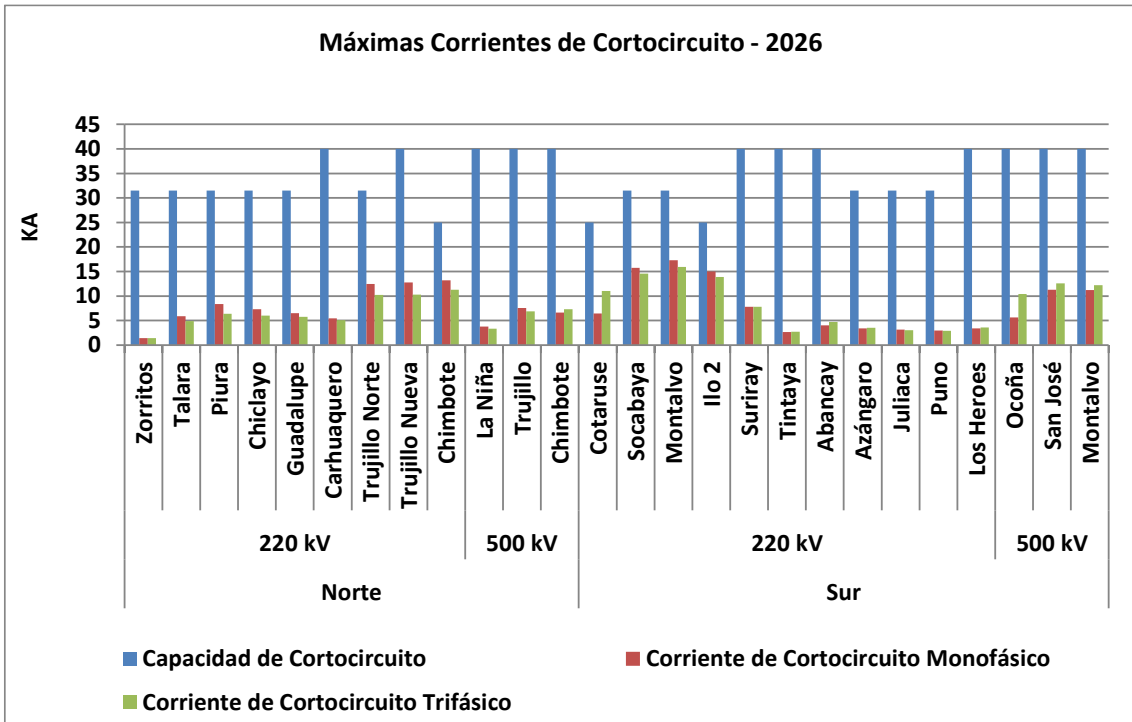


Figura 4.42 Máximas Corrientes de Cortocircuito en Barras del Norte y Sur del SEIN.

En el Anexo I se muestra el detalle de los resultados de las simulaciones de los estudios eléctricos del año 2026, los cuales comprenden resultados de flujo de potencia y corriente de cortocircuito.

#### 4.8.4 Criterios Técnicos Complementarios

Las soluciones de planificación de la transmisión, además de cumplir con los valores proporcionados en la Norma en cuanto a criterios técnicos de desempeño eléctrico, deben mantener, en lo posible, la operación segura, de calidad y fiable del sistema de transmisión. Al respecto, es importante contar con criterios técnicos complementarios que permitan el cumplimiento de dichos objetivos, los cuales podrán establecer “márgenes operativos” suficientes que permitan el crecimiento de carga y garanticen la flexibilidad y mejora de la operación.

En este sentido, dadas las exigencias actuales en la planificación de la transmisión, la experiencia internacional, por ejemplo en Brasil<sup>8</sup>, Estados Unidos<sup>9</sup>, entre otras, se

<sup>8</sup> Operador Nacional del Sistema Eléctrico Brasileño (ONS), “Procedimiento de Red, Submódulo 23.3 – Directrices y Criterios para Estudios Eléctricos”, Revisión 2.0, 2011. Documento disponible en: <http://www.ons.org.br>.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

orienta a la evaluación del grado de robustez y seguridad mediante índices basados en márgenes de carga (potencia activa y/o reactiva). Estos márgenes comúnmente son determinados para las condiciones  $N$  y  $N-k$  a partir del aumento permitido de la carga de un área de estudio desde un caso base hasta el límite de transmisión.

Aplicado a la planificación de la transmisión del SEIN, las alternativas de planificación que se propongan para cada área de estudio podrían ser evaluadas considerando análisis eléctricos que permitan verificar en forma cualitativa y cuantitativa la seguridad, calidad y fiabilidad del sistema de manera complementaria a los criterios técnicos descritos en la Norma.

Como consecuencia, bajo el ámbito de aplicación del Artículo N°10 de la Norma, el cual menciona que el COES podrá adoptar criterios técnicos de desempeño complementarios necesarios para el desarrollo del estudio de planificación, se propone atender los objetivos de seguridad y fiabilidad mencionados en la Norma considerando el análisis de los márgenes operativos que envuelve los conceptos de margen de carga y límite de transmisión.

### **Margen de carga y límite de transmisión**

El límite de transmisión representa la condición de máxima carga que el sistema puede atender sin transgredir las restricciones operativas y de seguridad. Las restricciones operativas se orientan a evitar las transgresiones de tensiones en barra y sobrecarga en componentes del sistema. Las restricciones de seguridad se orientan a mantener la integridad y estabilidad del sistema, por lo que se enfocan a evitar el colapso de tensión o inestabilidad angular del sistema.

En la práctica, la determinación de los márgenes de carga se realiza a partir de la construcción de un perfil continuo de puntos de operación en estado estacionario, utilizando herramientas basadas en la construcción de curvas P-V y considerando como parámetro el aumento de la potencia (activa y reactiva) de carga en un área de estudio especificada. En este sentido, el límite de transmisión se obtiene aumentando continuamente la carga desde la condición base hasta el punto en el cual se transgrede alguna restricción operativa o de seguridad.

---

<sup>9</sup> Western Electricity Coordinating Council (WECC), “Voltage Stability Criteria, Undervoltage Load Shedding Strategy, and Reactive Power Reserve Monitoring Methodology”, Final Report, 1998. Documento disponible en: <http://www.wecc.biz>.



En la siguiente figura se muestra la evolución natural de las curvas P-V, donde las tensiones de las barras que pertenecen al área ( $V_k$ ) se caracterizan por disminuir progresivamente conforme la demanda de la carga del área ( $P_{\text{área}}$ ) aumenta desde la condición base ( $P_{\text{base}}$ ). El aumento de carga está limitado por el denominado Punto de Máxima Carga (PMC), el cual representa la condición de máxima transferencia de potencia del sistema, es decir, en términos prácticos, no existirá operación factible más allá de este límite<sup>10</sup>. La característica de la curva P-V muestra cambios mayores de las tensiones en barras conforme el sistema se aproxima al PMC y esta condición comúnmente se asocia al fenómeno de colapso de tensión. Adicionalmente, las tensiones más sensibles al cambio se encuentran en las barras críticas del sistema y todas las tensiones del sistema, para un mismo escenario de operación, presentan el mismo límite máximo representado por el PMC.

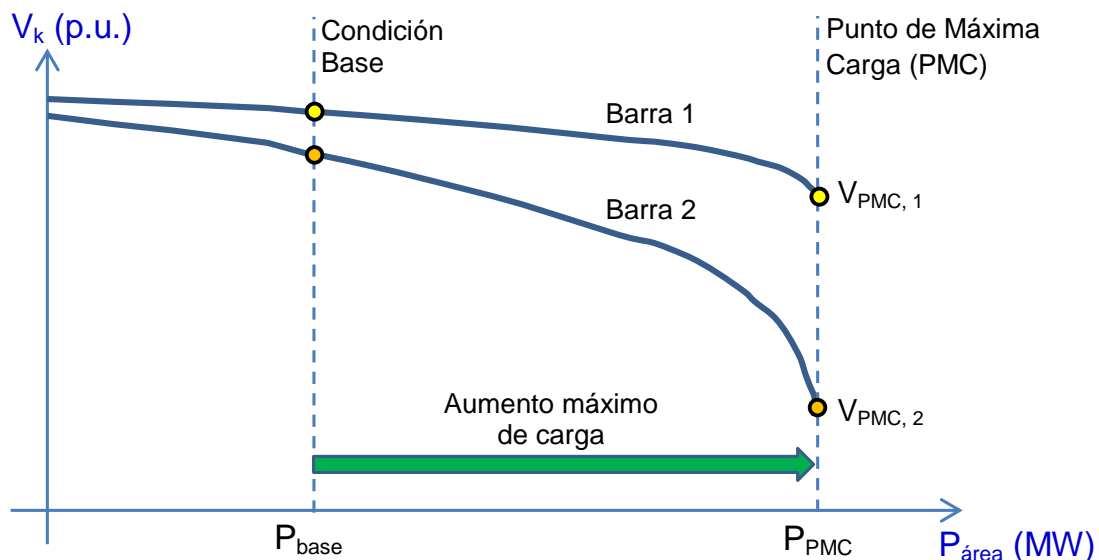


Figura 4.43 Curvas P-V y punto de máxima carga (PMC).

Como criterio para evitar el colapso de tensión, la experiencia internacional sugiere determinar un margen de seguridad sobre la condición del PMC, es decir, se define una potencia límite de la carga ( $P_{\text{límite}}$ ) a partir de la potencia calculada en el PMC ( $P_{\text{PMC}}$ ), expresado como  $P_{\text{límite}} = (1 - x\%) \times P_{\text{PMC}}$ . En el caso del sistema eléctrico Brasileño, el Operador Nacional del Sistema (ONS) define un  $x$  igual a 7% y 4% en condición  $N$  y  $N - k$ , respectivamente. Para el sistema *Western Electricity Coordinating*

<sup>10</sup> Para cargas mayores a  $P_{\text{PMC}}$ , es decir  $P_{\text{área}} > P_{\text{PMC}}$ , no existe un punto de operación dado que el sistema resulta infactible, por lo que el proceso de flujo de carga no presenta convergencia.

Council (WECC), se define un  $x$  igual a 5% en las condiciones  $N$  y  $N - 1$ , y mayor a 2,5% en la condición  $N - 2$ . La representación del margen de carga en las curvas P-V y el límite de transmisión, definido a partir del criterio de seguridad del PMC, se muestra en la siguiente figura. El margen de carga atendible por el sistema será igual a  $\Delta P = P_{\text{límite}} - P_{\text{base}}$ .

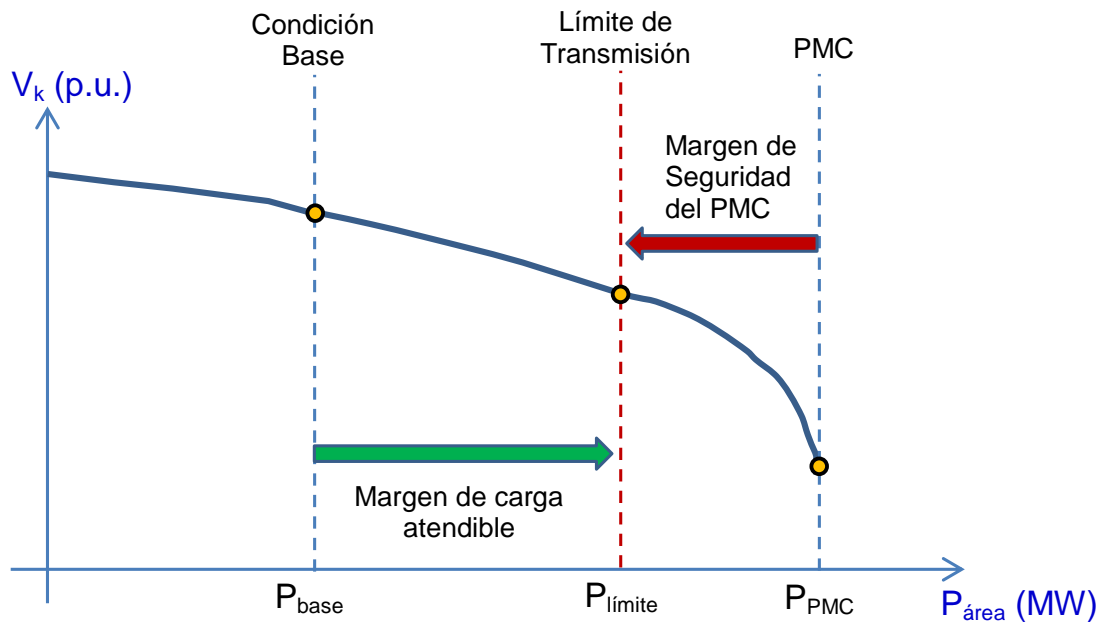


Figura 4.44 Representación del margen de carga en las curvas P-V y límite de transmisión definido por criterio de seguridad del PMC.

En general, el margen de carga atendible será determinado por el límite de transmisión resultante de la primera transgresión de alguna restricción operativa o de seguridad. Por ejemplo, en la siguiente figura se muestra la representación del margen de carga en las curvas P-V y el límite de transmisión definido a partir de la transgresión de la tensión mínima. Se observa que el límite definido por la tensión mínima es transgredido antes del límite definido por criterio de seguridad del PMC.

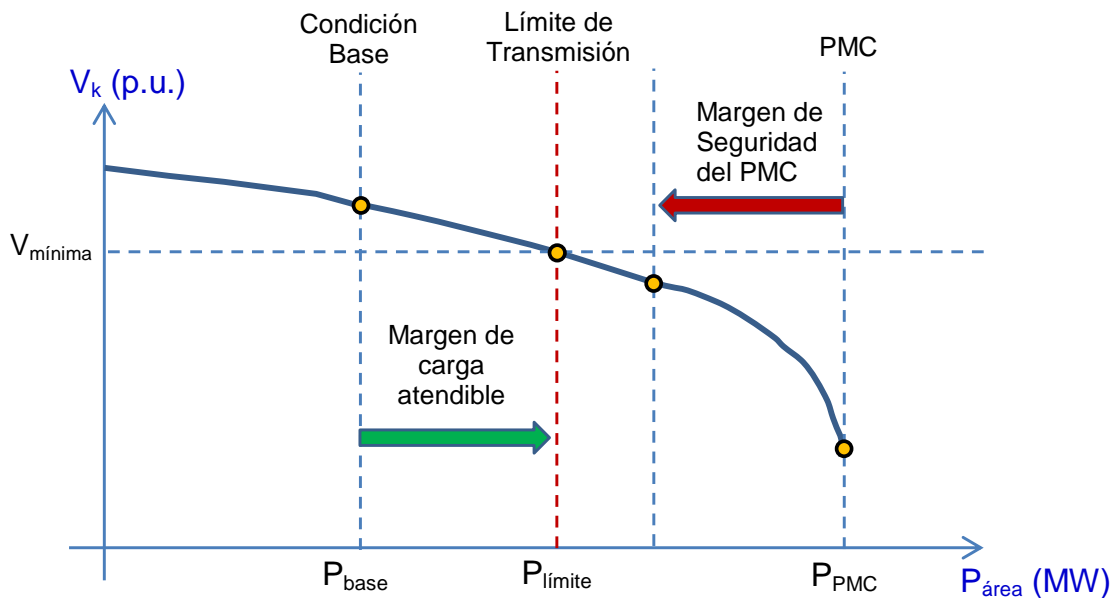


Figura 4.45 Representación del margen de carga en las curvas P-V y límite de transmisión definido por mínima tensión.

### Margen de carga y condición $N - k$

Como mencionado anteriormente, los márgenes de carga son determinados para las condiciones  $N$  y  $N-k$  a partir del aumento permitido de la carga de un área de estudio hasta el límite de transmisión del sistema. La condición  $N-k$  describe el nivel de servicio que cada sistema presenta al ser planificado, donde  $k$  es el número de elementos fuera de servicio en cualquier periodo de tiempo. Por ejemplo, la condición  $N-1$  equivale a la salida de un elemento simple y la condición  $N-2$  equivale a salidas simultáneas de dos elementos.

El análisis de la condición  $N-k$  equivale al análisis de contingencias en estado estacionario post falla y con la apertura del elemento fallado. En este sentido, se asume la ocurrencia de una lista de contingencias predefinidas, las más severas para el área, y se realiza el análisis de curvas P-V. En consecuencia, se obtienen los márgenes de carga para cada una de las contingencias predefinidas, considerando las restricciones operativas correspondientes al estado de emergencia. En este estado, por ejemplo, las transgresiones de tensión usualmente son relajadas.

Dada la severidad de la contingencia, en algunos casos los márgenes de carga serán negativos indicando una necesidad de corte de carga. En este caso, las medidas de rechazo de carga podrían ser implementadas inicialmente usando la indicación de los

márgenes de carga resultantes. En ese sentido, para una lista de contingencias predefinida, se puede proponer un índice de seguridad que quedaría definido como la suma de potencias de cortes de carga de todas las contingencias evaluadas.

En la siguiente figura se muestra la representación de los márgenes de carga en las curvas P-V y límites de transmisión para las condiciones  $N$  y  $N-k$ . Se observa que para la condición  $N-k$  el margen de carga es negativo, resultado de  $\Delta P = P_{\text{límite},N-k} - P_{\text{base}}$ , por lo que existe la necesidad de aplicar corte de carga para mantener la operación segura del sistema.

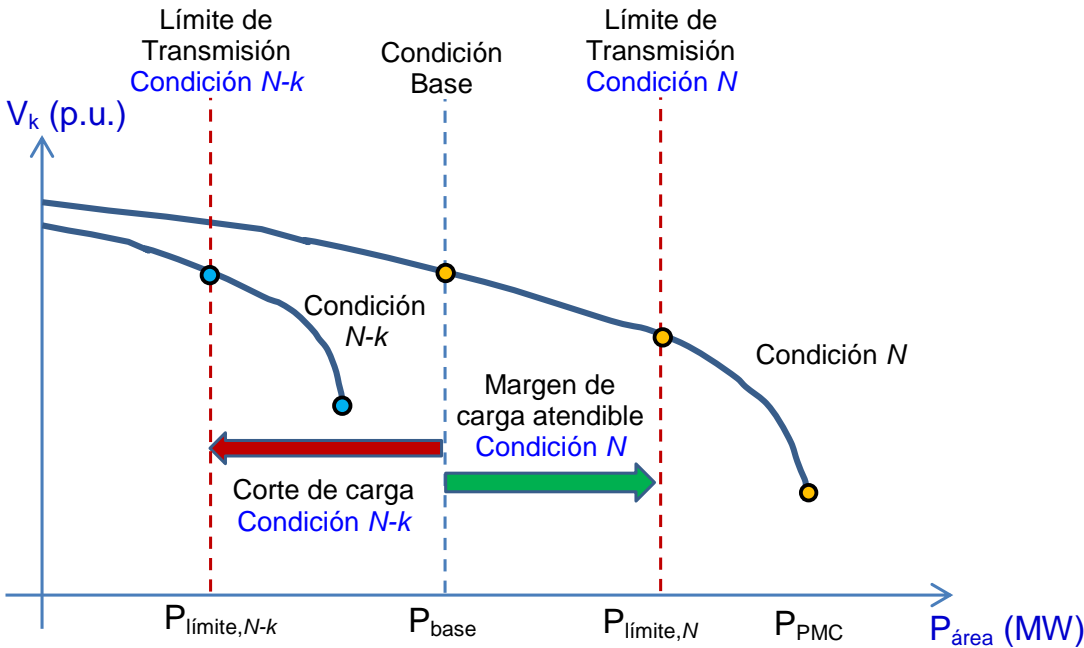


Figura 4.46 Representación de los márgenes de carga en las curvas P-V y límites de transmisión para las condiciones  $N$  y  $N-k$ .

**Aplicación a la Planificación de la Transmisión**

El análisis de márgenes de carga aplicado a la planificación de la transmisión del SEIN permitirá evaluar la robustez del sistema (fiabilidad) expresada en márgenes de carga (MW) respecto al límite de transmisión, y la seguridad del sistema expresada en el mínimo rechazo de carga (MW) necesario para garantizar la operación segura bajo contingencias. Respecto al objetivo de calidad, cabe resaltar que el primer nivel de calidad alcanzado por el sistema proviene de las soluciones de planificación de la transmisión que permitieron aumentar la robustez de los corredores principales en el periodo de largo plazo. Otras soluciones que se pueden proponer en la transmisión

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del</b> <b>Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

para mejorar de la calidad del sistema se determinan a partir de recursos de soporte dinámico, por ejemplo los EACRs.

La verificación y especificación técnica de las soluciones de planeamiento para la seguridad y fiabilidad del sistema, deberán ser preferentemente determinadas en un periodo menor de evaluación (Plan Vinculante), dado que la incertidumbre de los proyectos de demanda y generación es menor. Las medidas que pueden ser conducidas para este fin podrían orientarse, por ejemplo, a la implementación esquemas especiales de protecciones.

La determinación de los márgenes de potencia activa, para las condiciones  $N$  y  $N-k$ , se obtiene de curvas P-V que se construyen usando como parámetro el aumento progresivo de cargas del área estudiada. Las curvas P-V son elaboradas mediante la programación de DPLs en la plataforma *Power Factory DIgSilent*, considerando redespacho del SEIN y balance de generación-carga en todo el sistema. El aumento progresivo de cargas del área se realiza en forma uniforme y comprende las cargas vegetativas ubicadas en el área, sin incluir las relacionadas con demandas especiales. La dirección de aumento de carga asume los factores de potencia del caso base del escenario analizado.

### **Comentarios adicionales**

En la planificación, para construir las curvas P-V se utilizan modelos de carga de tipo potencia constante, dado que el análisis a largo plazo se elabora considerando el sistema en equilibrio cuasi estacionario y suponiendo que las cargas no tienen una dependencia con la tensión.

El uso de redes equivalentes en la reducción del sistema eléctrico al nivel de transmisión principal, sistema monitoreado y controlado del COES, permite realizar análisis simplificados y su exactitud con respecto a la red eléctrica completa depende de los modelos de equivalentes usados para tal fin. El impacto del grado de actualización de la red de subtransmisión, modelada en conjunto con la transmisión principal, en los márgenes de carga es considerado en el análisis, desde que los proyectos de subtransmisión aprobados en la normativa fueron modelados en la base de datos DIgSilent.

Por último, se resumen las restricciones utilizadas para la determinación del límite de transmisión en las condiciones  $N$  y  $N-k$ .

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### **Condición N**

- Restricciones operativas:
  - Tensiones en operación normal dentro del rango de 0,95 - 1,05 p.u. en todas las barras del SEIN; y
  - No se permiten sobrecargas en situación normal. No obstante, los problemas de sobrecarga deberán ser ratificados considerando el aumento de los límites de transporte a valores cercanos a su capacidad, cuando sea posible.
- Restricciones de seguridad:
  - El margen de seguridad sobre la condición del PMC (colapso de tensión) utilizado será de 7,5 % con la red completa.

### **Condición N-k**

- Restricciones operativas:
  - Tensiones en operación en emergencia dentro del rango de 0,90 - 1,10 p.u. en barras de 220 kV y dentro del rango de 0,90 - 1,05 p.u. en barras de 138 kV; y
  - No se permiten sobrecargas más allá de su condición en emergencia declarada, en caso de no existir información al respecto se asumirá una condición máxima de 20% de sobrecarga.
- Restricciones de seguridad:
  - El margen de seguridad sobre la condición del PMC (colapso de tensión) utilizado será de 5% con la red incompleta.

### **Compensación Reactiva Shunt**

- Comúnmente las soluciones de planificación incorporan elementos de compensación reactiva shunt para atender, en un periodo transitorio, las necesidades de aumento de los márgenes de carga en un área específica de estudio. La metodología propuesta para el diseño de la compensación reactiva shunt se acopla al análisis de márgenes de carga en la comparación de alternativas de planificación.
- Inicialmente para ubicar la compensación reactiva shunt se usaron diversas barras en forma tentativa, por lo que algunas de estas, a medida que se produce el aumento de carga, tienen una mayor participación que otras en la corrección de tensión de barras en el área y aumento de los márgenes de

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

carga. El dimensionamiento del rango capacitivo de la compensación reactiva shunt es tal que debe cubrir, en escenarios de máxima demanda, las necesidades de aumento de carga en las condiciones  $N$  y  $N-k$  predefinidas. El rango inductivo será inicialmente propuesto como la mitad del rango capacitivo, dado que la necesidad de absorción de reactivos depende de situaciones de operación muy específicas, comúnmente presente en escenarios de mínima demanda con influencia de líneas con baja carga, por lo que, ante un déficit no calculado de potencia reactiva inductiva, se podrían considerar acciones operativas alternativas, por ejemplo, desconexión temporal de líneas.

- Por otro lado, no se recomienda una tecnología específica para la compensación reactiva variable, dado que se deja abierta la posibilidad que los Equipos Automáticos de Compensación Reactiva (EACR) puedan optar por tecnologías SVC, Reactores Magnéticamente Controlables, entre otros. La definición de la instalación uno u otro tipo de equipo será resultado de la licitación correspondiente.

#### 4.8.5 Evaluación de Alternativas de Planificación

La aplicación del análisis de márgenes de carga se realiza considerando las siguientes premisas:

- En transformadores de potencia del sistema troncal de transmisión, los taps fijos o de cambio manual permanecerán en valores especificados;
- Los transformadores de tipo OLTC (*On-Load Tap Changer*) pueden operar en modo control de tensión usando sus correspondientes límites de taps; y
- Los equipos automáticos de compensación reactiva (EACRs) que participan de la operación no operan cercano a sus límites reactivos (inductivo/capacitivo). Si es posible deben operar en su posición nominal (0 MVAR) en condiciones normales, así su contribución al soporte dinámico de reactivos será mayor ante contingencias.

Se asume como condición base la demanda al año 2022, se estresa el sistema aumentando la carga a valores máximos y la verificación de cumplimiento de márgenes operativos se realiza observando que los márgenes de carga cubran la demanda al año analizado. A continuación se muestran los resultados de la evaluación de las alternativas de planificación para las diferentes áreas del SEIN.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

En el Anexo J se muestra el detalle de los resultados de las simulaciones de los análisis de márgenes de carga que a continuación se describen.

### Área Norte

Los resultados del diagnóstico realizado al área Norte mostraron que el sistema de transmisión previsto no podrá atender el crecimiento continuo de la demanda de esta área en el periodo 2022-2026, dado que existe, entre otros factores, una dependencia de la operación con la generación de la C.T. Malacas, la cual sería despachada por mínima tensión. Dentro de este panorama, se resalta la incorporación de proyectos mayores como la ampliación de la refinería de Talara (alrededor de 100 MW en 2018), la cual posiblemente no cuente con cogeneración propia al inicio de su operación. En este sentido, para fines de análisis eléctricos, se asume la incorporación de un equipo automático de compensación reactiva (EACR) de -45/90 MVAR en la barra Talara 220 kV y no se considera despacho en unidades de generación de la C.T. Malacas.

Para atender el crecimiento de la demanda del área Norte, cuyo sistema se caracteriza por ser débil, se analizaron diversas alternativas de transmisión, las cuales exigían la incorporación de compensación reactiva shunt para el soporte de tensión desde la transmisión. Se estudiaron diversas ubicaciones en barras del área Norte para la compensación reactiva y se eligen las barras de la subestación Piura debido que estas producen los mayores márgenes de carga y soporte de tensión del área. Estos análisis fueron realizados atendiendo las necesidades propias del SEIN.

Por otro lado, se tiene el proyecto de Interconexión Eléctrica 500 kV Ecuador – Perú, aprobado como proyecto vinculante del Plan de Transmisión 2013 – 2022, el cual incluye la LT 500 kV La Niña – Piura – Pasaje (Ecuador) y un EACR en Piura 500 kV. Considerando lo anterior, en el presente Plan de Transmisión se propone como proyecto vinculante la L.T. La Niña – Piura, la subestación Piura 500/220 kV y el EACR Piura 500 kV, con el cual se cubrirán las necesidades de transmisión propias del SEIN y se tendrá el soporte de tensión requerido en Piura. De aprobarse la propuesta, el proyecto vinculante del PT 2013 – 2022 mencionado anteriormente tendría que adecuarse para complementarla.

Debido al incremento de la carga de la zona de Zorritos-Tumbes, dado al aumento de demanda en los clientes de langostineras y de otras actividades propias de la zona, se incluye en el análisis el proyecto L.T. 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes.



	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Para los análisis se proponen los siguientes casos de estudio:

- **Caso 1:** Diagnóstico.
- **Caso 2:** L.T. 500 kV La Niña – Piura con EACR en barra Piura 500 kV.
- **Caso 3:** L.T. 500 kV La Niña – Piura con EACR en barra Piura 500 kV y L.T. 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes.

En la siguiente figura se muestra el análisis de márgenes de carga en la condición N. Se observa en el caso 1, sin algún refuerzo de transmisión, el área Norte no podría atender las demandas del periodo 2022-2026 ante el ingreso de Ampliación Talara (107 MW), a pesar que esta carga incorporé su EACR en la barra Talara 220 kV. Específicamente, no se atiende la demanda al año 2022, dada el problema de colapso de tensión, con un déficit alrededor de 236 MW. El caso 2, que incorpora la LT 500 kV Piura-La Niña con un EACR en la barra Piura 500 kV, atiende la demanda al año 2022, pero no así la demanda al 2026 dada las mínimas tensiones en la barra Zorritos 220 kV. Se escogió a la S.E. Piura como el mejor punto de conexión de compensación reactiva, debido que presenta una mayor participación para alcanzar mayores márgenes de carga (centro de carga importante). A su vez, se elige la conexión en 500 kV dado que su operación también es necesaria en este nivel de tensión para aumentar la seguridad del sistema, como visto en los análisis en condiciones N-1.

Para aumentar los márgenes de carga del área, se aprecia de la característica P-V que será necesario incluir refuerzos de transmisión en el eje 220 kV del sistema. El caso 3, que incorpora el segundo circuito LT 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes al caso 2, cubre la demanda al 2026 con un margen de carga de 381 MW desde la condición base (año 2022). Adicionalmente, se observan que al año 2026 los flujos de potencia en las LLTT 500 kV Carabayllo-Chimbote y Chimbote-Trujillo alcanzan valores mayores a 1000 MVA, dada la falta de generación en el área.

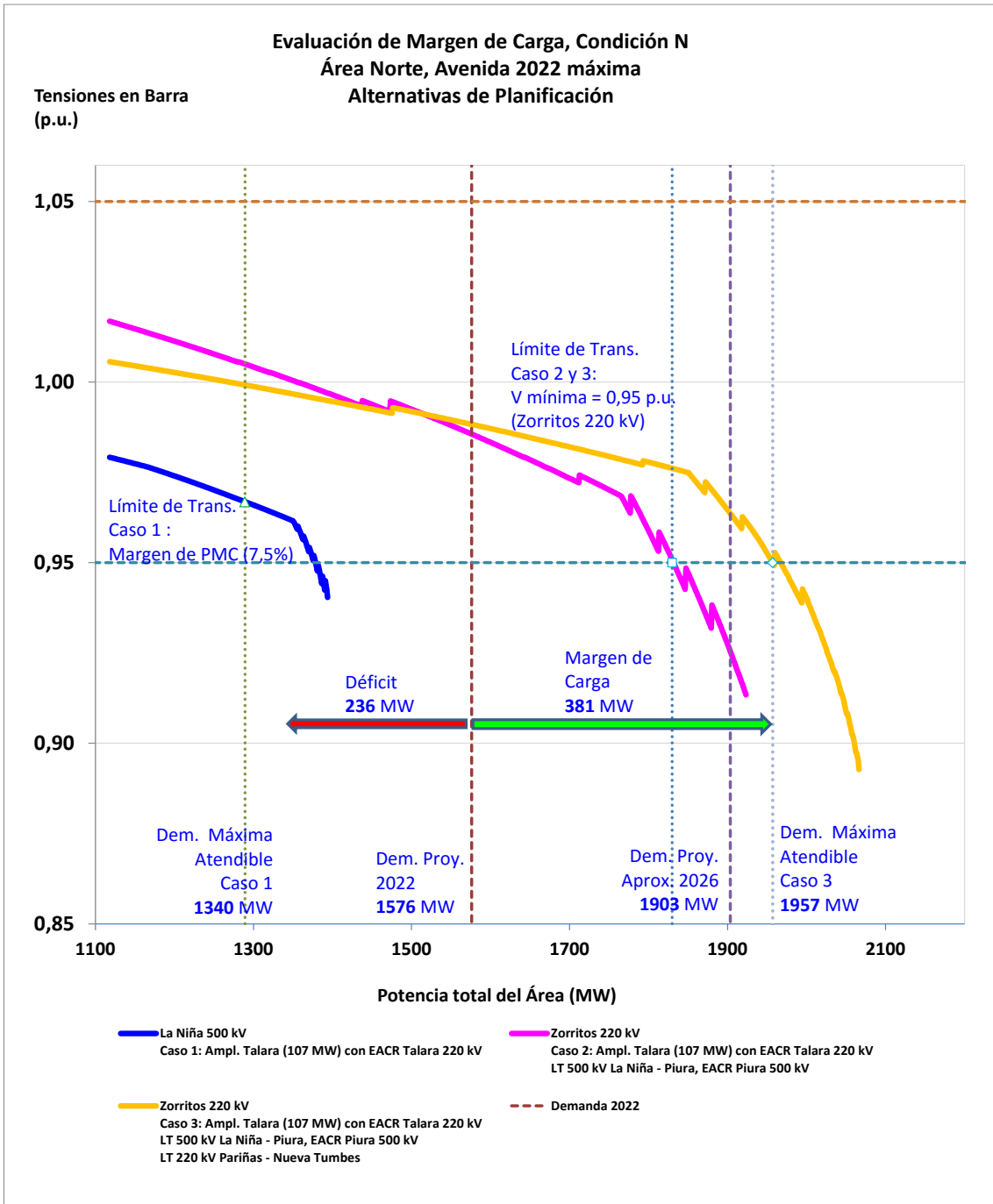


Figura 4.47 Análisis de márgenes de carga, área Norte, condición N

En la siguiente figura se muestra el análisis de márgenes de carga en la condición N-1, considerando como contingencia la salida de un circuito de la L.T. 220 kV La Niña – Piura. El caso 1 no atendería la demanda al año 2022, por lo que se hace necesario el rechazo de carga en el área para mantener la operación segura, debido principalmente por la sobrecarga del otro circuito de la L.T. 220 kV La Niña - Piura. El caso 2 atiende la demanda al 2022, dado el refuerzo en 500 kV desde La Niña - Piura, pero no así la

demanda al 2026. Solo el caso 3 atiende la demanda al año 2026, con márgenes de carga alrededor de 351 MW desde la condición base (año 2022). Al año 2026 no se presentan sobrecargas mayores a las tolerancias en condiciones en emergencia en las LLTT de 220 kV y 500 kV. Considerando la salida de la mayoría de LLTT de 220 kV, el EACR instalado en Piura 500 kV presentaría una capacidad referencial de -150/300 MVAR, sin considerar la interconexión Perú – Ecuador.

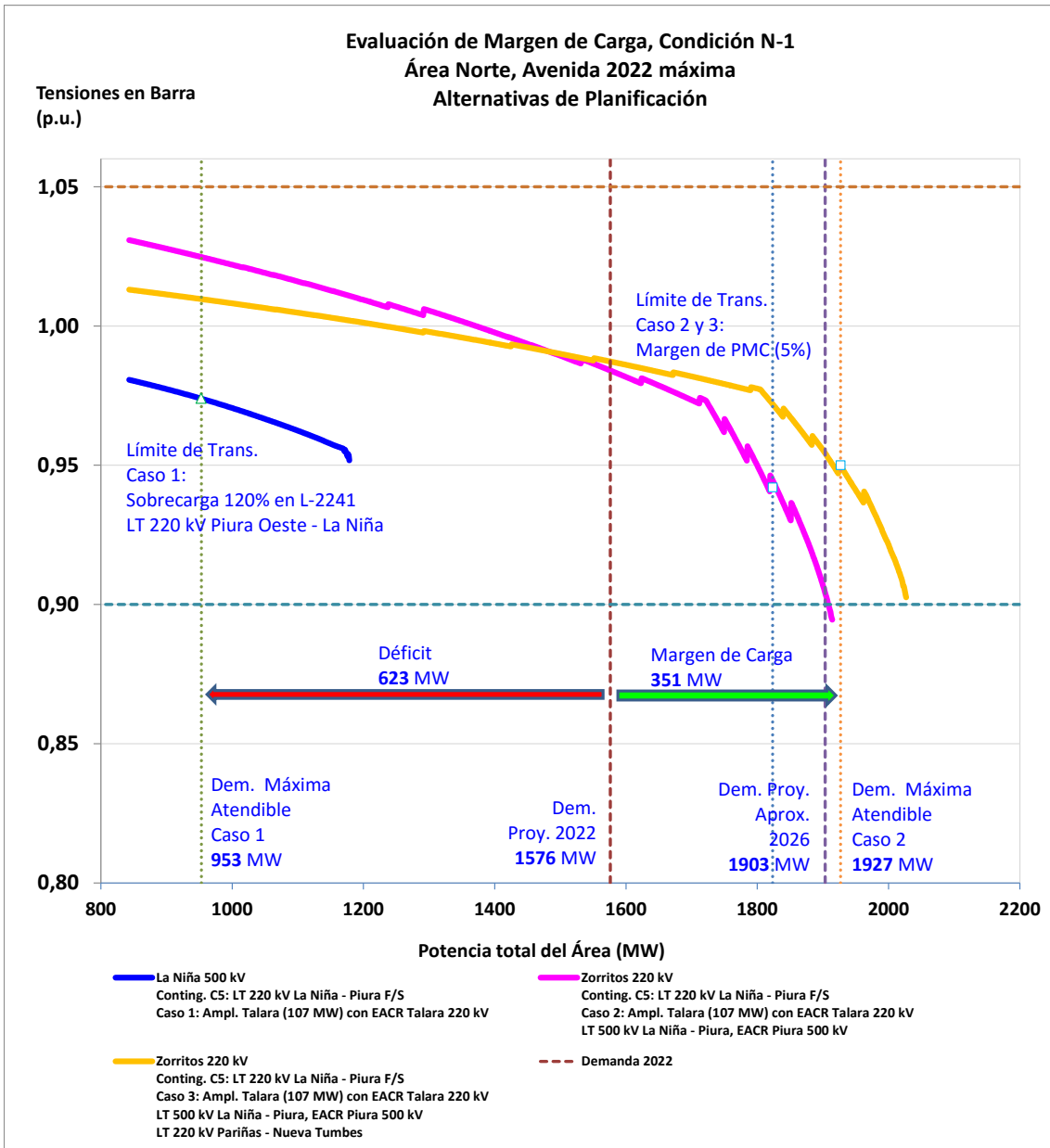


Figura 4.48 Análisis de márgenes de carga, área Norte, condición N-1 (1)

En la siguiente figura se muestra el análisis de márgenes de carga en la condición N-1, considerando como contingencia la salida de la L.T. 500 kV Carabayllo – Chimbote.

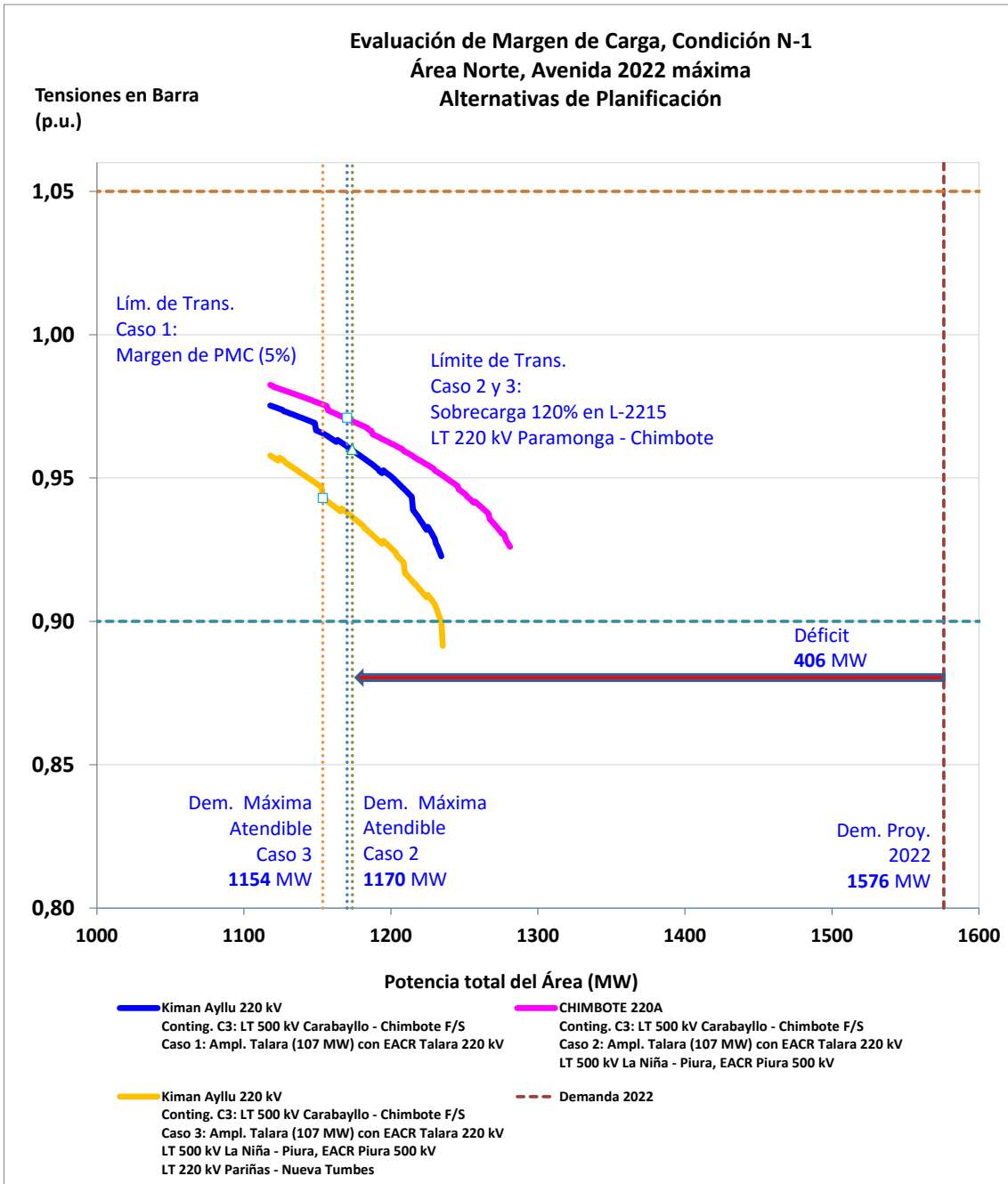


Figura 4.49 Análisis de márgenes de carga, área Norte, condición N-1 (2)

Ningún caso atiende la demanda al año 2022, por lo que se necesitará acciones rápidas de rechazo de carga en el Norte en el orden de 400 MW. Al respecto, se hace necesario contar con esquemas especiales de protección para evitar el colapso del sistema, ya sea por inestabilidad de tensión y/o angular, ante salida de LLTT de 500 kV desde Carabayllo hasta Piura. Bajo este escenario, los esquemas propuestos deberán también evitar sobrecargas de las LLTT de 220 kV mayores a las tolerancias

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

en condiciones en emergencia. Las especificaciones técnicas de estos esquemas se deberán evaluar preferentemente en un periodo menor de evaluación (Plan Vinculante), dada la menor incertidumbre de los proyectos de demanda y generación.

En resumen, se propone implementar la LT 500 kV La Niña – Piura, la nueva S.E. Piura 500/220 kV, el EACR de Piura 500 kV y la nueva LT 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes para dar soporte a la operación ante salidas de LLTT del área y aumentar los márgenes de carga a 380 MW, valor que cubriría la demanda del año 2026. Ante contingencias de salidas de LLTT de 500 kV, se necesitará de esquemas especiales de protección para evitar colapsos ya sea por inestabilidad de tensión y/o angular mediante rechazo de carga sistémico en el norte (orden de 400 MW).

Cabe recordar que el proyecto de la LT 500 kV La Niña – Piura fue incluido previamente en el Plan de Largo Plazo mediante el criterio N-1 indicado en la Norma (ver numeral 4.7), por lo que los resultados del presente análisis de margen de carga confirman esa necesidad y complementan el proyecto con la inclusión del EACR en Piura 500 kV.

### Área Nor-Oriente

Del diagnóstico realizado al área Nor-Oriente, que comprende las localidades de Caclic, Moyobamba, Tarapoto e Iquitos, se verifica que el desempeño eléctrico del sistema presentará cambios importantes, especialmente posterior a la conexión de Iquitos al SEIN, cuya demanda alcanzará 107 MW al 2022. El crecimiento continuo de la demanda de esta área no podría ser atendido en el periodo 2022-2026 por problemas de operación que podrían llevar al colapso del sistema. Para fines de análisis eléctricos, se asume el ingreso del proyecto L.T. 220 kV Moyobamba-Iquitos y SSEE asociadas antes del 2022 considerando la última actualización realizado en el estudio de Pre-Operatividad<sup>11</sup>.

Para los análisis se proponen los siguientes casos de estudio:

- **Caso 1:** Diagnóstico.
- **Caso 2:** Segundo circuito 220 kV Cajamarca – Caclic – Moyobamba.

---

<sup>11</sup> Última actualización del Estudio de Pre Operatividad “Proyecto Línea de Transmisión 220 kV Moyobamba-Iquitos y Subestaciones Asociadas” realizada en marzo de 2016.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

- **Caso 3:** Segundo circuito 220 kV Cajamarca – Caclic – Moyobamba y un EACR en barra Moyobamba 220 kV.

En la siguiente figura se muestra el análisis de márgenes de carga en la condición N. El caso 1, sin ningún refuerzo de transmisión, muestra que el área Nor-Oriente no podría ser atendida en los años posteriores al 2022 dado que la carga de Iquitos produciría problemas de atendimento que resultan en colapso de tensión en la zona. Adicionalmente, se observaron sobrecargas en las L.T. 220 kV Cajamarca – Caclic – Moyobamba alcanzan valores mayores a 20% al 2026. El caso 2 incorpora un segundo circuito 220 kV Cajamarca – Caclic – Moyobamba, con lo que se consiguen márgenes de carga alrededor de 27 MW respecto al 2022. No se consigue un suficiente soporte de tensión de las barras del área para atender el año 2026, dado que persiste el problema de colapso de tensión. Se escoge a la S.E. Moyobamba como el mejor punto de conexión de compensación reactiva, debido que presenta una mayor participación para alcanzar mayores márgenes de carga. El caso 3 incorpora un EACR en la barra Moyobamba 220 kV atendiendo el problema de seguridad del área, como visto posteriormente en el análisis de condiciones N-1. En esta situación se obtiene un margen de carga suficiente, alrededor de 58 MW desde la condición base (2022), para atender la demanda al 2026.

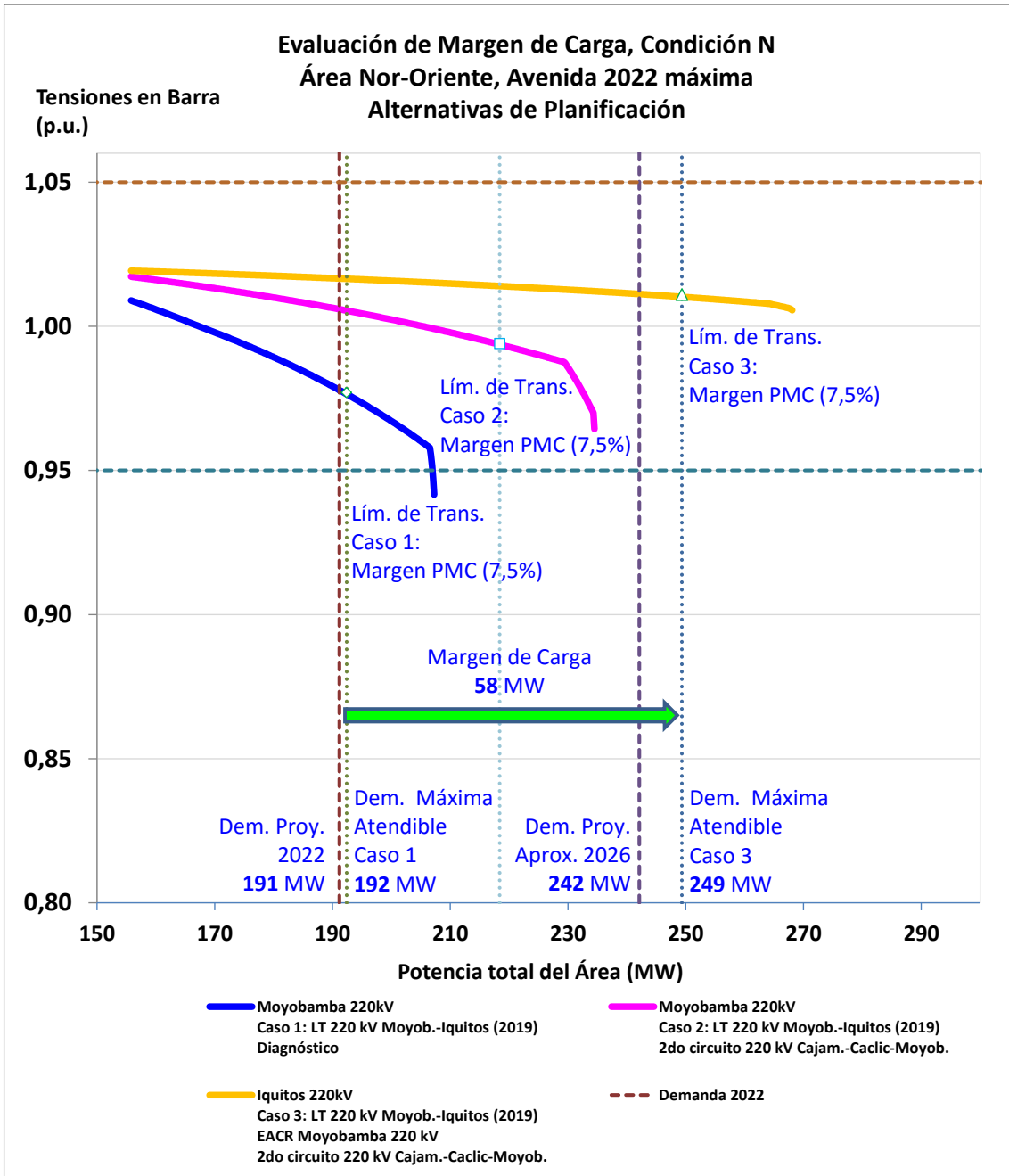



Figura 4.50 Análisis de márgenes de carga, área Nor-Oriente, condición N

En la siguiente figura se muestra el análisis de márgenes de carga en la condición N-1, considerando como contingencia la salida del SVC de Iquitos 220 kV. Los casos 1 y 2 no atenderían la demanda al año 2022, por lo que se hace necesario el rechazo de carga en el área de 56 MW para mantener la operación segura. El caso 3 atiende la demanda al 2022 con un margen de carga de 31 MW desde la condición base (2022) y sobre estas condiciones el EACR de Moyobamba 220 kV resulta en una capacidad referencial de -35/70 MVAR. No obstante, el margen de carga obtenido no sería





	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## Área Centro-Independencia

Del diagnóstico realizado al área Centro-Independencia, que comprende el área Centro (costa y sierra) e Independencia, se verifica que no se atendería el crecimiento continuo de la demanda de esta área en el periodo 2022-2026, especialmente por los problemas de soporte de tensión ocasionados por proyectos con demandas especiales, como la ampliación de Aceros Arequipa (alrededor de 120 MW). Para analizar el periodo completo 2022-2026, se asume el ingreso de la carga ampliación Aceros Arequipa al año 2022, a pesar que se prevé su conexión al año 2023.

Para los análisis se proponen los siguientes casos de estudio:

- **Caso 1:** Diagnóstico.
- **Caso 2:** S.E. Independencia 500/220 kV.
- **Caso 3:** Segundo circuito L.T. 220 kV Chilca – Cantera – Independencia con EACR en barra Independencia 220 kV.

En la siguiente figura se muestra el análisis de márgenes de carga en la condición N. El caso 1, que representa el diagnóstico del sistema, no atendería la demanda del área al 2022 (en el supuesto de que la ampliación de Aceros Arequipa se adelanta a dicho año) debido a tensiones mínimas. El caso 2, que incluye la S.E. Independencia 500/220 kV, y el caso 3, que incluye el segundo circuito L.T. Chilca – Cantera – Independencia con EACR en barra Independencia 220 kV, presentan márgenes de carga (mayores a 510 MW) suficientes para atender la carga del área. Ambas soluciones de planeamiento son casi equivalentes, con la diferencia que en el caso de la L.T. 220 kV Chilca – Cantera – Independencia es requerido un EACR dado el problema de tensiones en barra en la zona. En cambio, el ingreso de la S.E. Independencia 500/220 kV daría un soporte de tensión sin depender de un EACR para ello. De acuerdo a los análisis energéticos, el caso 3 resulta ser la solución de menor costo comparado con el caso 2.

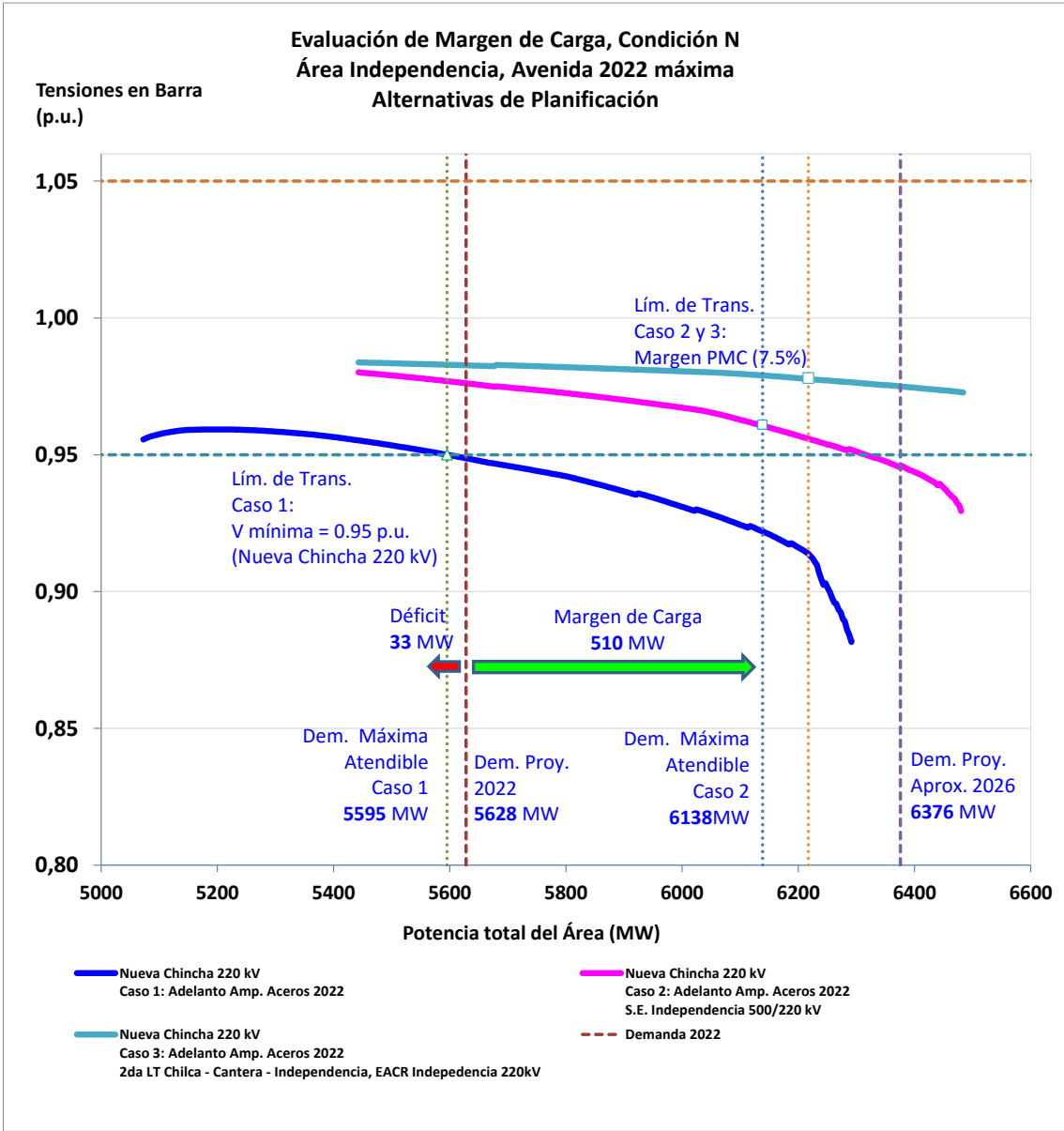


Figura 4.52 Análisis de márgenes de carga, área Independencia, condición N

En la siguiente figura se muestra el análisis de márgenes de carga en la condición N-2, considerando como contingencia la salida de los dos circuitos en simultáneo de la L.T. 220 kV Huancavelica-Independencia. Los casos 2 y 3 evitan el corte de carga en el área y garantizan márgenes de carga mayores a 590 MW respecto a la condición base (año 2022).

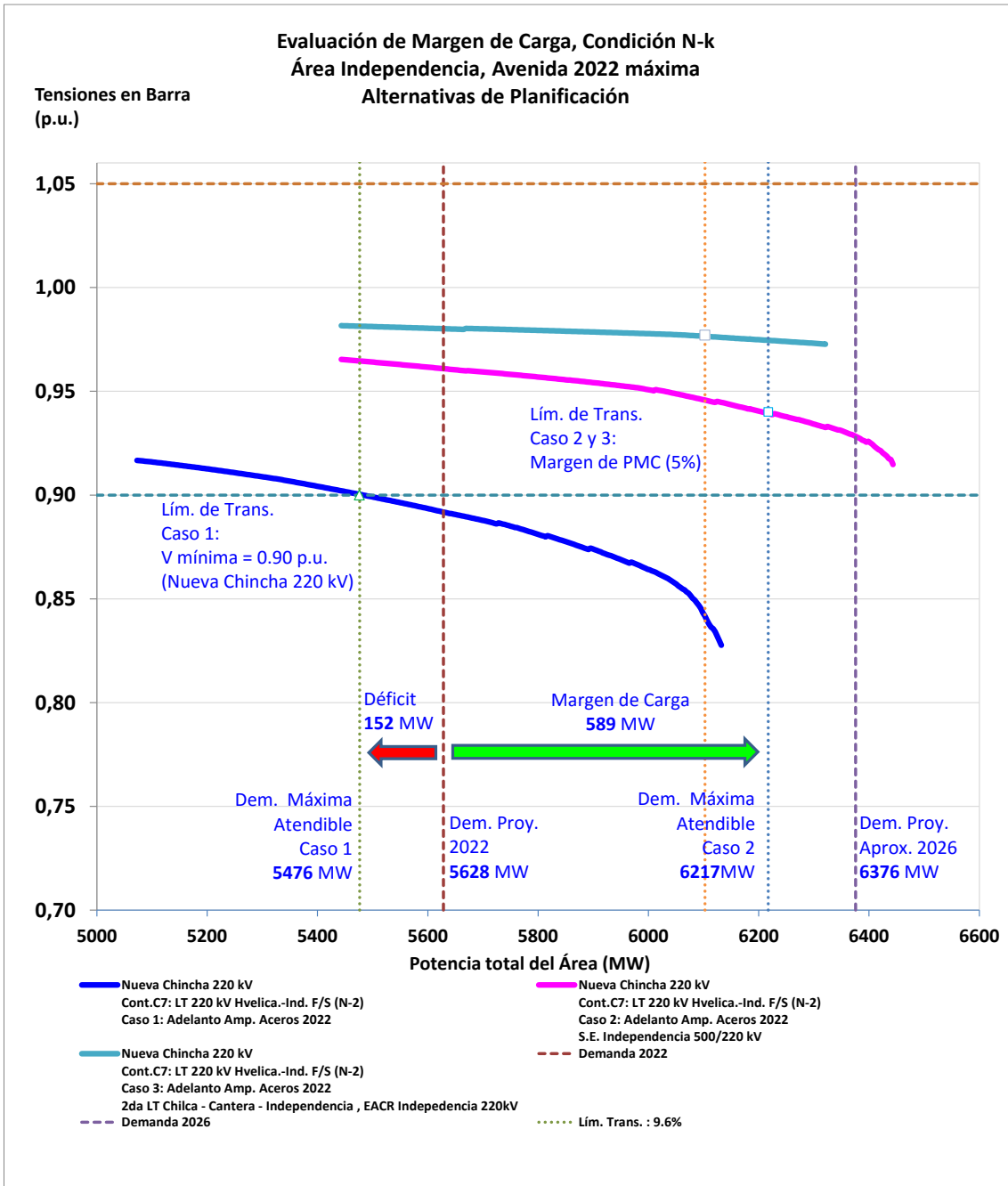


Figura 4.53 Análisis de márgenes de carga, área Independencia, condición N-2

En resumen, surge la necesidad de implementación de la Subestación Independencia 500/220 kV, no obstante, considerando que realmente la ampliación de Aceros Arequipa está prevista para después del año 2022, no es necesario incluir el proyecto el Plan Vinculante. Cabe indicar que, se han realizado simulaciones adicionales sin considerar la ampliación de Aceros Arequipa, llegándose a la conclusión que aún así

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

se requerirá la implementación de la Subestación Independencia 500/220 kV posterior al 2022, por tal motivo este proyecto formará parte del Plan de Transmisión 2026.

### Área Pucallpa

Del diagnóstico del sistema de transmisión del eje Aguaytía-Pucallpa, considerando los proyectos de ampliación de capacidad de transformación de las SSEE Aguaytía y Pucallpa, incorporación de un STATCOM de  $\pm 50$  MVAR en Pucallpa 60 kV y el ingreso del segundo circuito 138 kV Aguaytía - Pucallpa, se observa que no se podrá atender el crecimiento acelerado de la demanda en esta área en el periodo 2022-2026. A pesar del aumento de la capacidad de transmisión, el sistema presentará problemas de operación con tensiones mínimas con riesgo de alcanzar el colapso de tensión. A fines de evaluar el desempeño eléctrico, se analizan alternativas de refuerzos de línea en 220 kV en el eje Tingo María – Aguaytía - Pucallpa.

Para los análisis se proponen los siguientes casos de estudio:

- **Caso 1:** Diagnóstico, que incorpora la ampliación de capacidad de transformación de las SSEE Aguaytía y Pucallpa, STATCOM de  $\pm 50$  MVAR en Pucallpa 60 kV y el segundo circuito 138 kV Aguaytía – Pucallpa.
- **Caso 2:** Segundo circuito 220 kV Tingo María - Aguaytía.
- **Caso 3:** Segundo circuito 220 kV Tingo María - Aguaytía y L.T. 220 kV Aguaytía – Pucallpa con EACR en barra Pucallpa 220 kV.

En la siguiente figura se muestra el análisis de márgenes de carga en la condición N. Según el caso 1, donde no se considera el despacho de la C.T. Aguaytía, no se atenderá la demanda de Pucallpa al 2022 dada el problema de colapso de tensión, con un déficit alrededor de 6 MW. En el caso 2, implementación del segundo circuito 220 kV Tingo María - Aguaytía, se alcanza márgenes de carga mayores para atender el año 2022, sin margen de regulación en los transformadores, pero no así el año 2026, dada la pérdida de control de tensión en Pucallpa 60 kV. En el caso 3, que incorpora la L.T. 220 kV Aguaytía – Pucallpa y un EACR en la barra Pucallpa 220 kV, se alcanzan márgenes de carga de 45 MW para atender el año 2026 con un soporte de tensión adecuado brindado por la transmisión. Bajo estas condiciones, el EACR de Pucallpa 220 kV propuesto resulta en una capacidad referencial de -50/100 MVAR.

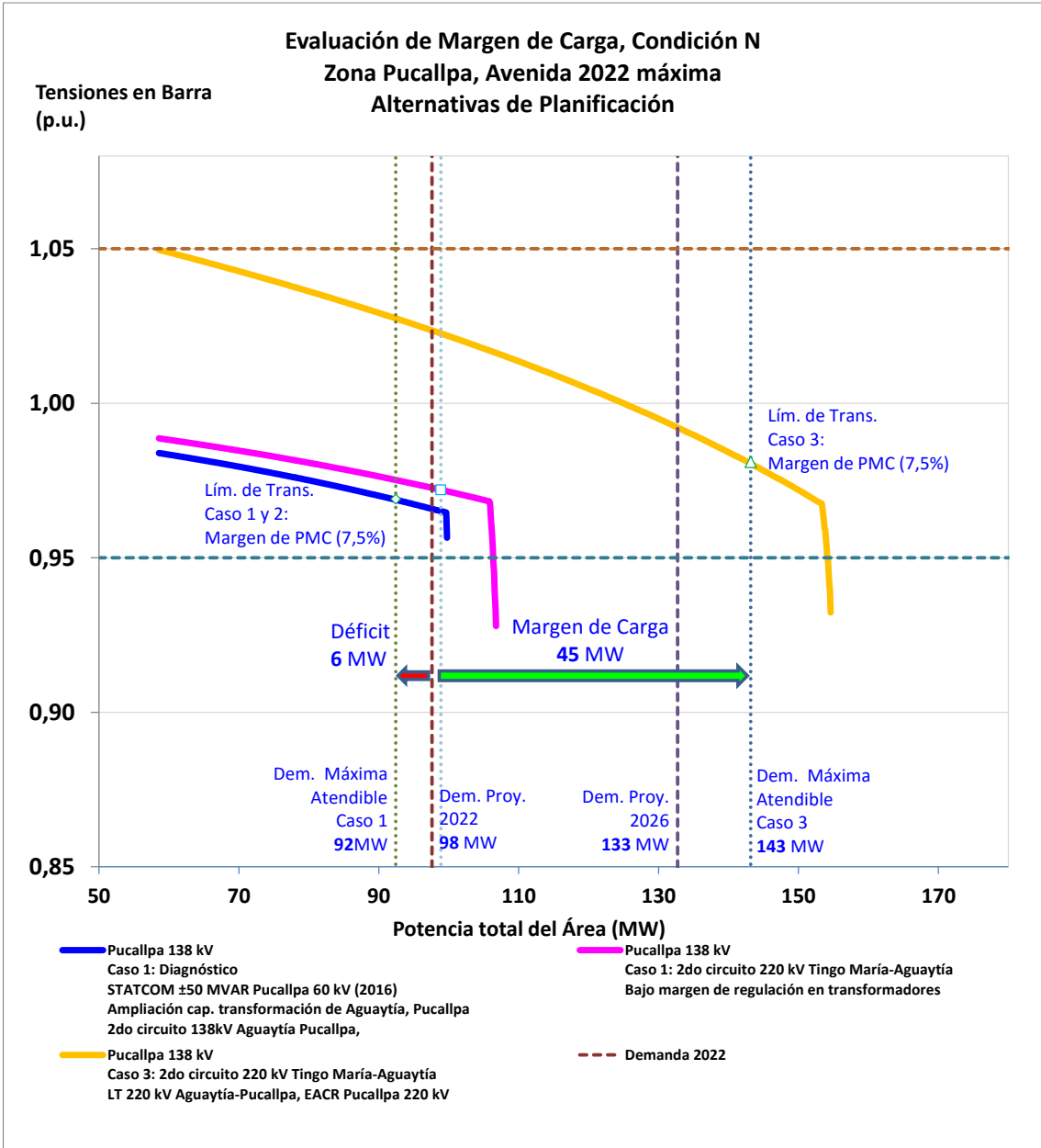


Figura 4.54 Análisis de márgenes de carga, área Pucallpa, condición N

En resumen, la propuesta para atender el 2026, asumiendo una demanda en la zona Pucallpa de 133 MW, será la implementación de la L.T. 220 kV Aguaytía-Pucallpa con un EACR Pucallpa 220 kV. No obstante, debe resaltarse que la condición de colapso de tensión está presente en la zona de operativa de tensiones, hasta la puesta en servicio de la línea de 220 kV, dado que este sistema es débil y radial.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## Área Sur

Del diagnóstico del sistema de transmisión del área Sur, se observa que se atenderá el crecimiento acelerado de la demanda en esta área en el periodo 2022-2026. Esto se debe principalmente al nivel de reforzamiento de transmisión que presentará el área Sur en los próximos años, por ejemplo, el ingreso en el 2017 de la L.T. 500 kV Mantaro (Colcabamba) – Marcona (Poroma) – Socabaya (Yarabamba) – Montalvo. Por esos motivos no se proponen alternativas de planificación en la transmisión.

En la siguiente figura se muestra el análisis de márgenes de carga en la condición N. Los márgenes de carga son mayores a 160 MW desde la condición base (año 2022) y muestran que se atenderá la operación al año 2026. Existen zonas como Puerto Maldonado, que debido a condiciones propias de su suministro eléctrico, que depende de un sistema radial, requerirán compensación reactiva para aumentar el margen de carga.

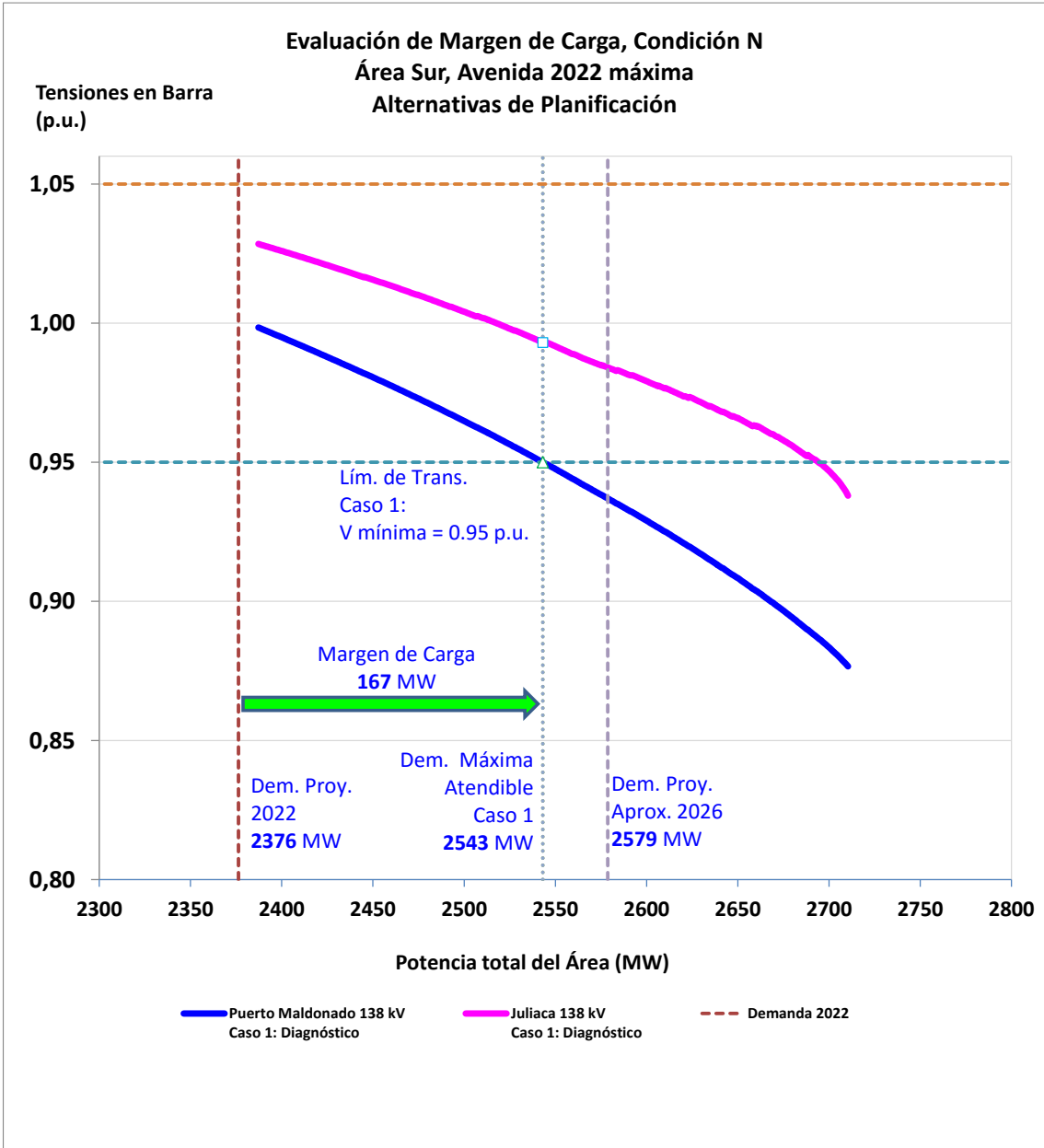


Figura 4.55 Análisis de márgenes de carga, área Sur, condición N

En la siguiente figura se muestra el análisis de márgenes de carga en la condición N-1, considerando como contingencia la salida de la L.T. 500 kV Colcabamba-Poroma. Los resultados muestran que existen suficientes márgenes de carga, mayores a 290 MW desde la condición base (año 2022), para atender la demanda del año 2026.

Cabe resaltar que a partir del año 2016 el área Sur cuenta con un esquema especial de protecciones basado en tecnología de medición fasorial (PMU: *Phasor Measurement Unit*), el cual realiza desconexiones de cargas en etapas y con rapidez suficiente para garantizar la integridad y estabilidad del SEIN. Inicialmente este

esquema estará orientado a la desconexión de cargas de la minera Cerro Verde cuando se transgredan los límites de transmisión del enlace Centro-Sur, estos definidos por límites de tensión y/o estabilidad angular. Con el ingreso en el 2017 de la LT 500 kV Mantaro (Colcabamba) – Marcona (Poroma) – Socabaya (Yarabamba) – Montalvo se conseguirán mayores límites de transmisión, dada la robustez que alcanzará el enlace, y se espera que el esquema especial de protecciones del área Sur realice un soporte adicional del sistema ante contingencias críticas. En este sentido, no se ha visto la necesidad de un equipamiento adicional.

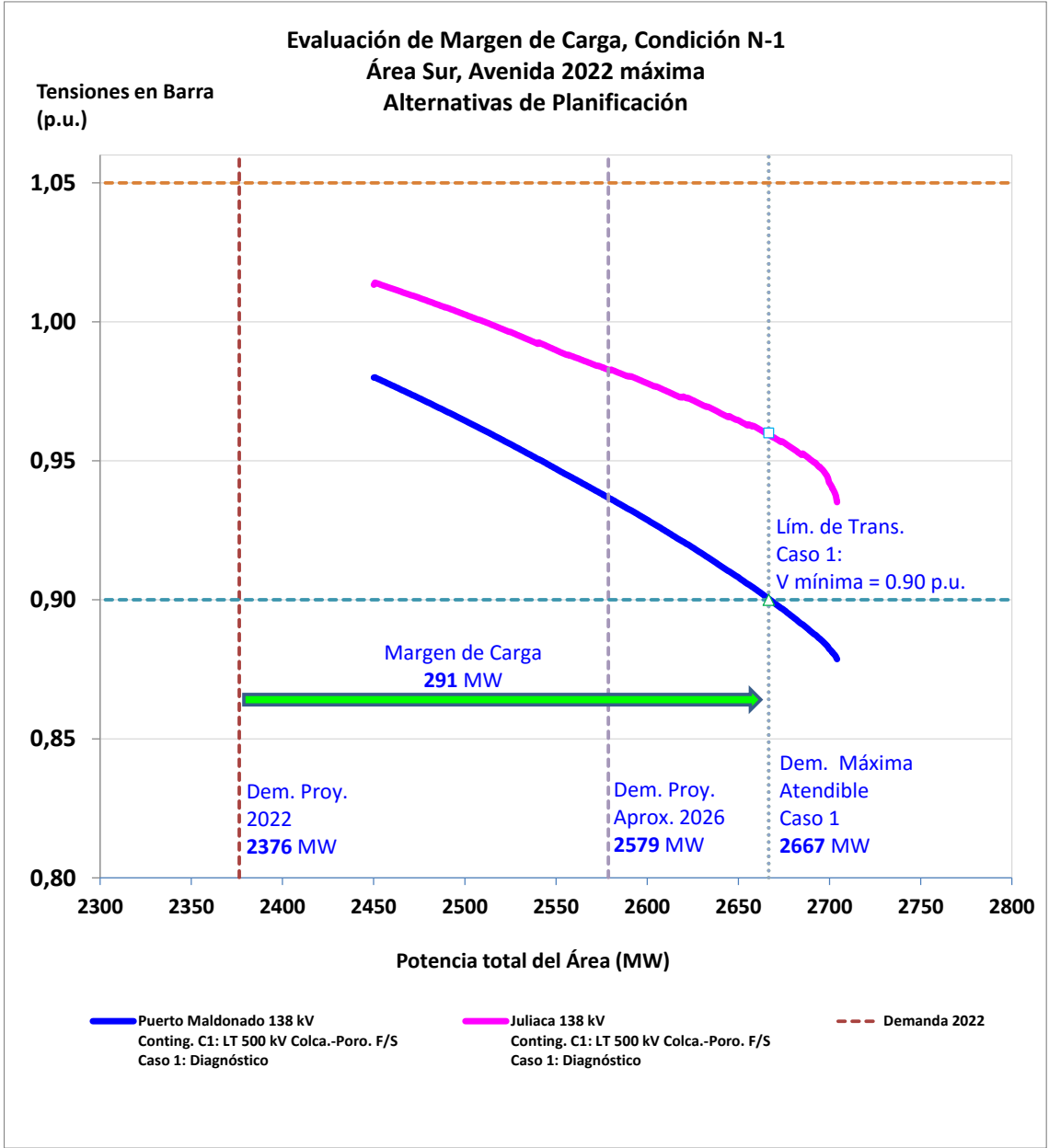


Figura 4.56 Análisis de márgenes de carga, área Sur, condición N-1



	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

#### 4.8.6 Conclusiones de los Estudios Eléctricos

La gran mayoría de las tensiones del SEIN se encuentran dentro de los límites de planificación en condiciones normales ( $\pm 5\%$  de la tensión de operación normal), sólo transgredieron las SS.EE del área de Lima. En este caso, las tensiones de barras de 220 kV de las SSEE Industriales, Chavarría, Santa Rosa y Balnearios están fuera de los límites de planificación. Dado que los SVCs del área de Lima no dan soporte suficiente de tensión, debido al nivel de demanda de los centros de carga, se podrían proponer alternativas de transmisión enfocadas al desarrollo de compensación reactiva a nivel de carga (distribuido en función de la demanda) y/o nuevos enlaces de transmisión en 500 kV que atiendan a los centros de carga, todo esto dentro del ámbito del Plan de Inversiones.

Se espera que las corrientes de cortocircuito calculadas estén por debajo de las capacidades de cortocircuito de los equipos de las subestaciones del SEIN.

Se verifica que los proyectos del Plan de Largo Plazo satisfacen los criterios técnicos de desempeño indicados en la Norma, en la operación prevista para el año 2026, salvo en las SSEE de Santa Rosa, Chavarría y Ventanilla, respecto a las cuales se recomienda la normalización de sus equipos al valor de 40 kA.

Asimismo, los criterios técnicos de desempeño complementarios, confirman la necesidad de implementar la LT 500 kV La Niña-Piura, la S.E. Piura 500/220 kV y el EACR Piura 500 kV al año 2022; un segundo circuito 220 kV Cajamarca-Caclic-Moyobamba con un EACR Moyobamba 220 kV, la implementación de la Subestación Independencia 500/220 kV y una LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa con EACR Pucallpa 220 kV para el año 2026.

#### 4.9 Descripción de los Proyectos del Plan de Transmisión Elegido

En esta sección se presenta una descripción por zonas de los proyectos del Plan de Transmisión elegido para el año 2026. Un mayor alcance de estos proyectos, a nivel de anteproyecto, es mostrado en el Volumen III del informe.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

#### 4.9.1 Proyectos en el Área Norte.

Para el área Norte, se identificó el importante reforzamiento de la transmisión en la zona Norte del país mediante la implementación de la línea en 500 kV La Niña – Piura, la cual permitirá ampliar la capacidad de suministro de electricidad a la zona de Piura, dado el crecimiento que se espera en la zona Norte

Adicionalmente se identificó la necesidad de un segundo enlace en 220 kV de Pariñas – Tumbes por criterio N-1 de la Norma, el cual brindará confiabilidad en el suministro de electricidad a la zona de Tumbes.



Figura 4.57 Proyectos Área Norte.

#### 4.9.2 Proyectos en el Área Centro - Norte.

Para la interconexión del Área Norte y Centro, se identificó la necesidad de un segundo enlace a 500 kV por congestión, cuya configuración estuvo planteada bajo la estructura de la Visión de Largo Plazo de la Evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV.

Los proyectos propuestos contemplan una nueva línea entre Huánuco 500 kV, Tocache 500 kV, Celendín 500 kV y Trujillo. Con estas nuevas líneas se podrá atender

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

el crecimiento de la demanda, y adicionalmente se dará mayor confiabilidad a la red en 500 kV.

Dado su nivel de tensión, esta LT 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín deberá evitar atravesar zonas de gran altitud, para evitar problemas en lo que refiere al diseño y operación de líneas y subestaciones de 500 kV, por lo que su ruta deberá acercarse a la ceja de selva del oriente del Perú.

El nuevo enlace a 500 kV Trujillo – Celendín, con su respectiva conexión a la SE 220 kV Cajamarca mediante la LT 220 kV Cajamarca-Celendín. Es preciso indicar en este apartado que la elección de la SE 500/220 kV Celendín en vez de una SE Cajamarca 500/220 kV se debe a las limitaciones en cuanto a altitud respecto al nivel del mar que presentan las líneas y subestaciones de 500 kV.

En la Figura 4.58 se presenta esquemáticamente la configuración de los proyectos en el Área Centro - Norte para el año 2026.



Figura 4.58 Proyectos Área Centro-Norte.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

#### 4.9.3 Proyectos en el Área Ancash-Huánuco-Ucayali

En el Área Ancash-Huánuco-Ucayali, comprendida por los departamentos de los mismos nombres, se identificó por congestión en la red de 500 kV del Norte la inclusión de una nueva línea entre Nueva Huánuco 500 kV y Nueva Paramonga 500 kV, así como una nueva subestación de 500 kV en Paramonga que seccione a la línea Carabayllo – Chimbote 500 kV.

Asimismo se identificó la necesidad de un segundo enlace 220 kV Tingo María – Aguaytía por criterio N-1 de la Norma, este brindara confiabilidad a esta zona.

Se identificó también la necesidad de un nuevo enlace 220 kV Aguaytía – Pucallpa de 250 MVA por criterio de análisis eléctrico. [Ver numeral 4.8.5, análisis de márgenes de carga]

En la Figura 4.59 se presenta esquemáticamente la configuración de los proyectos en el Área Ancash-Huánuco-Ucayali para el año 2026.

##### Proyectos Área Ancash – Huánuco-Ucayali

- LT 500 kV Nueva Huánuco-Nueva Paramonga
- Nueva SE Paramonga 500/220 kV con conexión a la LT 500 kV Carabayllo – Chimbote
- LT 220 kV Tingo María – Aguaytía (segunda terna)
- LT 220 kV Aguaytía - Pucallpa



Figura 4.59 Proyectos Área Ancash-Huánuco-Ucayali

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

#### 4.9.4 Proyectos en el Área Sierra – Costa Centro

El Área Sierra – Costa Centro comprende los departamentos de Junín, Pasco, Huancavelica y Lima. Se identificó que por congestión se requiere el incremento de capacidad (repotenciamiento) de LT Mantaro - Huayucachi 220 kV, de 152 MVA a 250 MVA. Además la inclusión del segundo transformador de Carapongo 500/220 kV.

Adicionalmente se incluye la SE 500/220 kV Independencia que secciona a la línea Chilca – Poroma 500 kV.

##### Proyectos Área Sierra – Costa Centro

- Ampliación SE Carapongo con un Transformador de 500/220 kV
- Nueva SE 500/220 kV Independencia con conexión a la LT Chilca – Poroma 500 kV.
- Repotenciación LT 220 kV Mantaro - Huayucachi



Figura 4.60 Proyectos Área Sierra – Costa Centro

#### 4.10 Consolidado del Plan de transmisión 2026.

En esta sección se presenta el plan de transmisión para el 2026, el cual incluye los resultados del análisis Trade-Off / Risk MINIMAX (Ver numeral 4.6), del criterio N-1 (Ver numeral 4.7) y proyectos que resultaron de la verificación de los criterios técnicos de desempeño (análisis eléctricos).

 <b>COES</b> <b>SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

<b>Plan de Transmisión de Largo Plazo</b>
<b>Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
SE 500 kV Tocache
SE 500/220 kV Celendín
LT Nueva Huánuco - Tocache 500 kV.
LT Tocache - Celendín 500 kV.
LT Celendín - Trujillo 500 kV.
LT Cajamarca - Celendín 220 kV (doble terna).
<b>Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco -Paramonga, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
LT Nueva Huánuco - Paramonga 500 kV.
SE 500 kV Paramonga
<b>Proyecto Nueva SE Independencia 500/220 kV, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
SE 500/220 kV Independencia
<b>Proyecto Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
LT Aguaytía - Pucallpa 220 kV (*)(**)
SE Pucallpa 220/138 kV (*)(**)
EACR 220 kV Pucallpa (*)(**)
<b>Proyecto Enlace 220 kV Pariñas - Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas: (segunda terna) (*)</b>
<b>Proyecto Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (segunda terna) (*)</b>
<b>Otros Proyectos en 500 kV:</b>
Ampliación 500/220kV en SE Carapongo (segundo transformador)
<b>Otros Proyectos en 220 kV:</b>
LT Cajamarca - Caclic - Moyobamba 220 kV (segunda terna) (*)
EACR 220 kV Moyobamba
Repotenciación a 250 MVA LT 220 kV Mantaro - Huayucachi
<b>Esquemas Especiales de Protección</b>
Norte del SEIN (**)
Centro-Oriente del SEIN (**)
<b>Proyecto Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
LT 500 kV La Niña - Piura (*)
SE Piura 500/220 kV (*)
EACR 500 kV Piura (*)(**)

(\*) Sustentado por el criterio N-1 de la Norma  
(\*\*) Sustentado por análisis eléctricos y del análisis por el Art. 14 del Reglamento de Transmisión.

## Costo de Inversión 750 Millones U\$S

Tabla 4.41 Plan de Transmisión 2026

**PLAN DE TRANSMISIÓN 2026**

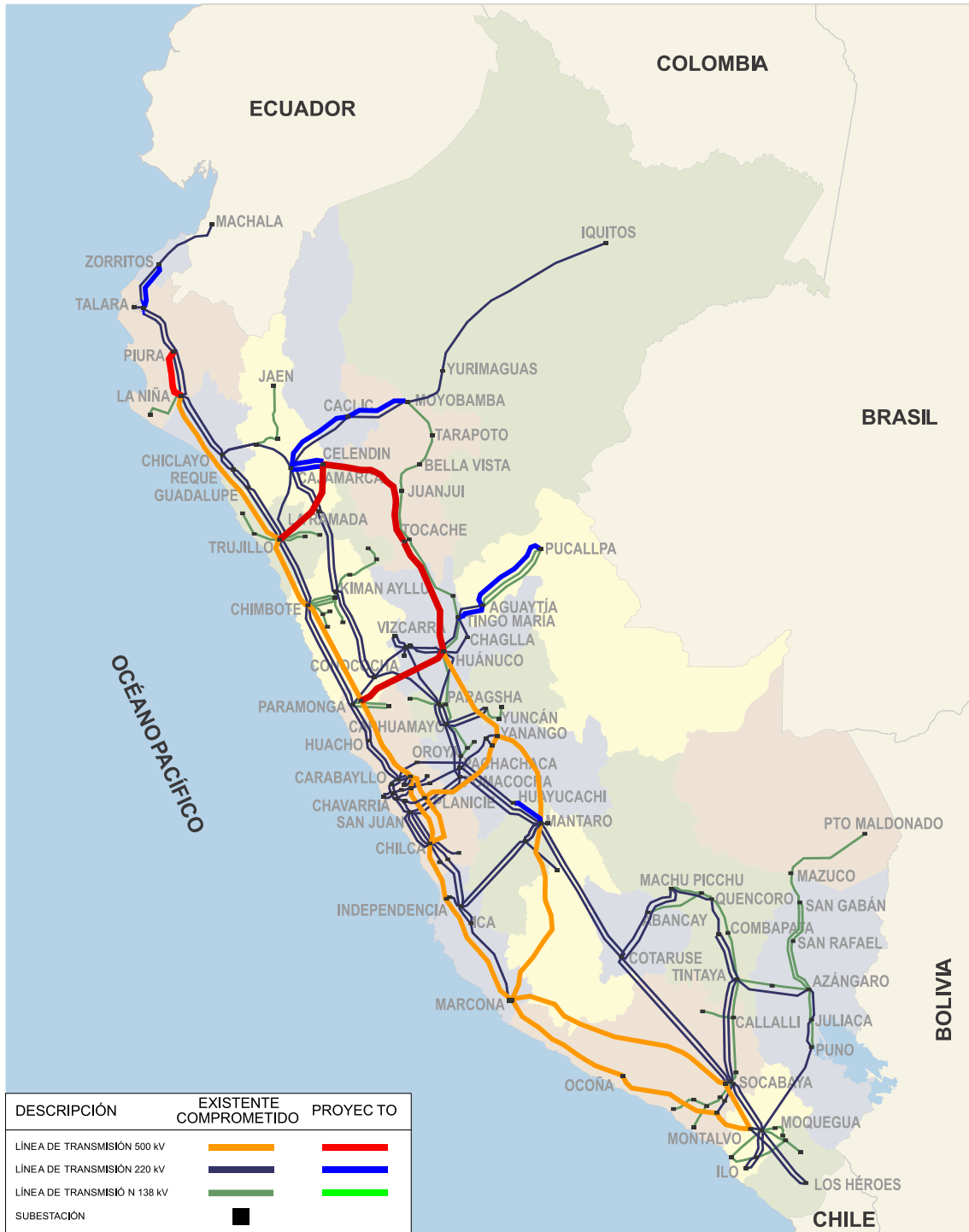


Figura 4.61 Plan de Transmisión 2026.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## 5 Plan Vinculante para el año 2022

### 5.1 Introducción

De manera análoga al capítulo anterior, en este se definirá el Plan para el año 2022, el cual será un avance del plan definido para el año 2026. La secuencia a seguir será: hacer un diagnóstico, plantear opciones y planes sobre la base del Plan de Transmisión 2026, y evaluar los planes. Similarmente al plan elegido en el capítulo anterior, el plan que se elija en este será “Robusto” ante las incertidumbres y será una solución de compromiso entre los atributos evaluados.

En el primer paso, el diagnóstico, se identificarán los problemas del sistema de transmisión base en todos los Nudos (definidos en el capítulo 3). El segundo paso consiste en plantear opciones de transmisión, sobre la base del Plan de Transmisión 2026, que resuelvan los problemas detectados. Estas opciones se agruparán en planes, para facilitar su posterior evaluación. El tercer paso, la evaluación, a su vez tiene tres actividades: simular los planes en los Nudos y calcular sus atributos, definir escenarios intermedios e interpolar los atributos, y realizar el análisis de decisión (aplicación de Trade-Off / Risk / MINIMAX).

Paralelamente al análisis anterior, se plantearán opciones que serán evaluadas de manera individual mediante el criterio de confiabilidad “N-1” indicada en la Norma.



## 5.2 Análisis de Congestion, Propuestas de Opciones y Planes

### AREA NORTE

- Sobrecargas en la línea Piura - La Niña 220 kV para los escenarios de demanda 1 (optimista Norte-Sur), con un máximo de 8 %, debido a la inyección de energía desde la Niña hacia Piura, Talara y Tumbes.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada								Desarrollo en el Centro				Desarrollo en el Norte y Sur								
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
Área Norte	LT 220 kV Talara - Zorritos	LNE-091	152	63%	63%	54%	54%	54%	54%	39%	63%	63%	54%	54%	54%	54%	63%	63%	54%	54%	54%	54%	54%	54%
	LT 220 kV Talara - Piura	LNE-001	180	21%	21%	16%	16%	16%	16%	10%	21%	21%	16%	16%	16%	16%	21%	21%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
	LT 220 kV Talara - Piura	LNE-108	180	20%	20%	16%	16%	16%	16%	10%	20%	20%	16%	16%	16%	16%	20%	20%	16%	16%	16%	16%	16%	16%
	LT 220 kV Piura - La Niña	LNE-106	180	108%	108%	93%	93%	93%	93%	77%	108%	109%	93%	93%	93%	93%	108%	108%	93%	93%	93%	93%	93%	93%
	LT 220 kV La Niña - Chiclayo	LNE-107	180	21%	26%	20%	21%	19%	39%	19%	20%	21%	20%	21%	19%	20%	21%	26%	20%	27%	19%	37%		
	LT 220 kV Piura - La Niña SEC	LNE-110	180	106%	106%	91%	91%	91%	91%	76%	106%	107%	91%	91%	91%	91%	106%	106%	91%	91%	91%	91%	91%	91%
	LT 220 kV La Niña SEC - Felam	LNEb110	180	20%	25%	18%	20%	18%	37%	18%	19%	20%	18%	20%	18%	19%	20%	25%	18%	25%	18%	25%	18%	36%
	LT 220 kV Felam - Chiclayo	LNEc110	180	22%	28%	21%	22%	21%	39%	21%	21%	23%	21%	22%	21%	23%	22%	28%	21%	28%	21%	38%		
	LT 220 kV Reque - Guadalupe	LN-111B	180	47%	44%	41%	41%	41%	39%	34%	46%	45%	41%	41%	42%	44%	47%	45%	41%	39%	41%	39%		
	LT 220 kV Chiclayo - Reque	LN-111A	180	47%	43%	41%	41%	41%	39%	34%	46%	45%	41%	41%	41%	43%	47%	45%	41%	39%	41%	39%		
	LT 220 kV Chiclayo - Reque	LN-004A	152	56%	52%	49%	49%	49%	46%	41%	55%	54%	49%	49%	49%	52%	56%	53%	49%	46%	49%	47%		
	LT 220 kV Reque - Guadalupe	LN-004B	152	56%	52%	49%	49%	49%	46%	40%	55%	54%	49%	49%	49%	52%	56%	53%	49%	46%	49%	47%		
	LT 220 kV Chiclayo - Carhuaquero	LNE-003	250	49%	67%	47%	49%	47%	67%	54%	50%	53%	47%	49%	47%	51%	49%	67%	47%	64%	47%	65%		
	LT 220 kV Trujillo - Guadalupe	LNE-005	152	69%	67%	61%	59%	63%	58%	52%	72%	70%	61%	59%	62%	61%	70%	70%	61%	60%	63%	60%		
	LT 220 kV Trujillo - Guadalupe	LNE-112	180	62%	60%	55%	54%	57%	52%	47%	65%	63%	55%	54%	56%	55%	64%	63%	55%	54%	57%	54%		
	LT 500 kV Trujillo - La Niña	LNX-044	700	61%	59%	54%	54%	54%	52%	43%	61%	62%	54%	54%	54%	53%	61%	59%	54%	52%	54%	52%		
	LT 500 kV Chimbote - Trujillo	LNX-041	1000	78%	74%	68%	67%	68%	63%	55%	78%	79%	68%	67%	67%	68%	78%	78%	68%	66%	68%	67%		
	LT 500 kV Carabayillo - Paramonga	LNX-040	1000	89%	86%	78%	75%	72%	62%	87%	92%	79%	75%	75%	75%	78%	89%	86%	78%	75%	78%	75%	80%	
	TR 500/220 kV Chimbote	TNE-029	750	24%	22%	20%	19%	24%	19%	14%	25%	20%	21%	19%	24%	16%	24%	23%	21%	21%	24%	19%		
	TR 500/220 kV Trujillo	TNE-030	750	47%	44%	41%	40%	40%	37%	34%	46%	48%	41%	40%	39%	41%	48%	48%	41%	40%	40%	41%		
TR 500/220 kV La Niña	TNE-033	600	72%	69%	63%	63%	63%	60%	50%	71%	72%	63%	63%	63%	62%	72%	69%	63%	60%	63%	61%			
LT 220 kV Chimbote - Trujillo	LNE-006	152	63%	60%	57%	57%	57%	53%	46%	65%	65%	57%	57%	57%	58%	63%	60%	57%	54%	57%	53%			
LT 220 kV Chimbote - Trujillo	LNE-007	152	63%	60%	57%	57%	57%	53%	46%	65%	65%	57%	57%	57%	58%	63%	60%	57%	54%	57%	53%			
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	LNE-082	100	65%	74%	65%	68%	64%	76%	70%	65%	69%	65%	68%	65%	69%	65%	74%	65%	73%	64%	73%			
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	LNE-083	100	65%	74%	65%	68%	64%	76%	70%	65%	69%	65%	68%	65%	69%	65%	74%	65%	73%	64%	73%			
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	LNE-084	100	65%	74%	65%	68%	64%	76%	70%	65%	69%	65%	68%	65%	69%	65%	74%	65%	73%	64%	73%			
TR 220/138 kV Kiman Ayllu	TNE-019	100	88%	79%	87%	89%	92%	69%	78%	90%	81%	87%	89%	91%	88%	88%	76%	87%	75%	92%	82%			
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	LNE-008	180	35%	37%	31%	32%	27%	29%	25%	35%	44%	31%	32%	27%	43%	35%	36%	31%	30%	27%	28%			
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	LNX-002	180	35%	37%	31%	32%	27%	29%	25%	35%	44%	31%	32%	27%	43%	35%	36%	31%	30%	27%	28%			

Tabla 5.1 Área Norte, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación.

### AREA CAJAMARCA

- No se observan sobrecargas en la zona de Cajamarca.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada								Desarrollo en el Centro				Desarrollo en el Norte y Sur							
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T
Área Cajamarca	LT 220 kV Trujillo - Cajamarca	LNX-022	250	43%	33%	40%	38%	42%	28%	22%	45%	40%	40%	38%	42%	37%	43%	32%	40%	32%	42%	31%	
	LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca	LNE-120	300	24%	17%	25%	21%	24%	17%	16%	23%	19%	25%	21%	23%	20%	24%	15%	25%	14%	24%	16%	
	LT 220 kV Cajamarca - Caclic	LNE-115	220	73%	49%	73%	73%	73%	49%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	73%	49%	73%	49%	73%	49%		
	LT 220 kV Caclic - Moyobamba	LNE-116	220	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	68%	
	LT 220 kV Cajamarca - La Ramada	LNX-023	240	64%	58%	59%	62%	59%	56%	48%	64%	68%	59%	62%	59%	64%	64%	58%	59%	54%	59%	54%	
	LT 220 kV Cajamarca - La Ramada	LNX-024	240	64%	58%	59%	62%	59%	56%	48%	64%	68%	59%	62%	59%	64%	64%	58%	59%	54%	59%	54%	
	LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	LNX-b23	240	62%	57%	57%	60%	57%	54%	46%	63%	67%	57%	60%	57%	63%	62%	57%	57%	53%	57%	52%	
	LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	LNX-b24	240	62%	57%	57%	60%	57%	54%	46%	63%	67%	57%	60%	57%	63%	62%	57%	57%	53%	57%	52%	
	LT 220 kV Kiman Ayllu - Conococha	LNX-025	180	48%	47%	40%	48%	41%	42%	34%	48%	61%	42%	48%	37%	49%	46%	55%	42%	42%	41%	43%	
	LT 220 kV Kiman Ayllu - Conococha	LNX-026	180	48%	47%	40%	48%	41%	42%	34%	48%	61%	42%	48%	37%	49%	46%	55%	42%	42%	41%	43%	
LT 220 kV Conococha - Paramonga	LNX-033	191	23%	49%	27%	45%	25%	70%	39%	25%	36%	27%	45%	29%	33%	22%	51%	27%	49%	25%	55%		

Tabla 5.2 Área Cajamarca, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación.

### AREA ANCASH, HUANUCO Y UCAYALI

- No se observan sobrecargas en el Área Ancash, Huánuco y Ucayali.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada								Desarrollo en el Centro								Desarrollo en el Norte y Sur							
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C					
				6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H				
Área Ancash-Huánuco-Ucayali	LT 220 kV Paragsha - Conococha	LNX-027	180	55%	54%	48%	54%	49%	48%	40%	52%	63%	48%	54%	47%	58%	55%	54%	48%	45%	49%	49%					
	LT 220 kV Vizcarra - Conococha	LNX-032	250	41%	50%	32%	51%	30%	68%	32%	37%	61%	32%	51%	32%	49%	41%	59%	32%	50%	30%	51%					
	LT 220 kV Paragsha - Vizcarra	LNE-090	250	31%	29%	30%	30%	30%	28%	22%	32%	31%	30%	30%	30%	31%	31%	30%	30%	28%	30%	30%					
	LT 138 kV Huanuco - Tingo Maria	LNE-064	45	37%	81%	37%	81%	36%	81%	40%	37%	81%	37%	81%	59%	79%	37%	39%	37%	39%	36%	38%					
	LT 220 kV Aguaytía - Tingo Maria	LNE-044	191	41%	41%	41%	41%	52%	52%	33%	41%	41%	41%	41%	52%	52%	41%	41%	41%	41%	52%	52%					
	TR 220/1 kV Aguaytía	TNE-016	120	66%	66%	66%	66%	82%	82%	52%	66%	66%	66%	66%	82%	82%	66%	66%	66%	66%	82%	82%					
	LT 138 kV Aguaytía - Pucallpa	LNE-138	80	47%	47%	47%	47%	59%	59%	37%	47%	47%	47%	47%	59%	59%	47%	47%	47%	47%	59%	59%					
	LT 138 kV Aguaytía - Pucallpa	LNE-094	80	47%	47%	47%	47%	59%	59%	37%	47%	47%	47%	47%	59%	59%	47%	47%	47%	47%	59%	59%					
	LT 220 kV Aguaytía - Pucallpa	LNX-142	450	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%					
	LT 138 kV Paragsha - Huanuco	LNE-065	75	24%	28%	23%	29%	24%	31%	23%	23%	29%	23%	29%	29%	27%	24%	21%	23%	21%	24%	22%					
	LT 220 kV Conococha - Paramonga	LNX-033	191	23%	49%	27%	45%	25%	70%	39%	25%	36%	27%	45%	29%	33%	22%	51%	27%	49%	25%	55%					
	LT 220 kV Tingo Maria - Huanuco	LNE-a45	250	16%	52%	16%	52%	14%	51%	17%	16%	52%	16%	52%	17%	51%	16%	16%	16%	16%	14%	14%					
	LT 220 kV Huanuco - Vizcarra	LNE-b45	250	47%	51%	45%	51%	45%	41%	33%	47%	54%	45%	51%	46%	49%	47%	43%	45%	41%	45%	42%					
	LT 500 kV Huanuco - Yanango	LNX-115	1400	16%	20%	14%	20%	18%	25%	15%	16%	20%	14%	20%	17%	21%	16%	16%	14%	17%	18%	16%					
	TR 500/220 kV Huanuco	TNE-045	600	37%	48%	33%	47%	41%	58%	34%	38%	48%	33%	47%	39%	50%	37%	38%	33%	41%	41%	36%					
	LT 220/138 kV Huanuco	LNE-046	100	33%	27%	32%	30%	37%	38%	29%	32%	27%	32%	30%	30%	34%	32%	33%	32%	33%	37%	38%					
	LT 220 kV Chaglla - Huanuco	LNX-119	242	68%	95%	68%	95%	67%	94%	69%	68%	95%	68%	95%	69%	94%	68%	68%	68%	68%	67%	66%					
LT 220 kV Huanuco - Paragsha	LNX-120	242	22%	28%	21%	28%	24%	30%	19%	22%	25%	22%	28%	25%	25%	22%	19%	22%	18%	24%	21%						
LT 220 kV Chaglla - Huanuco	LNX-219	242	68%	95%	68%	95%	67%	94%	69%	68%	95%	68%	95%	69%	94%	68%	68%	68%	68%	67%	66%						
LT 220 kV Huanuco - Paragsha	LNX-220	242	22%	28%	21%	28%	24%	30%	19%	22%	25%	22%	28%	25%	25%	22%	19%	22%	18%	24%	21%						
LT 220 kV Tingo Maria - Chaglla	LNX-121	250	48%	31%	48%	38%	53%	49%	44%	48%	37%	48%	38%	49%	52%	48%	48%	48%	48%	53%	53%						
LT 220 kV Huanuco - Vizcarra	LNX-134	250	47%	51%	44%	50%	45%	40%	33%	46%	54%	44%	50%	46%	49%	47%	42%	44%	41%	45%	42%						

Tabla 5.3 Área Ancash – Huánuco - Ucayali, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación.

### AREA LIMA

- No se observan sobrecargas en el Área de Lima.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada								Desarrollo en el Centro								Desarrollo en el Norte y Sur							
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C					
				6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H	6T	6H				
Área Lima	LT 220 kV Huacho - Paramonga	LNX-01A	180	42%	35%	35%	35%	33%	24%	24%	45%	27%	35%	35%	32%	31%	42%	41%	35%	29%	33%	28%					
	LT 220 kV Huacho - Paramonga	LNE-009	180	42%	35%	35%	35%	33%	24%	24%	45%	27%	35%	35%	32%	31%	42%	41%	35%	29%	33%	28%					
	LT 220 kV Zapallal - Huacho	LNX-01B	180	46%	41%	42%	38%	45%	53%	44%	47%	45%	42%	38%	44%	74%	46%	41%	42%	45%	45%	47%					
	LT 220 kV Lomera - Huacho	LNX-003	180	36%	57%	43%	55%	41%	71%	59%	38%	62%	43%	55%	46%	94%	36%	57%	43%	62%	41%	65%					
	LT 220 kV Zapallal - Lomera	LNX-002	180	54%	46%	51%	46%	56%	43%	35%	55%	38%	51%	46%	54%	57%	54%	48%	51%	44%	56%	46%					
	LT 220 kV Planicie - Industriales	LNX-039	400	32%	31%	32%	31%	38%	38%	28%	32%	31%	32%	31%	38%	37%	32%	33%	32%	32%	38%	39%					
	LT 220 kV Planicie - Industriales	LNX-b39	400	32%	31%	32%	31%	38%	38%	28%	32%	31%	32%	31%	38%	37%	32%	33%	32%	32%	38%	39%					
	LT 220 kV Cajamarquilla - Sta Rosa	LNX-075	343	31%	52%	36%	50%	41%	61%	47%	31%	51%	36%	50%	41%	58%	31%	53%	36%	51%	41%	60%					
	LT 220 kV Cajamarquilla - Sta Rosa	LNX-076	343	31%	52%	36%	50%	41%	61%	47%	31%	51%	36%	50%	41%	58%	31%	53%	36%	51%	41%	60%					
	LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarría	LNE-032	340	51%	57%	51%	56%	60%	67%	49%	52%	57%	51%	56%	60%	64%	51%	57%	51%	55%	60%	66%					
	LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarría	LNE-b33	340	55%	61%	55%	60%	64%	71%	53%	56%	61%	55%	60%	64%	68%	55%	61%	55%	59%	64%	70%					
	LT 500 kV Chilca - Carapongo	LNX-077	1400	39%	33%	37%	29%	41%	33%	17%	38%	29%	37%	29%	38%	34%	39%	35%	37%	32%	41%	36%					
	LT 500 kV Carapongo - Carabaylo	LNX-079	1400	51%	52%	46%	48%	50%	51%	40%	50%	57%	46%	48%	48%	53%	51%	54%	46%	48%	50%	53%					
	LT 500 kV Chilca - Planicie	LNX-106	1400	50%	45%	46%	40%	50%	45%	29%	47%	43%	46%	40%	48%	48%	50%	47%	46%	44%	50%	50%					
	LT 500 kV Planicie - Carabaylo	LNX-107	1400	33%	28%	30%	24%	31%	27%	15%	31%	25%	30%	24%	29%	28%	32%	30%	30%	27%	31%	29%					
	TR 500/220 kV Carapongo	TNE-038	600	30%	46%	32%	40%	47%	62%	44%	32%	41%	32%	40%	44%	51%	32%	50%	32%	44%	47%	61%					
	TR 500/220 kV Planicie	TNE-040	600	43%	42%	43%	42%	50%	50%	38%	43%	42%	43%	42%	50%	49%	43%	44%	43%	43%	50%	52%					

Tabla 5.4 Área Lima Metropolitana, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación.

### AREA SIERRA, COSTA - CENTRO

- No se observan sobrecargas importantes en el Área Sierra, Costa - Centro

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada						Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur							
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T
Área Sierra Costa - Centro	LT 220 kV Huayucachi - Huanza	LNE-113	152	60%	71%	61%	66%	62%	80%	69%	60%	66%	61%	66%	63%	69%	60%	82%	61%	70%	62%	89%	
	LT 220 kV Huanza - Carabayllo	LNE-114	250	67%	70%	67%	68%	69%	74%	69%	66%	68%	67%	68%	67%	69%	67%	76%	67%	70%	69%	79%	
	LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	LNE-037	250	46%	60%	56%	58%	52%	70%	60%	52%	59%	56%	58%	56%	64%	46%	66%	56%	59%	52%	72%	
	LT 220 kV Huancavelica - Independ	LNE-038	152	65%	88%	83%	86%	72%	102%	89%	77%	86%	83%	86%	83%	92%	65%	97%	83%	88%	72%	106%	
	LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	LNE-036	250	46%	60%	56%	58%	52%	70%	60%	52%	59%	56%	58%	56%	64%	46%	66%	56%	59%	52%	72%	
	LT 220 kV Huancavelica - Independ	LNE-368	152	65%	88%	83%	86%	72%	102%	89%	77%	86%	83%	86%	83%	92%	65%	97%	83%	88%	72%	106%	
	LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	LNE-041	152	91%	100%	82%	84%	92%	98%	83%	82%	88%	82%	84%	90%	92%	93%	106%	82%	100%	92%	105%	
	LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	LNE-039	152	73%	75%	72%	69%	78%	79%	77%	72%	68%	72%	69%	74%	71%	74%	87%	72%	76%	78%	96%	
	LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	LNE-040	152	73%	75%	72%	69%	78%	79%	77%	72%	68%	72%	69%	74%	71%	74%	87%	72%	76%	78%	96%	
	LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	LNE-034	152	75%	79%	74%	73%	80%	87%	82%	74%	71%	74%	73%	77%	75%	76%	93%	74%	80%	80%	103%	
	LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	LNE-035	152	75%	79%	74%	73%	80%	87%	82%	74%	71%	74%	73%	77%	75%	76%	93%	74%	80%	80%	103%	
	LT 220 kV Pomacocha - San Juan	LNE-025	250	28%	65%	51%	63%	36%	81%	60%	44%	66%	51%	63%	51%	75%	28%	67%	51%	63%	36%	78%	
	LT 220 kV Pomacocha - San Juan	LNE-026	250	28%	65%	51%	63%	36%	81%	60%	44%	66%	51%	63%	51%	75%	28%	67%	51%	63%	36%	78%	
	LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca	LNE-028	250	36%	50%	38%	46%	41%	62%	44%	36%	52%	38%	46%	42%	58%	36%	54%	38%	47%	41%	60%	
	LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca	LNE-029	250	36%	50%	38%	46%	41%	62%	44%	36%	52%	38%	46%	42%	58%	36%	54%	38%	47%	41%	60%	
	LT 220 kV Pomacocha - Pomacocha	LNE-027	250	35%	65%	57%	66%	37%	75%	60%	51%	72%	57%	66%	54%	75%	35%	58%	57%	57%	37%	64%	
	LT 220 kV Oroya - Pachachaca	LNE-043	250	61%	48%	61%	47%	56%	60%	40%	51%	53%	61%	47%	56%	61%	61%	44%	61%	46%	56%	44%	
	LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	LNE-088	250	37%	42%	34%	42%	35%	54%	36%	37%	47%	34%	42%	33%	54%	37%	38%	34%	41%	41%	50%	
	LT 220 kV Pomacocha - Carhuamayo	LNE-109	180	47%	64%	46%	63%	45%	79%	53%	48%	71%	46%	63%	44%	81%	47%	56%	46%	60%	45%	59%	
	LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	LNE-089	150	57%	48%	54%	49%	56%	46%	45%	59%	56%	54%	49%	53%	61%	57%	56%	54%	53%	56%	53%	
LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	LNX-028	150	56%	47%	53%	47%	55%	45%	43%	57%	54%	53%	47%	51%	59%	56%	54%	53%	51%	55%	51%		
LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	LNX-029	150	56%	47%	53%	47%	55%	45%	43%	57%	54%	53%	47%	51%	59%	56%	54%	53%	51%	55%	51%		
LT 500 kV Colcabamba - Yanango	LNX-088	1400	27%	25%	24%	20%	29%	27%	26%	23%	19%	24%	20%	24%	20%	27%	31%	24%	26%	29%	37%		
LT 500 kV Yanango - Carapongo	LNX-089	1400	38%	54%	39%	52%	39%	63%	42%	37%	60%	39%	52%	40%	63%	38%	51%	39%	46%	39%	57%		
LT 500 kV Huanuco - Yanango	LNX-115	1400	16%	20%	14%	20%	18%	25%	15%	16%	20%	14%	20%	17%	21%	16%	16%	14%	17%	18%	16%		
TR 500/220 kV Colcabamba	TNE-024	750	46%	46%	47%	45%	46%	47%	48%	46%	44%	47%	45%	45%	44%	46%	51%	47%	47%	46%	50%		
TR 500/220 kV Huanuco	TNE-045	600	37%	48%	33%	47%	41%	58%	34%	48%	33%	47%	39%	50%	47%	38%	33%	41%	41%	36%	61%		
LT 220 kV Carabayllo - Mirador	LNX-087	391	10%	10%	10%	10%	12%	12%	10%	10%	10%	10%	10%	12%	12%	10%	11%	10%	11%	12%	13%		

Tabla 5.5 Área Sierra Costa - Centro, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación.

### AREA CENTRO SUR

- No se observan sobrecargas importantes en el Área Centro - Sur.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada						Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur							
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Pes		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	(*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T
Área Centro - Sur	LT 220 kV Mantaro - Cotaruse	LNE-085	253	106%	84%	82%	83%	99%	63%	63%	88%	86%	82%	83%	78%	79%	106%	50%	82%	81%	99%	38%	
	LT 220 kV Mantaro - Cotaruse	LNE-086	253	106%	84%	82%	83%	99%	63%	63%	88%	86%	82%	83%	78%	79%	106%	50%	82%	81%	99%	38%	
	LT 220 kV Cotaruse - Socabaya	LNE-096	253	68%	50%	50%	50%	65%	43%	44%	50%	50%	50%	47%	47%	68%	57%	50%	49%	65%	48%		
	LT 220 kV Cotaruse - Socabaya	LNE-097	253	68%	50%	50%	50%	65%	43%	44%	50%	50%	50%	47%	47%	68%	57%	50%	49%	65%	48%		
	LT 220 kV Socabaya - Moquegua	LSE-026	150	45%	44%	35%	36%	45%	49%	27%	28%	28%	35%	36%	28%	29%	45%	59%	35%	52%	45%	56%	
	LT 220 kV Socabaya - Moquegua	LSE-b26	150	45%	44%	35%	36%	45%	49%	27%	28%	28%	35%	36%	28%	29%	45%	59%	35%	52%	45%	56%	
	TR 500/220 kV Colcabamba	TNE-024	750	46%	46%	47%	45%	46%	47%	48%	46%	44%	47%	45%	45%	44%	46%	51%	47%	47%	46%	50%	
	LT 500 kV Chilca - Independencia	LNX-42A	841	44%	56%	45%	49%	53%	81%	54%	37%	46%	45%	49%	48%	56%	44%	77%	45%	60%	53%	102%	
	LT 500 kV Poroma - Ocoña	LNX-43A	841	44%	41%	39%	38%	52%	58%	47%	33%	33%	39%	38%	42%	42%	44%	56%	39%	47%	52%	72%	
	LT 500 kV Ocoña - San Jose	LNX-43C	841	44%	41%	39%	38%	52%	58%	47%	33%	33%	39%	38%	42%	42%	44%	56%	39%	47%	52%	72%	
	LT 500 kV San Jose - Montalvo	LNX-43B	841	31%	17%	20%	21%	34%	15%	9%	20%	20%	20%	21%	19%	18%	31%	14%	20%	19%	34%	29%	
	TR 500/220 kV Chilca	TNE-022	600	37%	29%	31%	30%	35%	25%	29%	30%	31%	31%	30%	25%	28%	37%	28%	31%	29%	35%	24%	
	TR 500/220 kV Poroma	TNE-031	450	32%	37%	35%	36%	35%	45%	47%	32%	35%	35%	36%	36%	40%	33%	39%	35%	38%	35%	46%	
	TR 500/220 kV Montalvo	TNE-032	750	83%	78%	83%	82%	82%	68%	63%	80%	79%	83%	82%	78%	78%	82%	65%	83%	81%	82%	62%	
	LT 500 kV Colcabamba - Poroma	LNX-047	1400	24%	15%	11%	15%	22%	13%	9%	11%	17%	11%	15%	10%	17%	24%	9%	11%	12%	22%	12%	
	LT 500 kV Poroma - Yarabamba	LNX-069	1400	13%	19%	15%	14%	18%	31%	20%	11%	11%	15%	14%	16%	16%	13%	31%	15%	22%	18%	46%	
	LT 500 kV Yarabamba - Montalvo	LNX-081	1400	26%	20%	22%	22%	28%	23%	24%	21%	21%	22%	22%	23%	23%	26%	20%	22%	21%	28%	22%	
TR 500/220 kV Yarabamba	TNE-037	750	40%	32%	34%	35%	38%	19%	22%	37%	39%	34%	35%	35%	35%	40%	24%	34%	29%	38%	25%		

Tabla 5.6 Área Centro - Sur, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación.

**AREA PUNO**

- No se observan sobrecargas en el Área Puno.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada								Desarrollo en el Centro								Desarrollo en el Norte y Sur							
				Dem Opt N-S Dem Base				Dem Opt C-C Pes				Dem Opt N-S Dem Base				Dem Opt C-C Dem Base				Dem Opt N-S Dem Base				Dem Opt C-C			
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
Área Puno	LT 220 kV Puno - Moquegua	LSE-037	150	46%	36%	31%	29%	44%	25%	28%	50%	40%	31%	29%	35%	36%	46%	37%	31%	26%	44%	38%					
	LT 138 kV Juliaca - Puno	LSE-178	80	10%	9%	11%	10%	10%	16%	13%	9%	9%	11%	10%	10%	10%	20%	11%	11%	10%	20%	20%					
	LT 220 kV Juliaca - Puno	PPT-098	450	6%	4%	4%	3%	6%	10%	6%	7%	5%	4%	3%	4%	4%	6%	14%	4%	4%	6%	14%					
	LT 138 kV Azangaro - Juliaca	LSE-016	90	37%	39%	37%	37%	36%	44%	39%	38%	38%	37%	37%	36%	36%	37%	51%	37%	38%	36%	49%					
	LT 220 kV Azangaro - Juliaca	PPT-096	450	6%	7%	7%	7%	6%	13%	8%	6%	6%	7%	7%	6%	6%	6%	16%	7%	7%	6%	15%					
	LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	LSE-014	90	22%	25%	25%	26%	24%	21%	24%	25%	25%	26%	26%	26%	22%	20%	25%	25%	24%	18%	18%					
	LT 138 kV Ayaviri - Azangaro	LSE-015	90	24%	26%	27%	27%	26%	23%	26%	27%	27%	27%	28%	28%	24%	16%	27%	27%	26%	18%	18%					
	LT 220 kV Tintaya - Azangaro	PPT-097	450	8%	9%	10%	10%	9%	9%	10%	10%	9%	10%	10%	10%	8%	13%	10%	10%	9%	12%	12%					
	TR 220/138 kV Puno	TSE-004	120	36%	33%	29%	28%	33%	27%	27%	37%	33%	29%	28%	30%	31%	36%	29%	29%	28%	33%	25%					
	TR 220/138 kV Tintaya	TSE-030	125	23%	22%	23%	23%	23%	23%	20%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	25%	23%	23%	23%	24%	24%					
	TR 220/138 kV Abancay	TSE-031	120	55%	54%	49%	50%	49%	43%	47%	58%	56%	49%	50%	49%	49%	55%	49%	48%	49%	47%	47%					
	TR 220/138 kV Juliaca	TSE-034	100	39%	35%	32%	31%	37%	30%	31%	41%	36%	32%	31%	32%	34%	39%	34%	32%	30%	37%	29%					

Tabla 5.7 Área Sur - Este, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con lista priorizada de generación.

**AREA MACHUPICCHU**

- No se observan sobrecargas en el Área Machupicchu.
- Se considera la apertura de la línea Machupichu – Cachimayo 138 kV debido al ingreso de la línea Suriray – Quencoro – Onocora – Tintaya 220 kV.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada								Desarrollo en el Centro								Desarrollo en el Norte y Sur							
				Dem Opt N-S Dem Base				Dem Opt C-C Pes				Dem Opt N-S Dem Base				Dem Opt C-C Dem Base				Dem Opt N-S Dem Base				Dem Opt C-C			
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
Área Machu Picchu	LT 138 kV Callalli - Tintaya	LSE-008	110	14%	19%	16%	16%	15%	18%	11%	17%	17%	16%	16%	16%	14%	26%	16%	18%	15%	27%	27%					
	LT 138 kV Azangaro - San Gaban	LSE-039	120	47%	47%	48%	48%	48%	48%	48%	47%	47%	48%	48%	48%	47%	47%	48%	48%	48%	48%	48%					
	LT 138 kV Azangaro - San Rafael	LSE-040	120	36%	36%	37%	37%	37%	37%	37%	36%	36%	37%	37%	37%	36%	36%	37%	37%	37%	37%	37%					
	LT 138 kV San Rafael - San Gaban	LSE-041	120	56%	56%	57%	57%	57%	57%	57%	56%	56%	57%	57%	57%	56%	56%	57%	57%	57%	57%	57%					
	LT 138 kV Tintaya - Combapata	LSE-009	84	15%	16%	12%	12%	14%	17%	8%	14%	14%	12%	12%	13%	13%	15%	16%	12%	14%	14%	15%					
	LT 138 kV Combapata - Quencoro	LSE-010	84	13%	9%	10%	10%	12%	7%	11%	10%	10%	10%	9%	9%	13%	23%	10%	10%	12%	21%	21%					
	LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	LSE-011	72	64%	65%	57%	57%	59%	67%	51%	63%	63%	57%	57%	58%	57%	64%	68%	57%	60%	59%	64%					
	LT 138 kV Machupicchu - Suriray	LSE-045	250	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%	74%					
	LT 138 kV Cachimayo - Quencoro	LSE-034	84	15%	16%	15%	15%	17%	23%	13%	15%	14%	15%	15%	15%	16%	15%	19%	15%	16%	17%	20%					
	LT 138 kV Machupicchu - Cachimayo	LSE-035	93	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%					
	LT 138 kV Dolorespata - Cachimayo	LSE-012	93	20%	19%	17%	18%	16%	14%	17%	21%	21%	17%	18%	17%	17%	20%	21%	17%	16%	16%	17%					
	LT 220 kV Suriray - Abancay	LSE-046	250	61%	61%	62%	62%	63%	68%	54%	61%	61%	62%	62%	61%	62%	61%	109%	62%	62%	63%	111%					
	LT 220 kV Abancay - Cotaruse	LSE-047	250	19%	18%	15%	16%	15%	13%	19%	23%	20%	15%	16%	15%	16%	19%	45%	15%	14%	15%	50%					
	LT 220 kV Suriray - Cotaruse	LSE-048	250	19%	19%	20%	20%	22%	30%	29%	19%	18%	20%	20%	20%	21%	19%	65%	20%	21%	22%	69%					
	LT 220 kV Suriray - Quencoro	LSE-049	300	49%	47%	45%	45%	47%	32%	43%	48%	47%	45%	45%	45%	45%	49%	60%	45%	44%	47%	57%					
	LT 220 kV Quencoro - Onocora	LSE-050	300	33%	29%	29%	29%	32%	15%	29%	30%	30%	29%	29%	28%	28%	33%	40%	29%	29%	32%	37%					
	LT 220 kV Onocora - Tintaya	LSE-051	300	35%	32%	33%	33%	34%	55%	33%	34%	34%	33%	33%	33%	33%	33%	68%	33%	32%	34%	66%					
	LT 220 kV Onocora - Tintaya	LSE-b51	300	35%	32%	33%	33%	34%	55%	33%	34%	34%	33%	33%	33%	33%	33%	68%	33%	32%	34%	66%					
	LT 220 kV Tintaya - Socabaya	LSE-044	200	29%	32%	25%	25%	25%	19%	15%	31%	30%	25%	25%	25%	25%	29%	28%	25%	28%	25%	32%					
	LT 220 kV Tintaya - Socabaya	LSE-b44	200	29%	32%	25%	25%	25%	19%	15%	31%	30%	25%	25%	25%	25%	29%	28%	25%	28%	25%	32%					
	TR 220/138 kV Azangaro	TSE-033	100	45%	45%	46%	46%	46%	44%	47%	45%	45%	46%	46%	46%	46%	45%	43%	46%	46%	46%	45%					
	TR 220/138 kV Suriray	TSE-021	225	82%	82%	82%	82%	82%	82%	83%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%	82%					
TR 220/138 kV Quencoro	TSE-032	120	77%	77%	70%	70%	70%	79%	63%	76%	76%	70%	70%	70%	77%	88%	70%	71%	70%	82%	82%						
TR 220/138 kV Tintaya	TSE-030	125	23%	22%	23%	23%	23%	23%	20%	23%	23%	23%	23%	23%	23%	25%	23%	23%	23%	24%	24%						

Tabla 5.8 Área Machu Picchu, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

### AREA TACNA

- No se observan sobrecargas en el Área Tacna.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada						Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C Pes		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H (*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
Área Moquegua - Tacna	LT 220 kV Moquegua - Tacna	LSE-038	150	25%	23%	22%	20%	22%	21%	20%	25%	23%	22%	20%	22%	25%	23%	22%	20%	22%	
	LT 220 kV Moquegua - Tacna	LSE-B38	250	15%	14%	13%	12%	13%	13%	12%	15%	14%	13%	12%	13%	15%	14%	13%	12%	13%	
	TR 220/138 kV Moquegua	TSE-002	600	51%	49%	50%	49%	50%	49%	50%	52%	50%	50%	49%	50%	51%	49%	50%	49%	50%	
	LT 138 kV Moquegua - Toquepala	LSE-027	80	29%	29%	30%	30%	30%	30%	31%	29%	29%	30%	30%	30%	30%	29%	29%	30%	30%	
	LT 138 kV Ilo ELS - SPCC	LSE-019	95	29%	29%	30%	30%	30%	30%	30%	29%	29%	30%	30%	30%	30%	29%	29%	30%	30%	
	LT 138 kV Moquegua - SPCC	LSE-023	130	23%	23%	22%	22%	22%	22%	22%	23%	23%	22%	22%	22%	23%	23%	22%	22%	22%	
	LT 138 kV Moquegua - Botiflaca	LSE-28A	196	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	43%	
	LT 138 kV Moquegua - Botiflaca	LSE-28B	160	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%	55%		
	LT 138 kV Mill Site - Botiflaca	LSE-030	60	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%	61%		
	LT 138 kV Toquepala - Aricota	LSE-020	84	28%	28%	29%	29%	29%	29%	30%	28%	28%	29%	29%	29%	28%	28%	29%	29%		
TR 220/66 kV Tacna	TSE-006	60	62%	57%	55%	50%	55%	52%	49%	62%	57%	55%	50%	55%	55%	62%	57%	55%	50%		

Tabla 5.9 Área Tacna, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

### AREA SUR MEDIO

- No se observan sobrecargas en el Área Surmedio.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Desarrollo según lista priorizada						Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
				Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C Pes		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S		Dem Base		Dem Opt C-C	
				.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H (*)	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H	.6T	.6H
Área Sur Medio	LT 220 kV Chilca REP - Asia	LNX-001	152	78%	74%	79%	81%	76%	70%	69%	77%	79%	79%	81%	77%	82%	78%	68%	79%	74%	
	LT 220 kV Asia - Cantera	LNX-004	152	74%	70%	75%	77%	71%	65%	63%	72%	75%	74%	77%	72%	77%	74%	64%	74%	70%	
	LT 220 kV Cantera - Independencia	LNX-007	152	70%	66%	71%	73%	66%	60%	57%	69%	71%	71%	73%	67%	73%	70%	60%	71%	66%	
	LT 220 kV Chilca REP - Desierto	LNX-013	152	87%	83%	87%	90%	84%	78%	75%	85%	88%	87%	90%	85%	91%	86%	76%	87%	82%	
	LT 220 kV Desierto - Chincha	LNX-004	152	71%	67%	72%	74%	69%	63%	60%	70%	72%	72%	74%	70%	75%	71%	61%	72%	67%	
	LT 220 kV Chincha - Independencia	LNX-098	152	42%	38%	43%	45%	36%	40%	30%	41%	43%	43%	45%	38%	43%	42%	40%	43%	38%	
	LT 220 kV Ica - Nazca	LNX-099	180	19%	34%	28%	31%	28%	51%	31%	21%	31%	28%	31%	29%	40%	23%	40%	28%		
	LT 220 kV Nazca - Marcona	LNX-100	180	28%	41%	35%	39%	37%	59%	37%	28%	38%	35%	39%	37%	49%	31%	47%	35%		

Tabla 5.10 Área Sur Medio, Sobrecargas al año 2022. Escenarios con priorización de generación en el Norte-Sur y el Centro.

En resumen, no se observan problemas de sobrecargas en el SEIN para el año 2022. Con estos resultados podría pensarse a priori que no se requieren proyectos de transmisión para el año 2022, sin embargo hasta ahora solo se han analizado congestiones, las cuales están asociadas directamente a los criterios de HDN y MFI. Para realizar un análisis más completo, se requiere analizar todos los atributos de la norma: VPCT y VPPD, junto con HDN y MFI, y separadamente el atributo N-1. En consecuencia, a continuación se realizará el análisis Trade-Off/Risk – Minimax para analizar planes para el año 2022 a partir del plan elegido para el año 2026.

 <b>COES</b> <b>SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### 5.3 Opciones y Planes de expansión

En base al plan de transmisión escogido para el 2026 (Plan A) se plantean cuatro planes: Plan A-A, Plan A-B, Plan A-C y Plan A-D que son adelantos del Plan A del 2026. Estos planes se muestran en las siguientes tablas y figuras.

#### Plan A-A

ÁREA	PLAN A-A	Costo (MM \$)
ÁREA NORTE	LT 500 kV Huanuco - Paramonga y SE 500 kV Paramonga	113.1
	LT 500 kV Huanuco - Tocache y SE 500 kV Tocache	117.6
	LT 500 kV Tocache - Celendin	133.6
	LT 500 kV Trujillo - Celendin, LT 220 kV Celendin - Cajamarca y SE 500/220 kV Celendin	124.6
ÁREA MANTARO	Ampliación SE Carapongo con Transformador de 500/220 kV	17.4
	SE 500/220 kV Independencia	29.7
LIMA	Repotenciación LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	1.1
	Total	<b>537.1</b>

Tabla 5.11 Listado de proyectos del Plan 2022 A-A y sus costos.



Figura 5.1 Plan de Vinculante 2022 A-A

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### Plan A-B

ÁREA	PLAN A-B	Costo (MM \$)
ÁREA NORTE	LT 500 kV Huanuco - Paramonga y SE 500 kV Paramonga	113.1
	LT 500 kV Trujillo - Celendin, LT 220 kV Celendin - Cajamarca y SE 500/220 kV Celendin	124.6
ÁREA MANTARO	SE 500/220 kV Independencia	29.7
LIMA	Repotenciación LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	1.1
	Total	<b>268.5</b>

Tabla 5.12 Listado de proyectos del Plan 2022 A-B y sus costos.





Figura 5.2 Plan Vinculante 2022 A-B.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### Plan A-C

ÁREA	PLAN A-C	Costo (MM \$)
ÁREA	SE 500/220 kV Independencia	29.7
MANTARO	Repotenciación LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	1.1
LIMA		
	Total	<b>30.8</b>

Tabla 5.13 Listado de proyectos del Plan 2022 A-C y sus costos.



Figura 5.3 Plan Vinculante 2022 A-C.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### **Plan A-D**

Dado que no se encontraron problemas de congestiones en el año 2022, existe la posibilidad de que mantener la transmisión prevista sea un plan valido, por lo que se plantea este plan que no tiene proyectos de transmisión.

ÁREA	PLAN A-D	Costo (MM \$)
ÁREA	Mantener las instalaciones previstas (sin nuevos proyectos)	
	Total	<b>0.0</b>

Tabla 5.14 Listado de proyectos del Plan 2022 A-D y sus costos.



Figura 5.4 Plan Vinculante 2022 A-D.

#### 5.4 Simulaciones y Cálculo de Atributos para Nudos

Para el cálculo de atributos se simularon 570 Nudos en MODPLAN para el año 2022. Estos Nudos son el resultado de la combinación de los futuros con los planes a evaluar.

En cuanto a futuros, se tienen 19 que son la combinación de demanda y oferta de generación, que se muestran en la Tabla 5.15 (Esta tabla es un extracto de las tres tablas: Tabla 3.13, Tabla 3.14 y Tabla 3.15 para el año 2022), 3 futuros de hidrología y 2 condiciones de transmisión<sup>12</sup>, lo que hace un total de 114 combinaciones.

Año	Codigo	Demanda (MW)				Oferta (MW)				Inyeccion (Hidro)		%		Generación por zona		
		Norte	Centro	Sur	SEIN	Hidro	Termica	Total	Norte	Centro	Sur	Oriente	Norte		Reserva	C.Termicas
2022	1AS	1812	5719	2757	10288	5903	6793	12696	1804	7322	3571	0	0	23%	54%	0
2022	1BS	1812	5719	2757	10288	6853	6485	13338	1928	7868	3543	0	0	30%	49%	0
2022	2AS	1769	5719	2459	9948	5851	6485	12336	1804	7322	3210	0	0	24%	53%	0
2022	2BS	1769	5719	2459	9948	6397	6485	12882	1804	7868	3210	0	0	29%	50%	0
2022	3BS	1769	6274	2459	10503	7237	6485	13722	2108	7868	3746	0	0	31%	47%	0
2022	4AS	1484	5150	2114	8748	5780	6485	12265	1804	7251	3210	0	0	40%	53%	0
2022	1AS	1812	5719	2757	10288	5903	6485	12388	1804	7322	3263	0	0	20%	52%	1
2022	1BS	1812	5719	2757	10288	6881	6485	13366	1804	8300	3263	0	0	30%	49%	1
2022	2AS	1769	5719	2459	9948	5851	6485	12336	1804	7322	3210	0	0	24%	53%	1
2022	2BS	1769	5719	2459	9948	6397	6485	12882	1804	7868	3210	0	0	29%	50%	1
2022	3AS	1769	6274	2459	10503	5903	7037	12940	1804	7874	3263	0	0	23%	54%	1
2022	3BS	1769	6274	2459	10503	7040	6485	13525	1804	8459	3263	0	0	29%	48%	1
2022	1AS	1812	5719	2757	10288	5903	6793	12696	1804	7322	3571	0	0	23%	54%	2
2022	1BS	1812	5719	2757	10288	6958	6485	13444	2108	7322	4014	0	0	31%	48%	2
2022	2AS	1769	5719	2459	9948	5851	6485	12336	1804	7322	3210	0	0	24%	53%	2
2022	2BS	1769	5719	2459	9948	6435	6485	12920	2108	7322	3490	0	0	30%	50%	2
2022	3AS	1769	6274	2459	10503	5903	6793	12696	1804	7322	3571	0	0	21%	54%	2
2022	3BS	1769	6274	2459	10503	7173	6485	13658	2108	7322	4229	0	0	30%	47%	2

Tabla 5.15 Futuros de oferta (Nudos), Año 2022.

El resultado anterior se combina con los cinco planes propuestos en el numeral anterior: el Plan Base (sin implementar ningún proyecto), el Plan A-A, el Plan A-B, el Plan A-C y el Plan A-D, con lo cual se llegan a los 570 Nudos indicados anteriormente.

El cálculo de atributos se realiza de manera similar que para el año 2026. Asimismo, se aplican los mismos factores referidos a los futuros de combustibles y costos de inversión, con lo que el número de escenarios se multiplica por 9, es decir, se tendrán 5130 escenarios extremos o “Nudos” para el año 2022.

A continuación se presenta una muestra de los resultados del cálculo de atributos:

<sup>12</sup> Una considerando los límites de transmisión y otra sin considerar los límites de transmisión.

Caso	HDN h/A/M\$	MFI kWh/A/\$	VPCT M\$/A	CMG_NOR \$/MWh	CMG_CEN \$/MWh	CMG_SUR \$/MWh	CAPITAL M\$	DEM_TOT MW
1asB75S0mm	199	5	1003	23	23	436	269	77134
1asB95S0mm	215	5	1049	24	24	436	269	77134
1asB99S0mm	182	5	958	23	23	436	269	77134
1bsB75S0mm	83	2	744	23	23	436	269	77135
1bsB95S0mm	123	3	792	23	23	436	269	77135
1bsB99S0mm	48	1	687	23	23	435	269	77135
2asB75S0mm	141	3	842	23	23	461	269	74695
2asB95S0mm	157	4	888	24	24	461	269	74695
2asB99S0mm	124	3	797	23	23	461	269	74695
2bsB75S0mm	94	2	762	23	23	461	269	74696
2bsB95S0mm	126	3	815	23	23	461	269	74696
2bsB99S0mm	69	1	720	23	23	461	269	74696
3asB75S0mm	189	6	1037	24	24	461	269	78874
3asB95S0mm	193	6	1084	24	24	461	269	78874
3asB99S0mm	188	6	993	24	24	461	269	78874
3bsB75S0mm	87	2	725	23	23	461	269	78875
3bsB95S0mm	117	3	775	23	23	461	269	78875
3bsB99S0mm	63	1	672	21	21	459	269	78875
4asB75S0mm	5	0	640	23	23	532	269	65838
4asB95S0mm	39	1	685	23	23	532	269	65838
4asB99S0mm	0	0	597	22	22	531	269	65838

Tabla 5.16 Muestra de Atributos para el año 2022, para el Plan B.

### 5.5 Definición de Escenarios Intermedios e Interpolación de sus Atributos

Luego de simular todos los Nudos en MODPLAN y calcular sus respectivos atributos se puede ampliar el número de escenarios sin la necesidad de realizar nuevas simulaciones con el modelo. Para ello se han definido 10700 futuros intermedios, y se ha usado el método matemático de interpolación de alto orden para obtener sus atributos a partir de los atributos de los Nudos ya simulados. Considerando 5 planes por el número de futuros anterior, resultan un total de 53500 escenarios interpolados para el año 2022.

Para definir los futuros intermedios de generación se consideraron zonas de demanda y zonas de generación similarmente al análisis del año 2026. En las siguientes figuras se muestran las proyecciones en dos coordenadas de todo el espacio multidimensional de las incertidumbres.

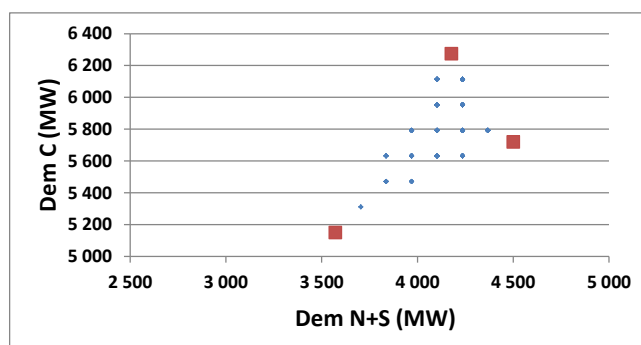


Figura 5.5 Demanda C vs Demanda NS, Año 2022.

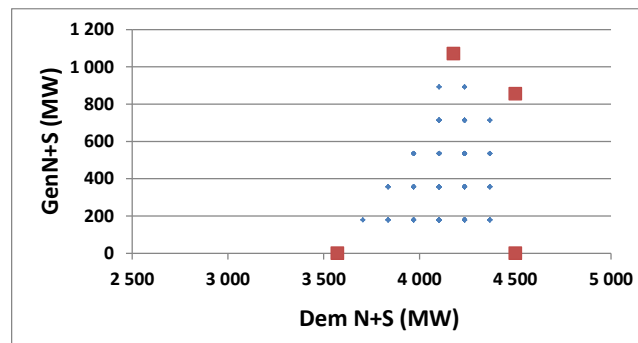


Figura 5.6 Generación NS vs Demanda NS, Año 2022.

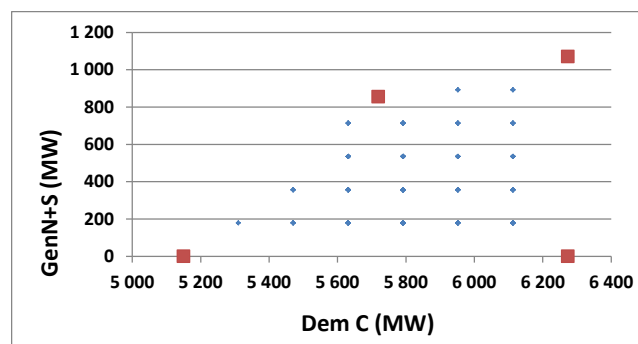


Figura 5.7 Generación NS vs Demanda C, Año 2022.

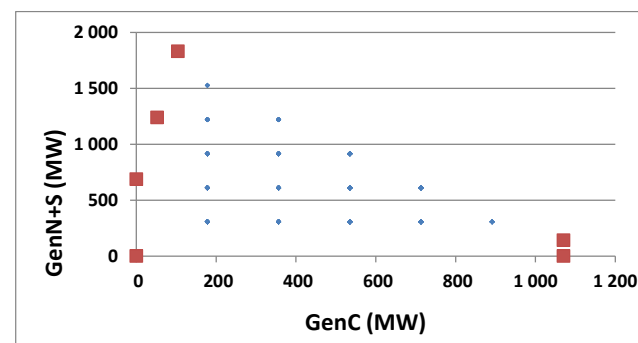


Figura 5.8 Generación NS vs Generación C, Año 2022.

## 5.6 Análisis Trade-off / Risk / MINIMAX

Para este análisis usamos los atributos de los escenarios simulados e interpolados. Los análisis se hacen agrupando HDN y MFI que son medidas de congestión, y el VPCT y VPPD que representan los costos.



### 5.6.1 Análisis de congestión y costos.

En la figura siguiente se grafican los atributos MFI vs HDN. Estos atributos representan las mejoras en congestión de cada Plan comparado con el Plan Base (en kWh u horas, según sea el caso), divididas entre la inversión de cada plan. Según la Norma, se recomienda que el HDN tiene que exceder los 100 h/M\$ y el MFI tiene que exceder los 15 kWh/\$ para que el plan esté justificado.

El objetivo de optimización es maximizar las mejoras de congestión tanto en horas (HDN) como en energía (MFI).

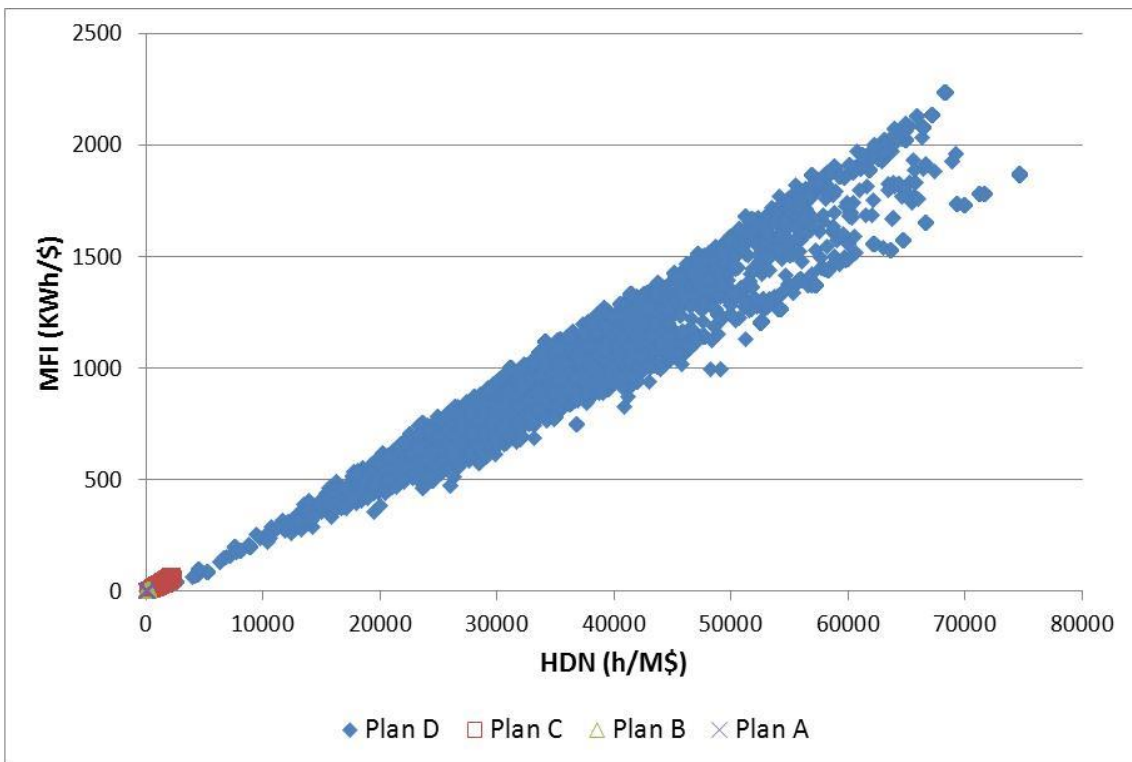


Figura 5.9 HDN y MFI para el año 2022.

El análisis Trade-off que tengan en cuenta estos dos atributos (HDN y MFI), junto con los de VPCT y VPPD nos llevará a elegir un plan con alta robustez, como se verá más adelante.

**5.6.2 Análisis de VPCT y VPPD**

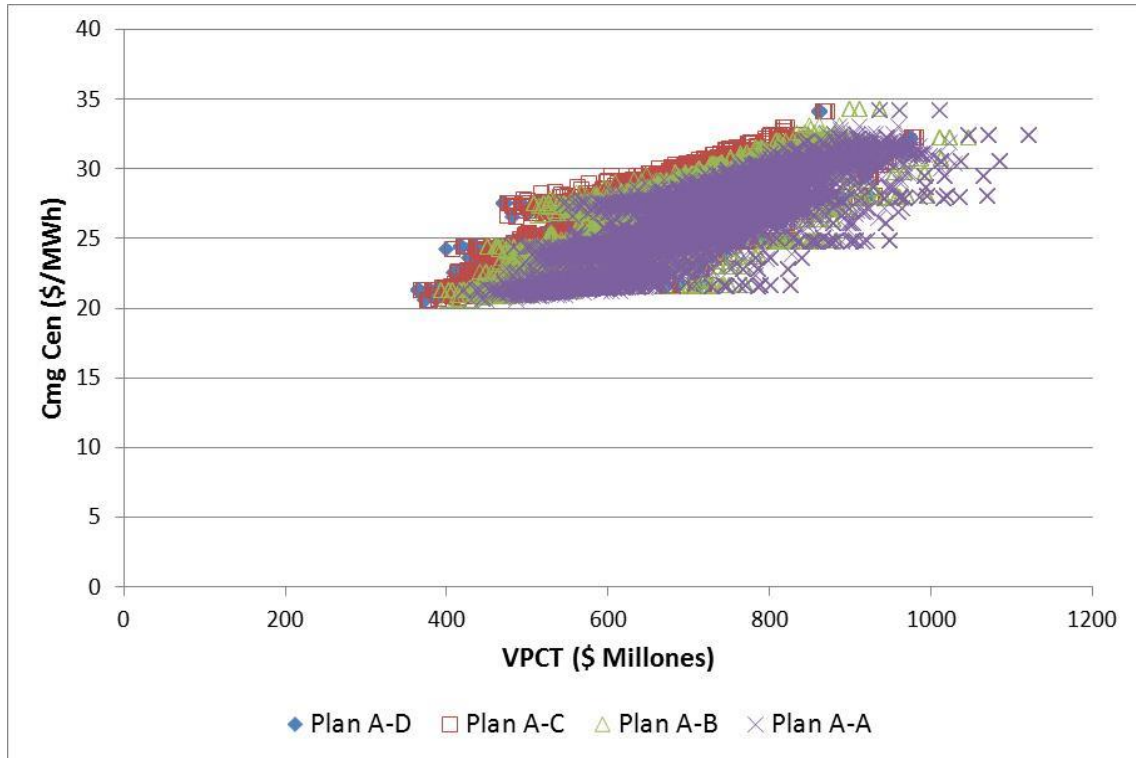


Figura 5.10 VPPD (Costo Marginal Centro) y VPCT, 2022.

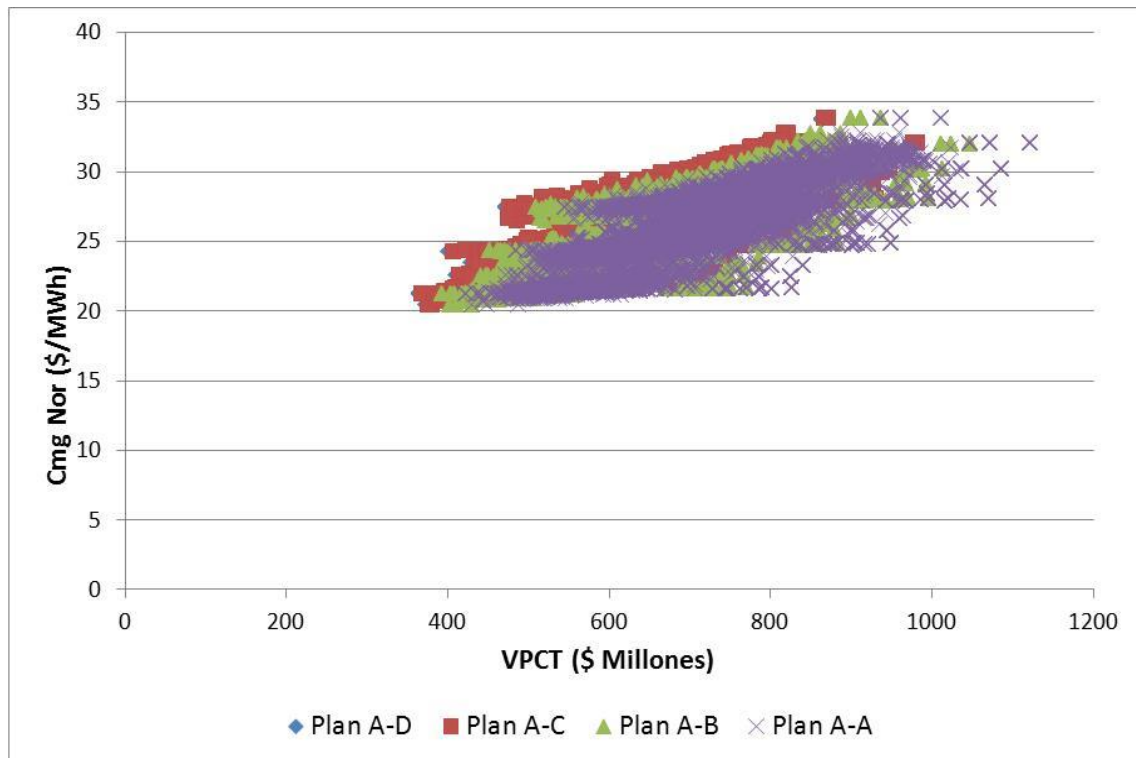


Figura 5.11 VPPD (Costo Marginal Norte) y VPCT, 2022.

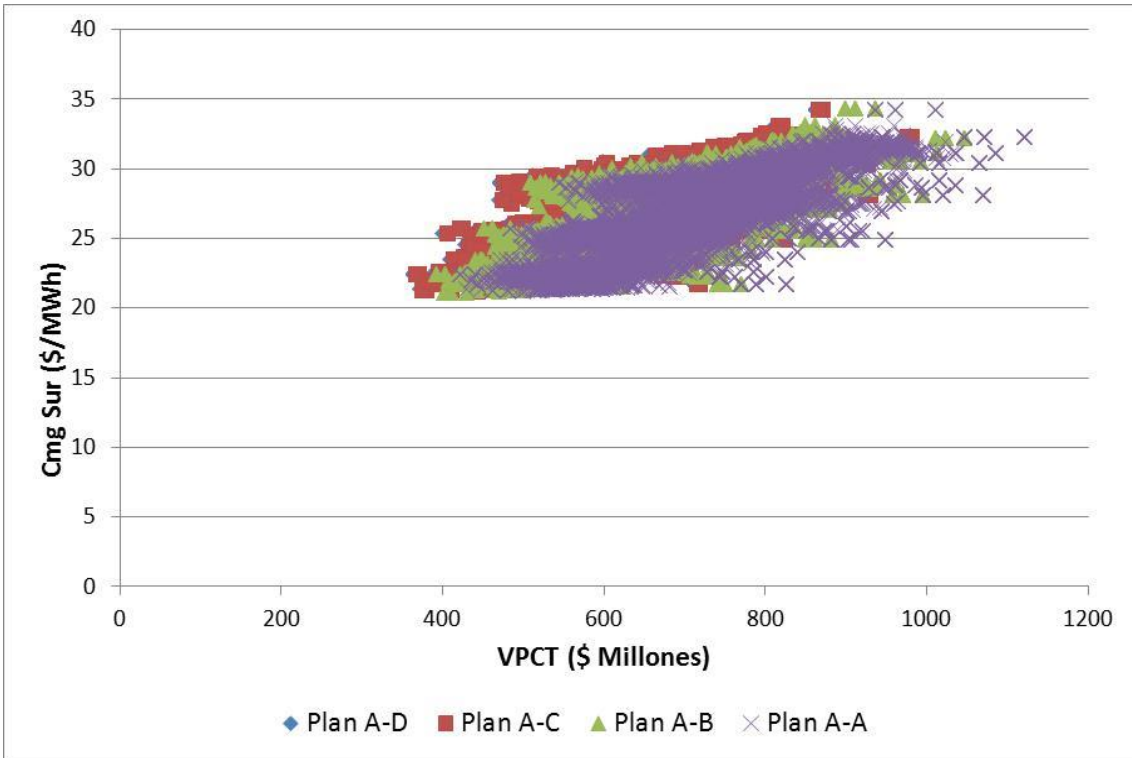


Figura 5.12 VPPD (Costo Marginal Sur) y VPCT, 2022.

**5.6.3 Análisis Trade-Off / Risk**

Usando el modulo TOA del software Trade-Off/ Risk calculamos la robustez de cada plan. En la siguiente tabla se muestran los resultados:

Plan	Robustez
Base	0%
PlanA-A	14%
PlanA-B	24%
PlanA-C	24%
PlanA-D	100%

Tabla 5.17 Robustez de cada Plan, 2022.

De la Tabla 5.17 observamos que el plan A-D es el que tiene mayor robustez, alcanzando un valor de 100%.

**5.6.4 Análisis MINIMAX 2022**

Este análisis busca minimizar el máximo arrepentimiento de ejecutar cada plan. La tabla siguiente, resultado del análisis realizado en el software TOR/MINIMAX, muestra el máximo arrepentimiento para cada plan en cada uno de los atributos estudiados.

PLAN	D_HDN h/A/M\$	D_MFI kWh/A/\$	VPCT M\$/A	CMg Nor \$/MWh	CMg Cen \$/MWh	CMg Sur \$/MWh
Plan A	74239	2238	148	1	1	3
Plan B	74102	2234	74	1	1	2
Plan C	71962	2169	9	1	1	2
Plan D	0	0	0	1	1	0

Tabla 5.18 Máximos Arrepentimientos, 2022.

En la Figura 5.13 se muestran los valores del cuadro anterior normalizados para un mejor análisis en conjunto. Los atributos han sido agrupados para facilitar su análisis.

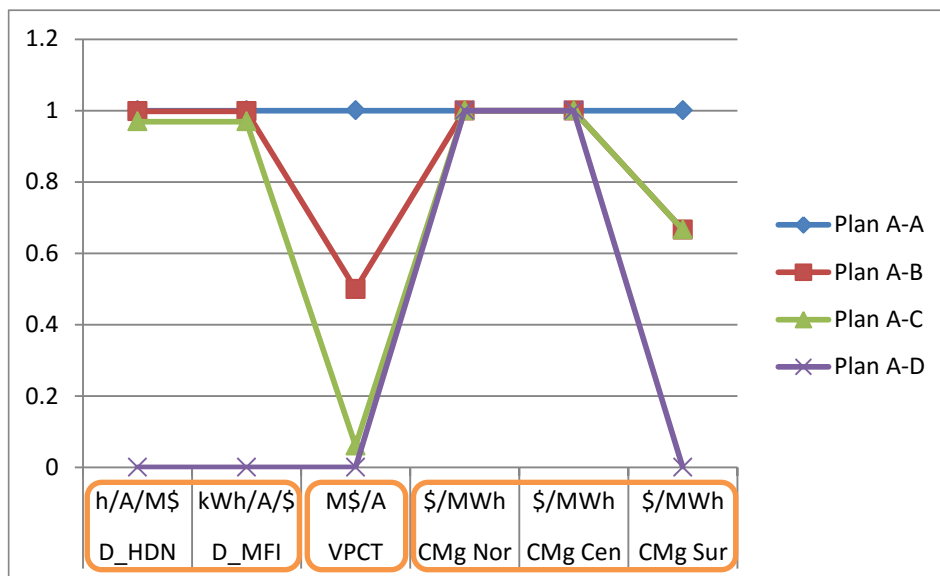


Figura 5.13 Análisis MINIMAX, 2020.

Se observa que para HDN y MFI el plan A-D es el que minimiza el máximo arrepentimiento, seguido del plan A-C, el plan A-B y por último el plan A-A.

Por VPCT el plan A-D es ligeramente mejor que el plan A-C, sigue el plan A-B y por último el plan A-A.

Por costos marginales el plan A-D es el que minimiza el máximo arrepentimiento, seguidos por el plan A-C, plan A-B y por último el plan A-A.

En resumen:

	1ro	2do
<b>Por HDN y MFI</b>	Plan A-D	Plan A-C
<b>Por VPCT</b>	Plan A-D	Plan A-C
<b>Por Cmg</b>	Plan A-D	Plan A-B, A-C
<b>Total</b>	Plan A-D	

Tabla 5.19 Resumen Análisis MINIMAX, 2020.

 <b>COES</b> <b>SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Se observa que el Plan A-D es el mejor en los atributos HDN & MFI, en VPCT y CMg, por lo tanto es el plan que minimiza el máximo arrepentimiento.

Considerando este análisis MINIMAX, así como el anterior análisis Trade-Off / Risk el mejor plan es el Plan A-D. A continuación se muestra en la Tabla 5.20 el plan elegido.

<b>Plan Elegido 2022</b>
Mantener las instalaciones previstas (sin nuevos proyectos)

Tabla 5.20 Plan elegido para el año 2022 por la metodología Trade-Off / Risk MINIMAX (Más adelante se incluirán proyectos por el criterio N-1 y por análisis eléctricos)

### 5.7 Análisis de confiabilidad N-1

Para el análisis N-1 de la Norma se plantearon los siguientes proyectos:

- LT Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo 500 kV
- LT La Niña – Piura 500 kV
- LT Pariñas – Tumbes 220 kV (2da terna)
- LT Tingo María - Aguaytía 220 kV (2da terna)
- LT Aguaytía – Pucallpa 220 kV

En la Tabla 5.21 se muestra las sumas de demanda y generación para cada zona asociada a la línea indicada, según los 15 futuros de generación - demanda analizados para el 2022.

Nombre	N-1 (MW)																		
	4AS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	1AS0	1BS0	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS1	1BS1	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	1AS2	1BS2
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	2136	2402	2402	2402	2526	2538	2662	2402	2402	2402	2402	2538	2538	2402	2526	2402	2526	2538	2662
LT La Niña-Piura 500 kV	949	986	986	986	986	1025	1025	986	986	986	986	1025	1025	986	986	986	986	1025	1025
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	77	82	82	82	82	84	84	82	82	82	82	84	84	82	82	82	82	84	84
LT Aguaytía - Pucallpa 220 kV	54	68	68	86	86	68	68	68	68	86	86	68	68	68	68	86	86	68	68
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	233	247	247	265	265	247	247	247	247	265	265	247	247	247	247	265	265	247	247

Tabla 5.21 Suma de Demanda y Oferta de las opciones de transmisión al 2022.

La Tabla 5.22 muestra el costo de inversión de cada proyecto y la Tabla 5.23 muestra la relación N-1/Costo (W/\$). En esta última se observa que las primeras dos opciones (LT Huánuco – Tocache – Celendin - Trujillo 500 kV y La Niña – Piura 500 kV) cumplen la condición de ser mayor a 3 W/\$ en todos los futuros.

 <p><b>COES SINAC</b> COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</p>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Nombre	Costo Capital M\$
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	354
LT La Niña-Piura 500 kV	97
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	27
LT Aguaytia - Pucallpa 220 kV	26
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	16

Tabla 5.22 Costo (M\$) de cada proyecto, 2022.

Nombre	N-1/Costo (W/\$)																		
	4AS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	1AS0	1BS0	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS1	1BS1	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	1AS2	1BS2
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	6	7	7	7	7	7	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	8
LT La Niña-Piura 500 kV	10	10	10	10	10	11	11	10	10	10	10	11	11	10	10	10	10	11	11
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
LT Aguaytia - Pucallpa 220 kV	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	14	15	15	16	16	15	15	15	15	16	16	15	15	15	15	16	16	15	15

Tabla 5.23 Beneficio N-1/Costo (W/\$), 2022.

En la Tabla 5.24 se muestran los límites TTC de cada área, mientras que en la Tabla 5.25 se muestran los flujos máximos que ingresan al área de análisis N-1.

Nombre	TTC	
	sin línea	con línea
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	1118	2118
LT La Niña-Piura 500 kV	176	1576
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	0	180
LT Aguaytia - Pucallpa 220 kV	0	78
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	0	187

Tabla 5.24 Capacidad en MW con y sin proyecto, 2022.

Nombre	Flujos Máximos (MW)																		
	4AS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	1AS0	1BS0	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS1	1BS1	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	1AS2	1BS2
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	828	1052	1064	1052	966	1184	1117	1052	1064	1048	1063	1184	1186	1052	986	1052	985	1186	1121
LT La Niña-Piura 500 kV	250	283	283	283	283	321	321	283	283	283	283	321	321	283	283	283	283	321	321
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59	59
LT Aguaytia - Pucallpa 220 kV	58	74	74	93	93	74	74	74	74	93	93	74	74	74	74	93	93	74	74
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	62	78	78	97	97	78	78	78	78	97	97	78	78	78	78	97	97	78	78

Tabla 5.25 TTC y Flujos Máximos en MW para cada Nudo, 2022.

En la Tabla 5.26 se analiza si los flujos máximos pueden ser transportados sin ninguna línea nueva en una condición N-1.

Nombre	¿N-1 sin línea nueva?																		
	4AS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	1AS0	1BS0	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS1	1BS1	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	1AS2	1BS2
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	SI	SI	SI	SI	SI	No	SI	SI	SI	SI	SI	No	No	SI	SI	SI	SI	No	No
LT La Niña-Piura 500 kV	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
LT Aguaytia - Pucallpa 220 kV	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No

Tabla 5.26 Tercer Criterio N-1, 2022.

En la Tabla 5.27 se analiza si los flujos máximos pueden ser transportados incluyendo la línea nueva planteada en una condición N-1.

 <b>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Nombre	¿N-1 con línea nueva?																		
	4AS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	1AS0	1BS0	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS1	1BS1	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	1AS2	1BS2
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
LT La Niña-Piura 500 kV	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Tintaya - Azangaro 220 kV	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
LT Aguaytia - Pucallpa 220 kV	SI	SI	SI	No	No	SI	SI	SI	SI	No	No	SI	SI	SI	SI	No	No	SI	SI
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Tabla 5.27 Cuarto Criterio N-1, 2022.

En la siguiente Tabla 5.28 se muestran los resultados del análisis N-1 para cada futuro.

Nombre	¿Satisface el criterio N-1?																		
	4AS0	2AS0	2BS0	3AS0	3BS0	1AS0	1BS0	2AS1	2BS1	3AS1	3BS1	1AS1	1BS1	2AS2	2BS2	3AS2	3BS2	1AS2	1BS2
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	No	No	No	No	No	SI	No	No	No	No	No	SI	SI	No	No	No	No	SI	SI
LT La Niña-Piura 500 kV	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	No	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI
LT Aguaytia - Pucallpa 220 kV	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No	No
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI	SI

Tabla 5.28 Resultado Análisis N-1, 2022.

Se observa que la LT La Niña - Piura 500 kV satisface las condiciones en todos los futuros, la segunda terna LT Pariñas – Tumbes 220 kV satisface la mayor parte de futuros excepto uno, la segunda terna LT Tingo María – Aguaytía 220 kV satisface todos los escenarios, por lo que se decide incluirlas en el Plan de Vinculante 2022. Las demás líneas no satisfacen los criterios o lo hacen en pocos futuros, por lo que no se incluyen en el Plan.

En resumen los proyectos justificados por N-1 para el 2022 se muestran en la Tabla 5.29.

Nombre
La Niña-Piura 500 kV
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)
LT Tingo María - Aguaytía (#2)

Tabla 5.29 Líneas justificadas por N-1, Año 2022.

## 5.8 Verificación del Desempeño Eléctrico del SEIN al año 2022

Los estudios eléctricos realizados en este capítulo tienen el objetivo de verificar el comportamiento eléctrico del SEIN con los proyectos previstos en el Plan Vinculante 2022, para un escenario medio o esperado. Este escenario ha sido escogido como uno de demanda promedio y oferta de generación mayoritariamente hidroeléctrica, debido a que un escenario de este tipo produce generalmente mayor estrés en las redes de transmisión. El Plan Vinculante comprende los proyectos sustentados por la

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

metodología Trade-Off / Risk MINIMAX (Tabla 5.20), los proyectos sustentados por confiabilidad N-1 (Tabla 5.29), además de los proyectos sustentados por requerimientos de seguridad, calidad y confiabilidad, que resultan de los estudios eléctricos.

Los estudios eléctricos de esta etapa sirven para verificar si las condiciones operativas del sistema se mantienen dentro de los rangos establecidos para la operación en estado estacionario en condiciones normales y en contingencias. Así mismo, se verifica que las corrientes de cortocircuito para fallas francas no superen las capacidades de las instalaciones de transmisión actuales ni las capacidades de los proyectos previstos en el periodo de estudio.

Se ha simulado el comportamiento eléctrico del sistema de transmisión proyectando las condiciones futuras a partir de las condiciones actuales.

Además, en el Anexo L se encuentran los resultados para el año 2022. En los siguientes numerales se muestra un resumen de los principales resultados para el año 2022.

### **5.8.1 Simulaciones en Estado Estacionario**

En este ítem se muestran las simulaciones al año 2022, año en el que se han incluido los proyectos del Plan Vinculante del presente PT así como de los Planes de Transmisión anteriores. Se han simulado los niveles de carga de máxima, media y mínima demanda de los periodos de avenida y estiaje. En las siguientes figuras se muestran los resultados de tensiones de mayor relevancia obtenidos de las simulaciones de flujo de potencia del año 2022.



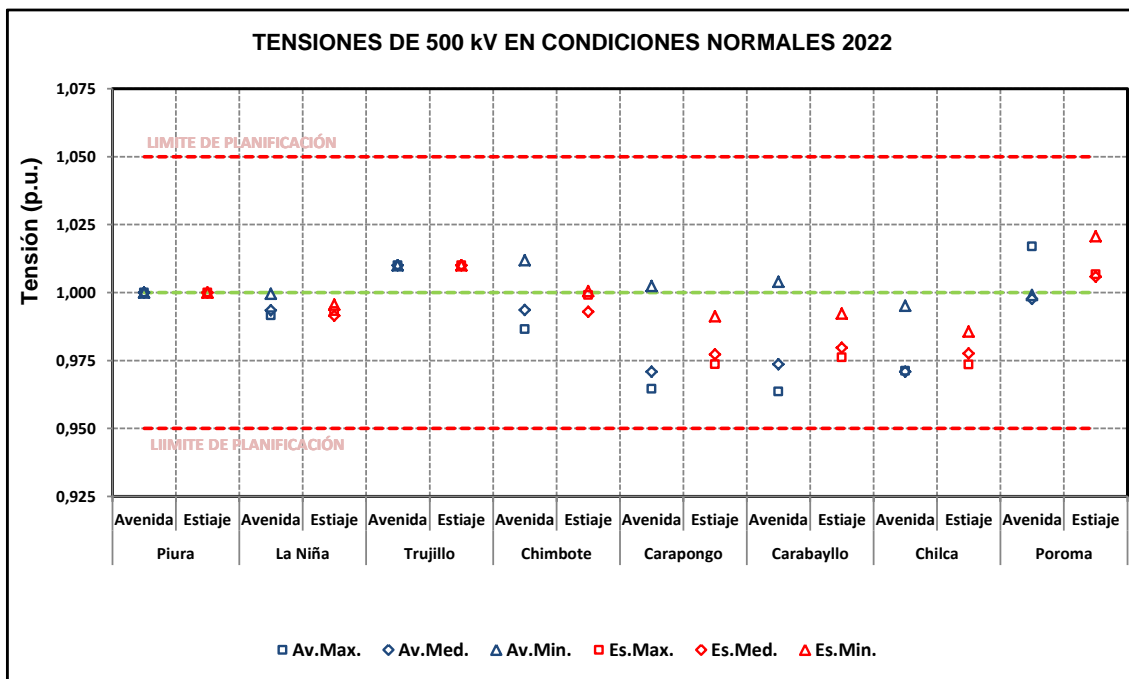


Figura 5.14 Tensiones en barras de 500 kV en p.u. (1 de 2).

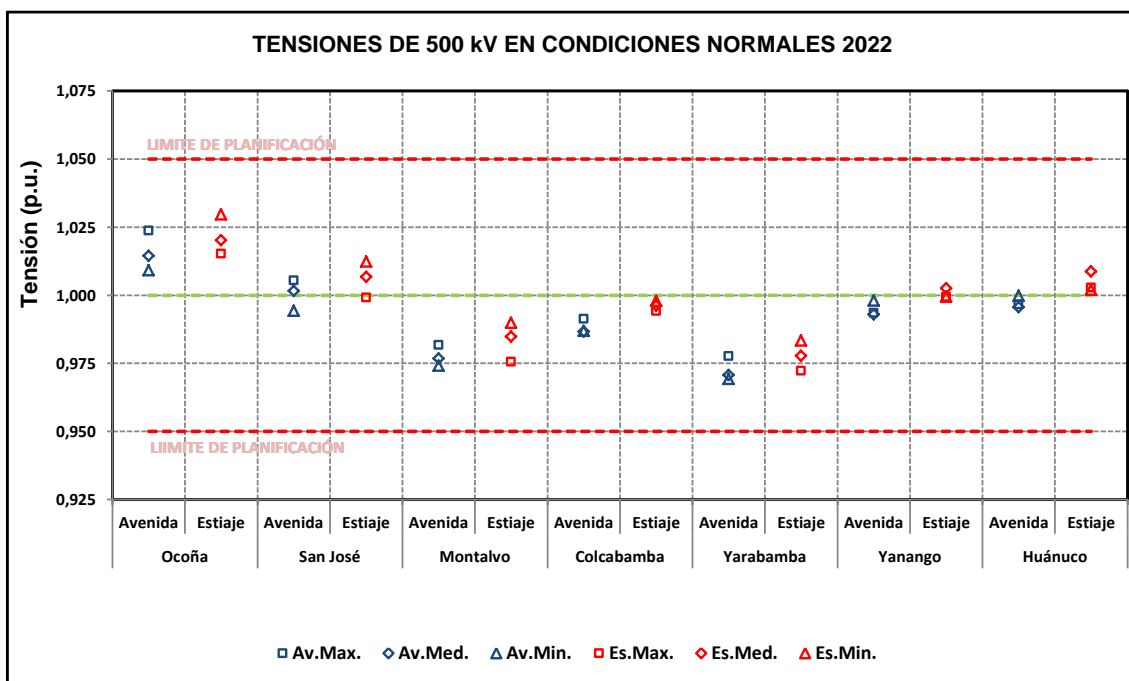


Figura 5.15 Tensiones en barras de 500 kV en p.u. (2 de 2)

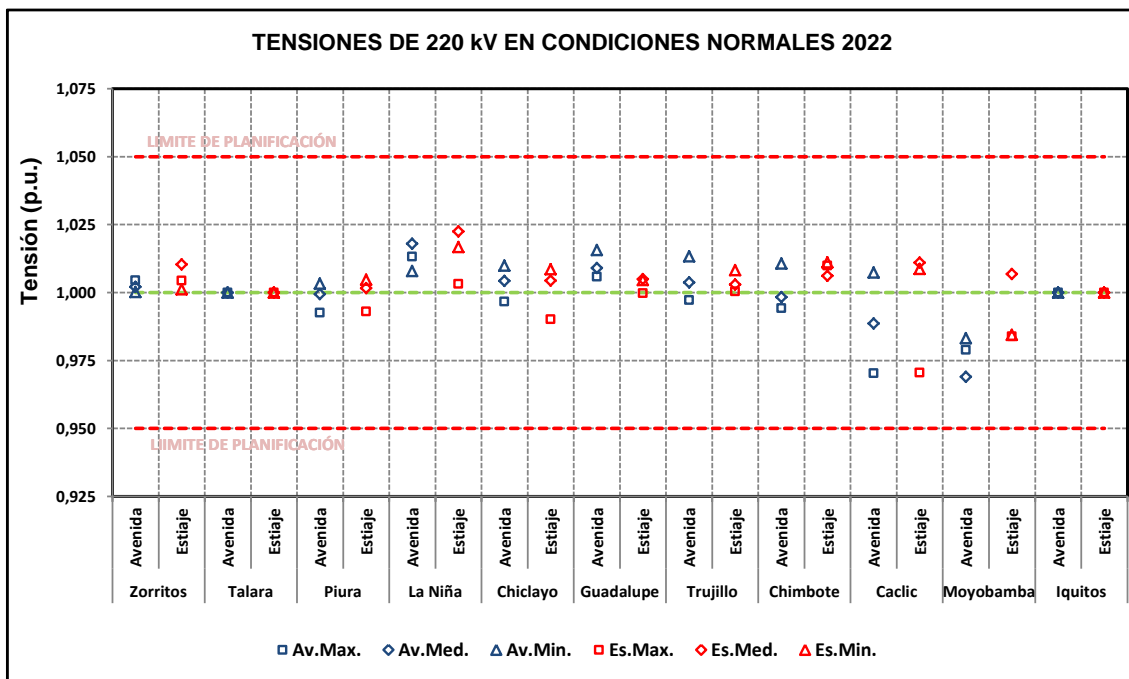


Figura 5.16 Tensiones en barras de 220 kV en p.u. (1 de 3)

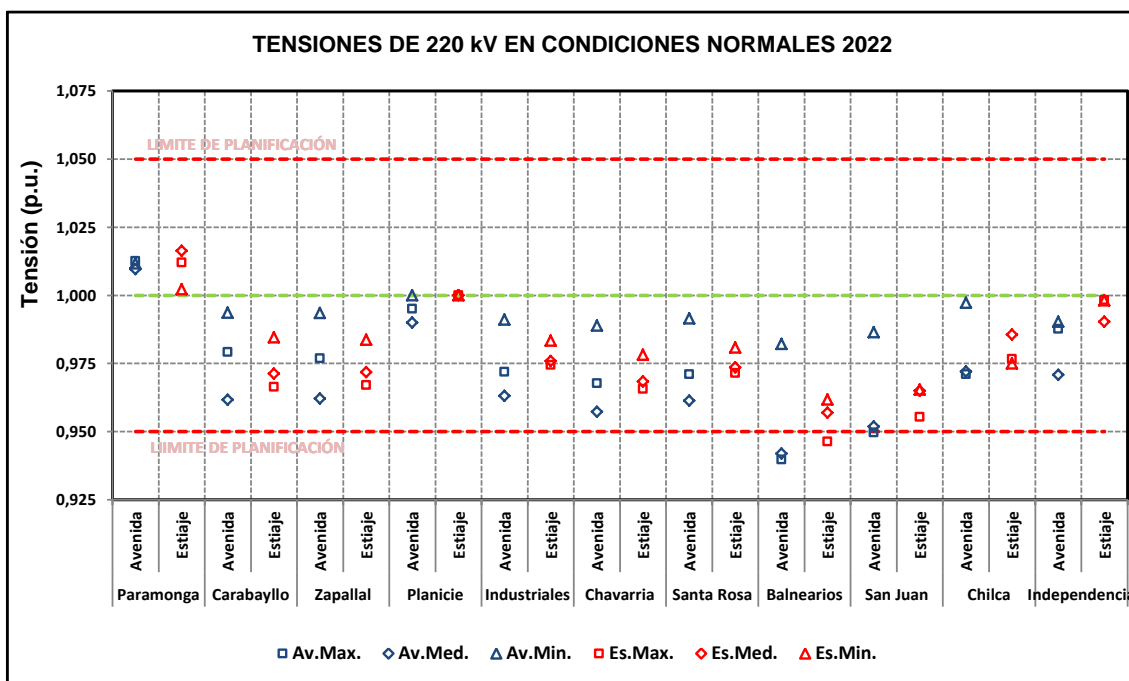


Figura 5.17 Tensiones en barras de 220 kV en p.u. (2 de 3)

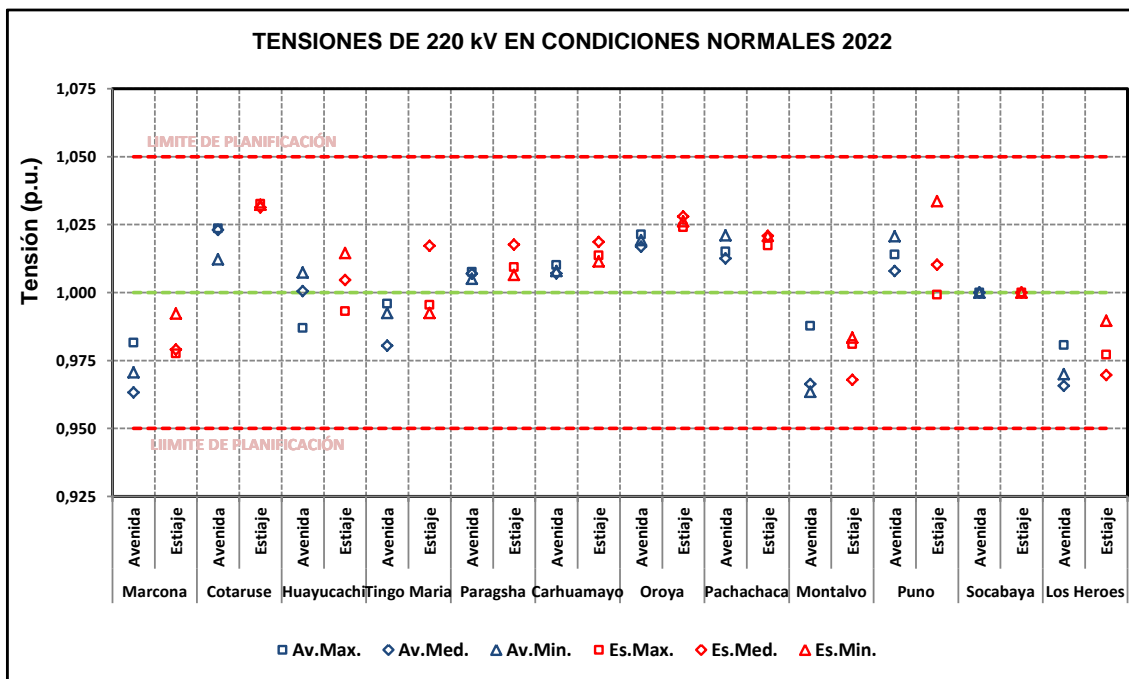


Figura 5.18 Tensiones en barras de 220 kV en p.u. (3 de 3)

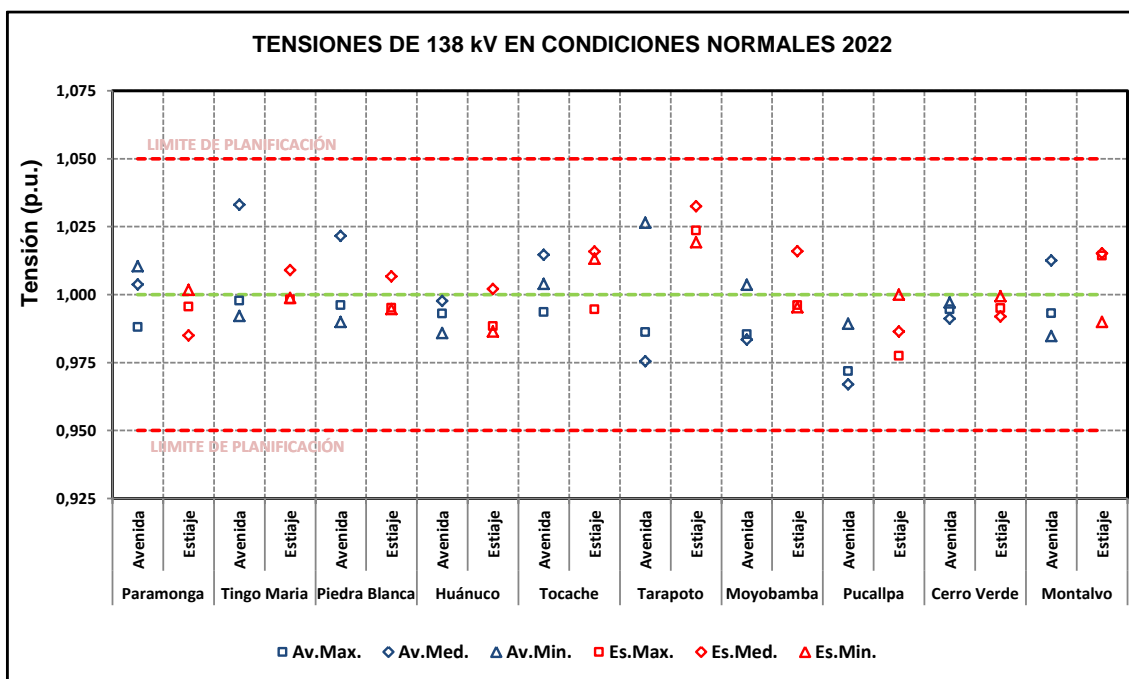


Figura 5.19 Tensiones en barras de 138 kV en p.u. (1 de 2)

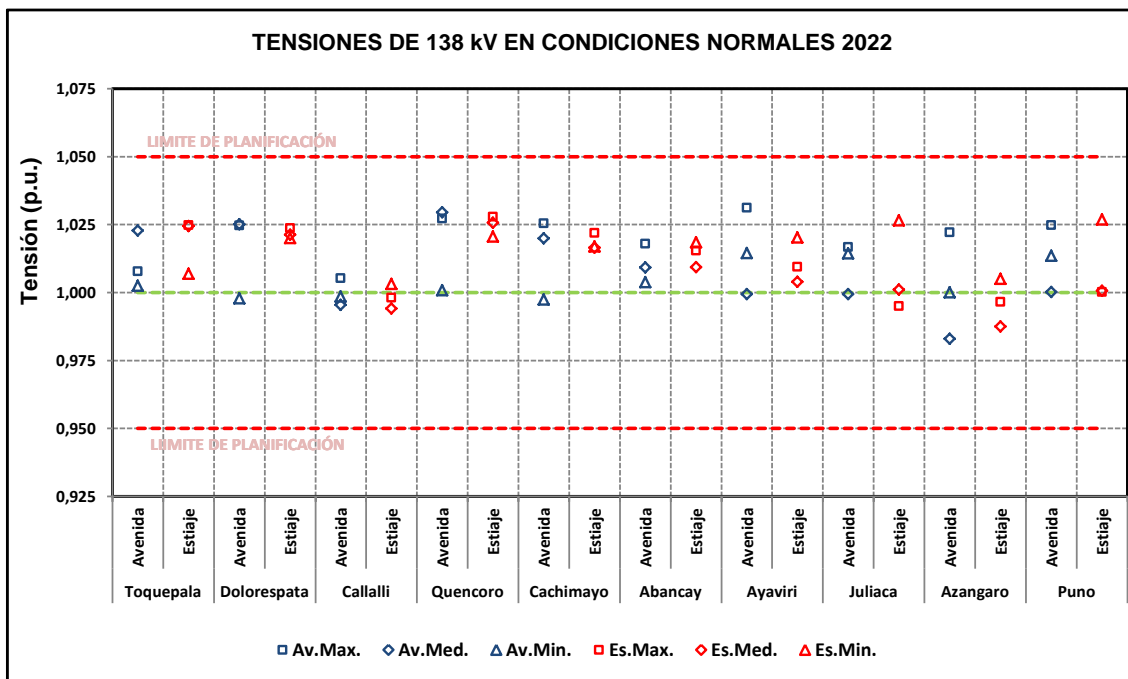


Figura 5.20 Tensiones en barras de 138 kV en p.u. (2 de 2)

A continuación resaltamos los resultados más importantes del comportamiento eléctrico en cuanto a las tensiones:

- Las tensiones en barras de 500 kV, 220 kV y 138 kV del área norte (desde Trujillo hasta Zorritos) se encuentran dentro de los límites de planificación.
- En el área de Lima, las tensiones nominales en las barras de 500 kV se encuentran dentro de los límites de planificación. La mayoría de barras de 220 kV se encuentran dentro de los límites de planificación, excepto en la S.E. Balnearios (0,94 p.u.). El EACR de la S.E. Planicie no consigue mantener tensiones en la barra de Balnearios 220 kV, a pesar de operar cerca de sus límites de reactivos. Esto denota un problema de regulación de tensión específico en el sistema Lima Sur, donde se observa también una tensión menor en la S.E. San Juan. Al respecto, las soluciones de soporte de tensión en el lado de carga serían de responsabilidad de los titulares de la subtransmisión en Lima, dado que los refuerzos propuestos en el área Lima logran atender los problemas de soporte de tensión en la transmisión.
- En el área Centro, las tensiones de las barras de 220 kV y 138 kV se encuentran dentro de los límites de planificación.
- En el área Oriente, las tensiones de la barra 138 kV de la S.E. Pucallpa se encuentran dentro de los límites de planificación. En este caso, la operación del

SVC de Pucallpa logra el soporte de tensión sobre sus valores de límites de reactivos (capacitivo) apoyado por un mayor cambio de tomas en los transformadores de la S.E. Aguaytía, lo que resulta en una operación sin margen de regulación en el caso de no este operando la CT Aguaytía.

- En el área Sur, las tensiones de las barras de 500 kV, 220 kV y 138 kV se encuentran dentro de los límites de planificación.

Las siguientes figuras muestran los resultados de flujos de potencia en líneas de transmisión para el año 2022. Los niveles de carga de las líneas se indican respecto a sus límites de transporte.

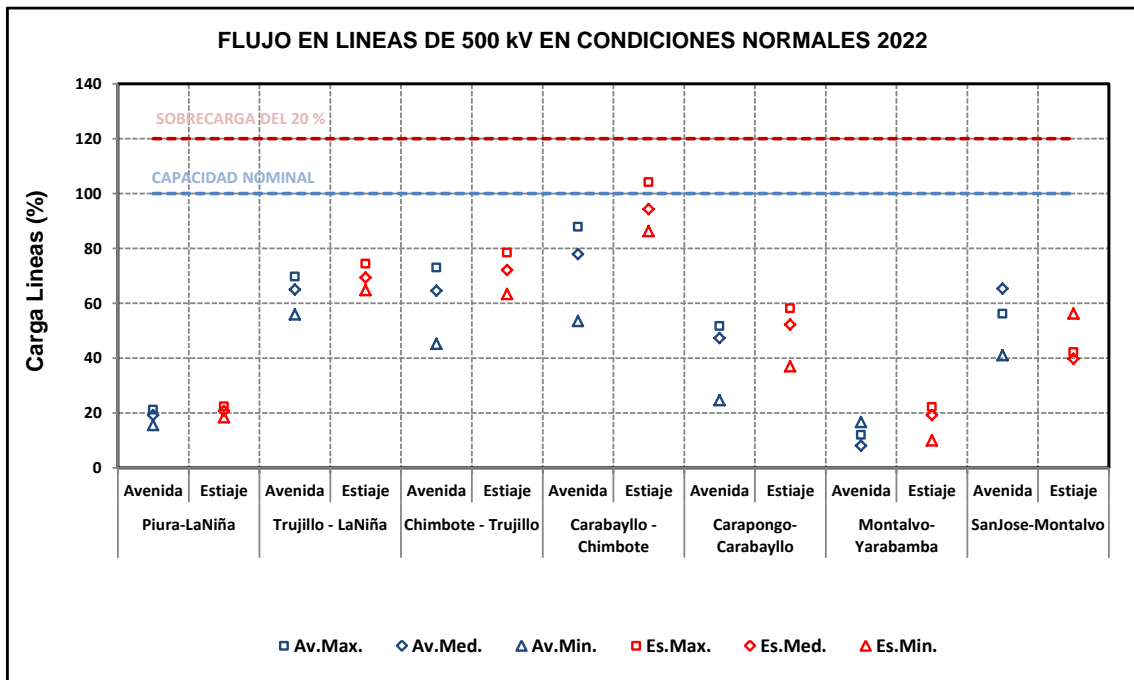


Figura 5.21 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV (1 de 2).

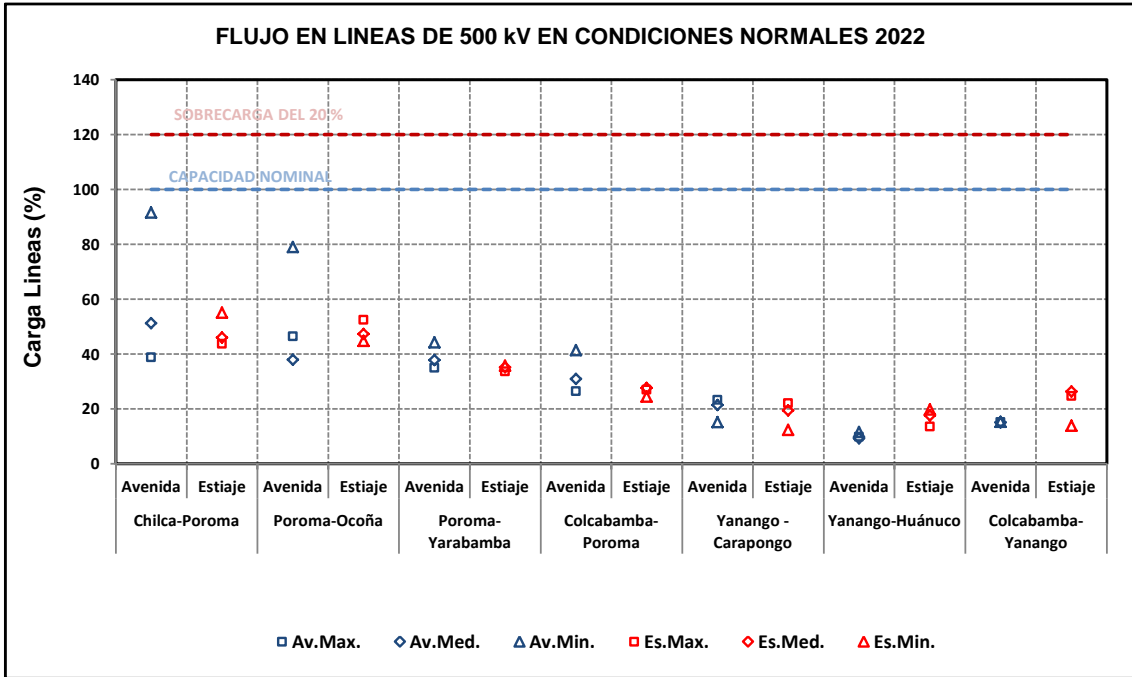


Figura 5.22 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV (2 de 2).

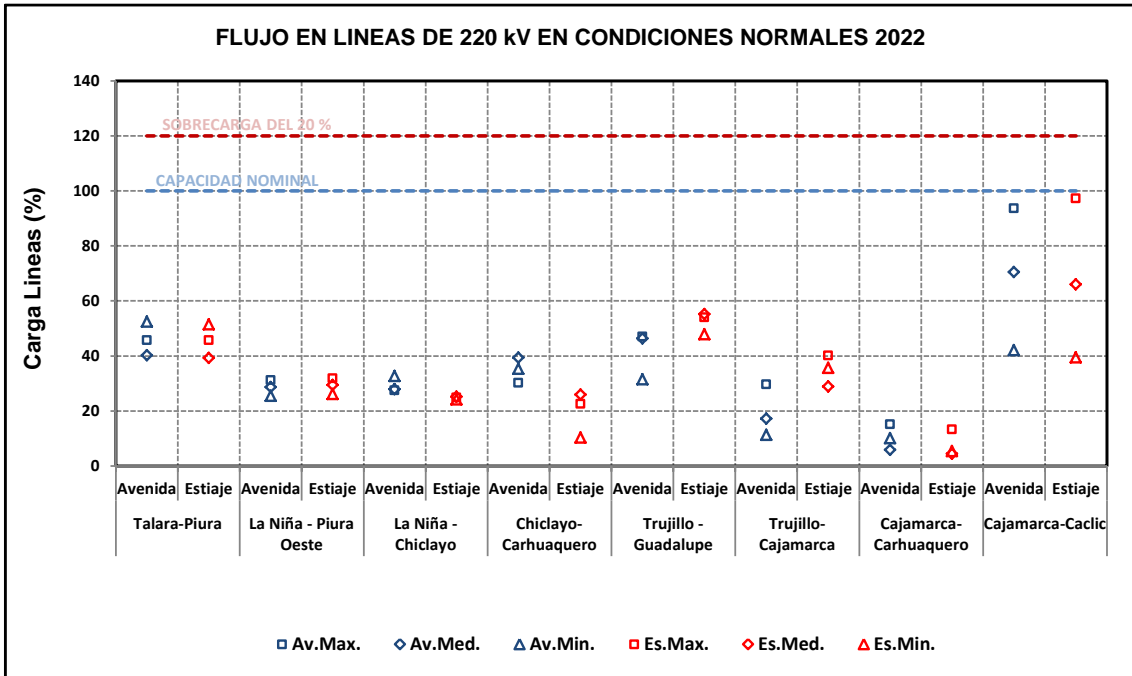


Figura 5.23 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (1 de 6).

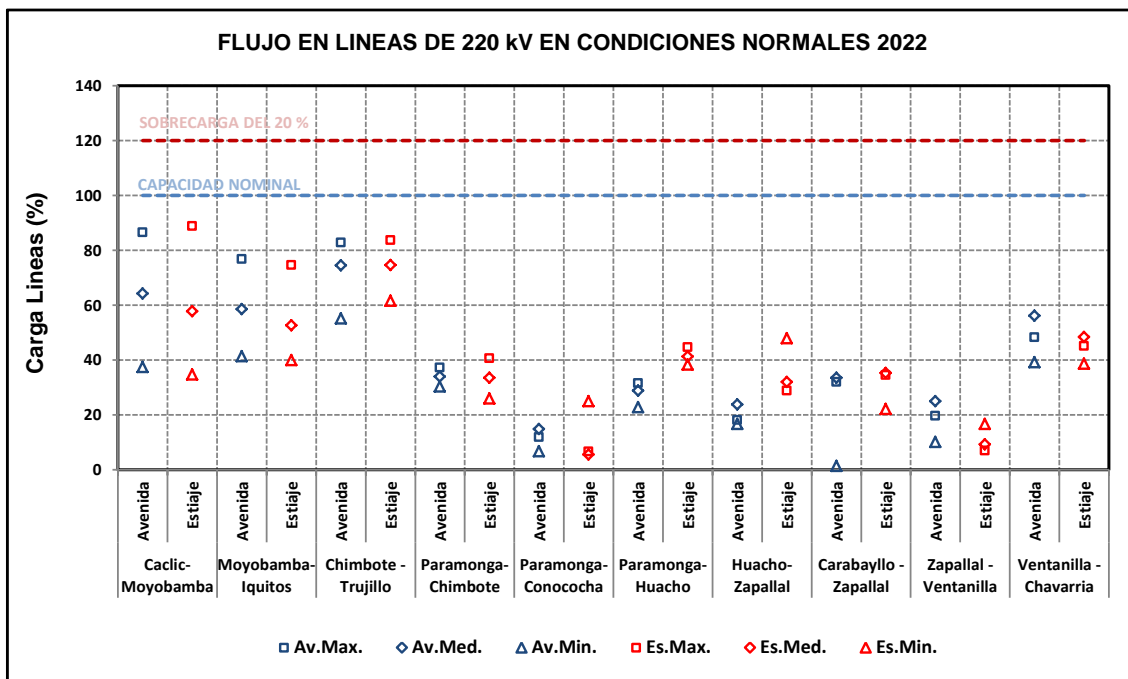


Figura 5.24 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (2 de 6).

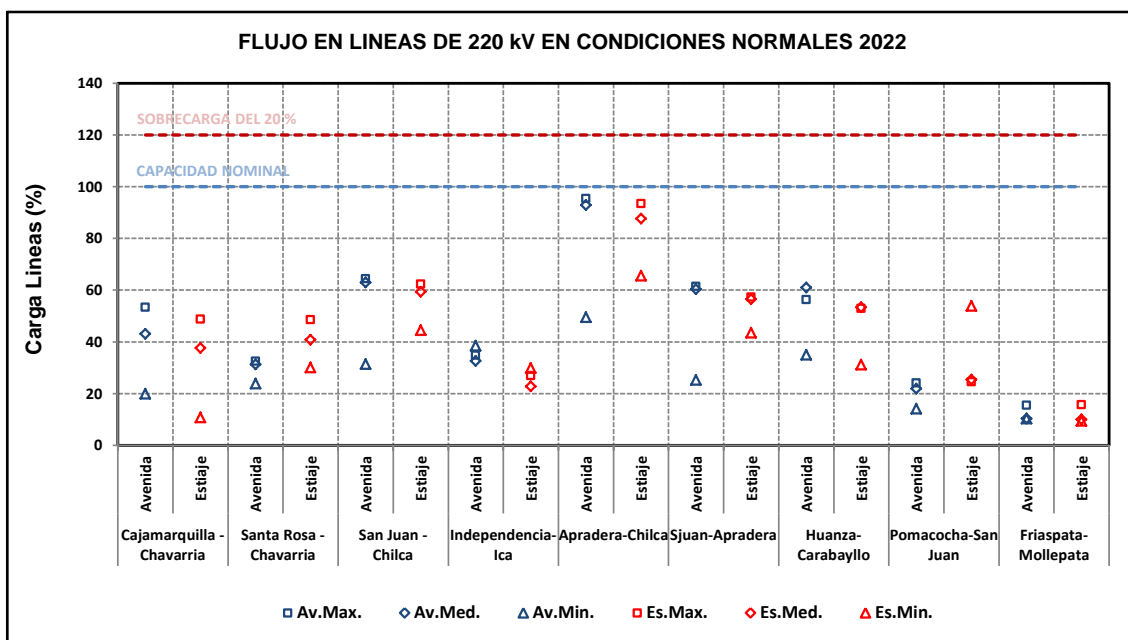


Figura 5.25 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (3 de 6).

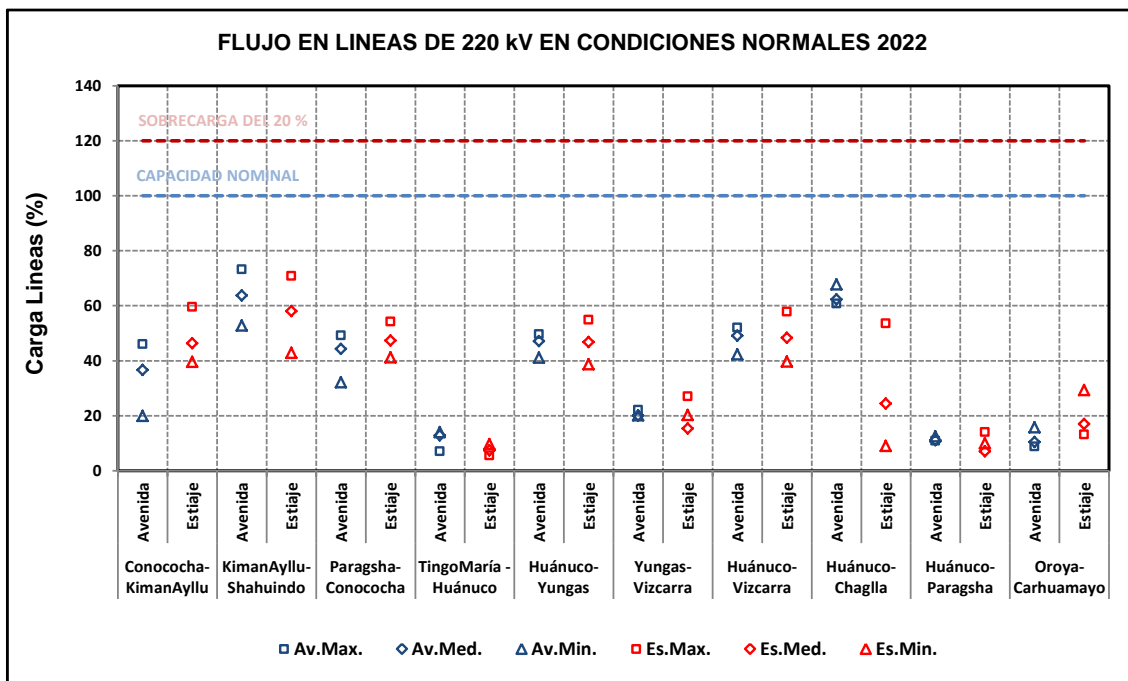


Figura 5.26 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (4 de 6).

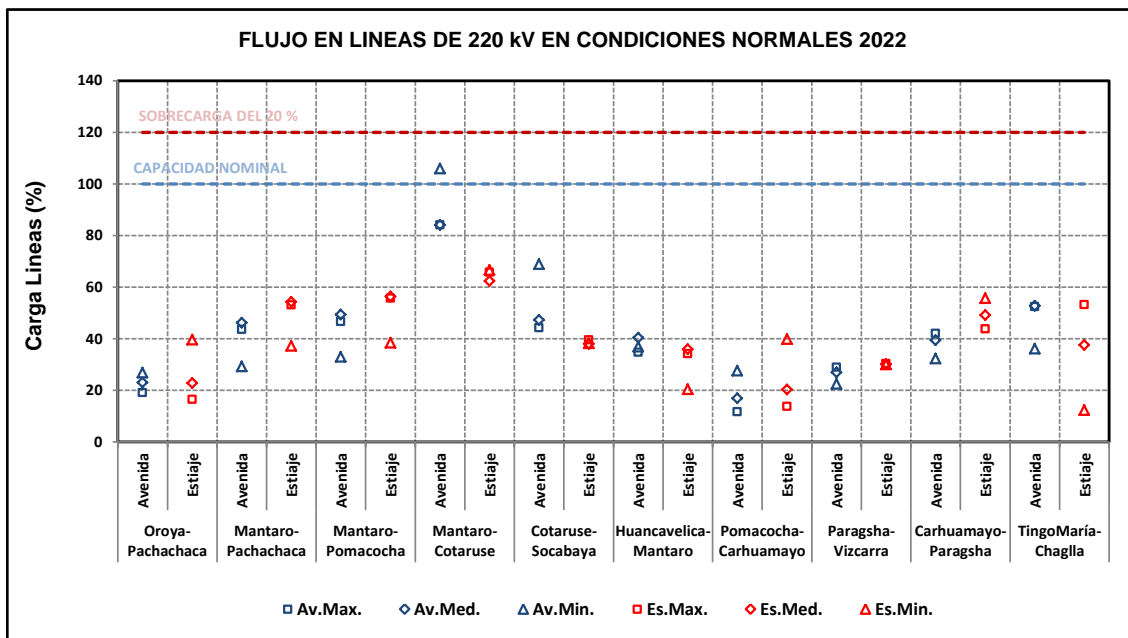


Figura 5.27 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (5 de 6).



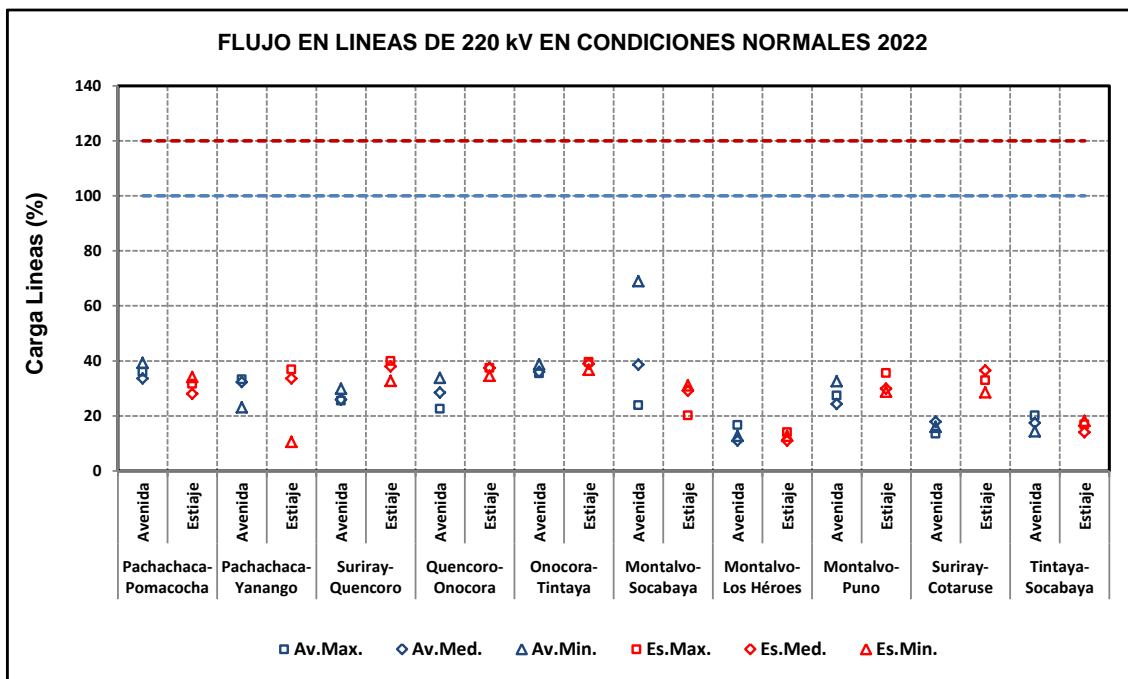


Figura 5.28 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (6 de 6).

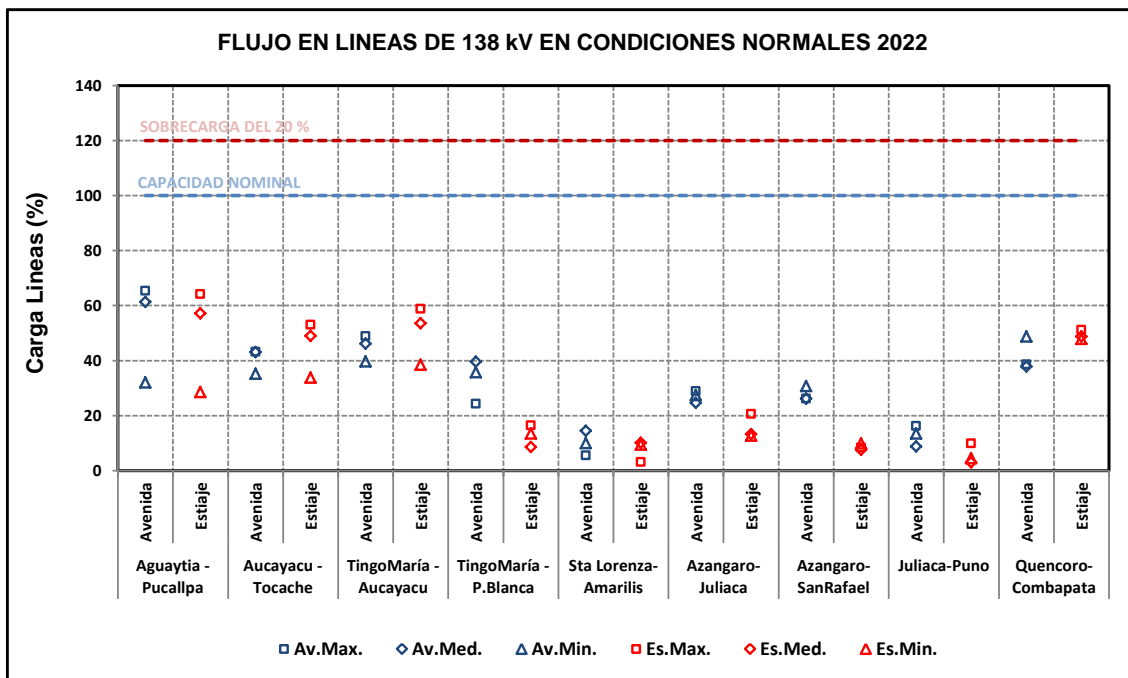


Figura 5.29 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 138 kV (1 de 2).

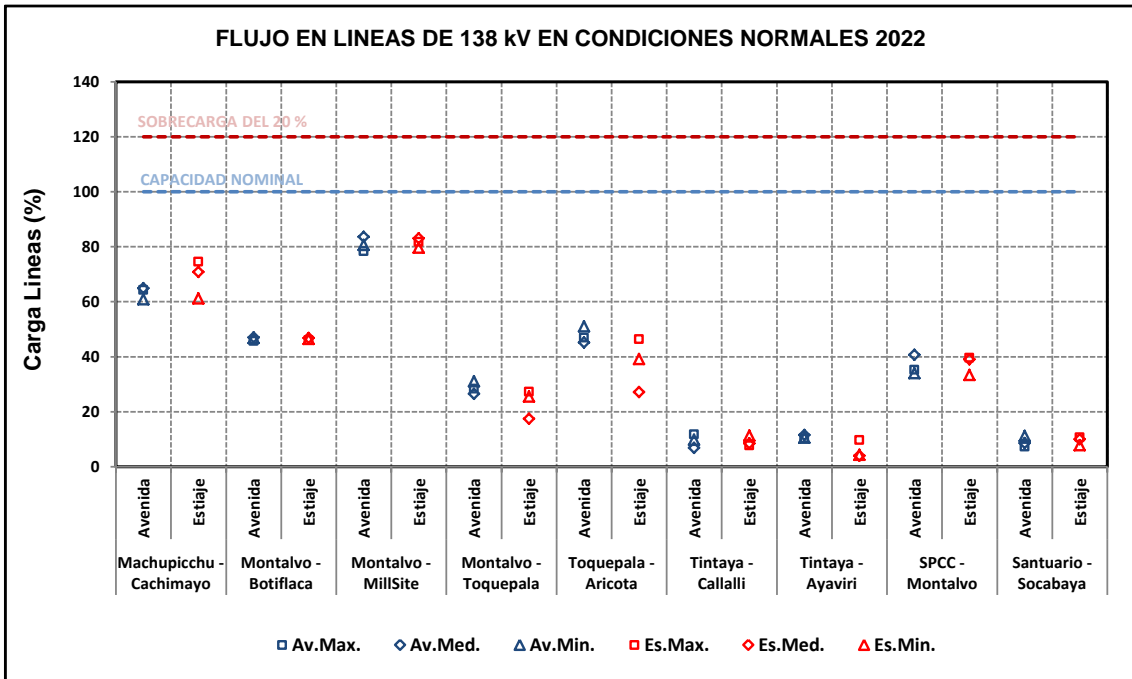


Figura 5.30 Flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 138 kV (2 de 2).

Las líneas de 500 kV, 220 kV y 138 kV del SEIN, con Plan Vinculante, no sobrepasan el 100% de sus límites de transporte, excepto la L.T. 500 kV Carabayllo-Chimbote, la cual se sobrecarga levemente (104 % de carga), para un límite de transporte de 1000 MVA. La L.T. 220 kV Mantaro – Cotaruse se sobrecarga levemente (104 % de carga respecto al límite de transmisión de 505 MVA en la línea). Estas sobrecargas son referenciales a nivel de planificación ya que se encuentran cercanos a sus límites.

Las siguientes figuras muestran los resultados de inyección (-) / absorción (+) de potencia reactiva en los equipos SVC para el año 2022.

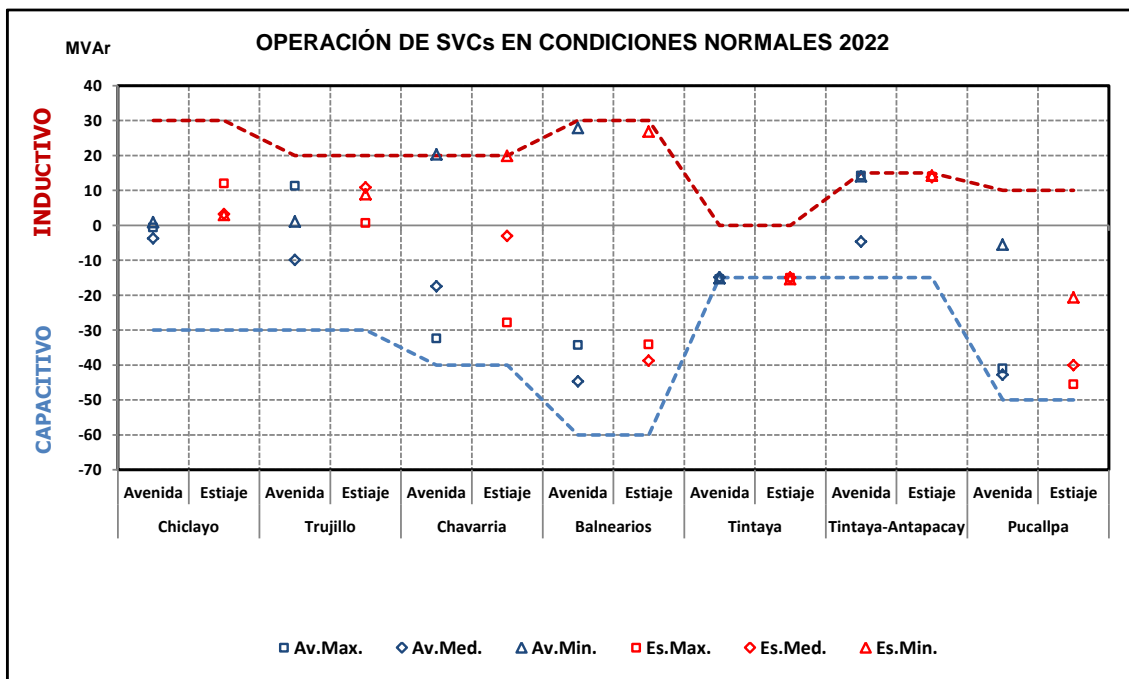


Figura 5.31 Potencia reactiva en SVCs (1 de 2).

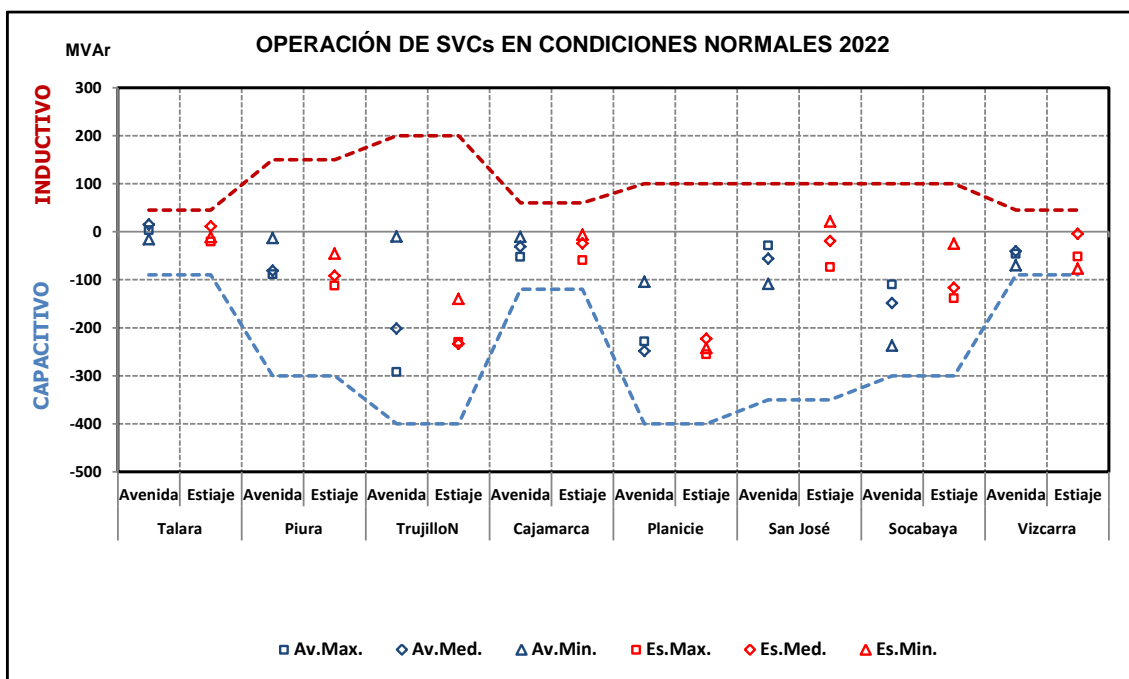


Figura 5.32 Potencia reactiva en SVCs (2 de 2).

Los SVCs del SEIN se encuentran dentro de sus límites de reactivos.

### 5.8.2 Análisis de Contingencias

Se evaluaron, en estado estacionario para la condición N-1, las contingencias más severas en cada área del sistema para todos los escenarios del año 2022. Las contingencias con mayor severidad consideradas en el análisis, fueron las siguientes:

- Área Norte: LT 220 kV Piura - Pariñas F/S. No se simularon salidas de LLTT 500 kV dado que éstas incluyen condiciones de rechazo de carga sistémico que será implementados mediante un esquema especial de protección del área Norte.
- Área Oriente: LT 220 kV Cajamarca Norte - Trujillo F/S. No se simularon salidas de LLTT 220 kV en el eje Cajamarca-Cáclic-Moyobamba, dado que la radialidad del sistema produciría áreas de demanda aisladas sin opción de reconexión automática.
- Área Centro-Lima: LT 500 kV Chilca-Planicie F/S.
- Área Sur: LT 500 kV Colcabamba-Poroma F/S.

#### Área Norte: LT 220 kV Piura - Pariñas F/S

En las siguientes figuras se muestran los resultados de tensiones de mayor relevancia obtenidos de las simulaciones de flujo de potencia del año 2022 para la condición N-1.

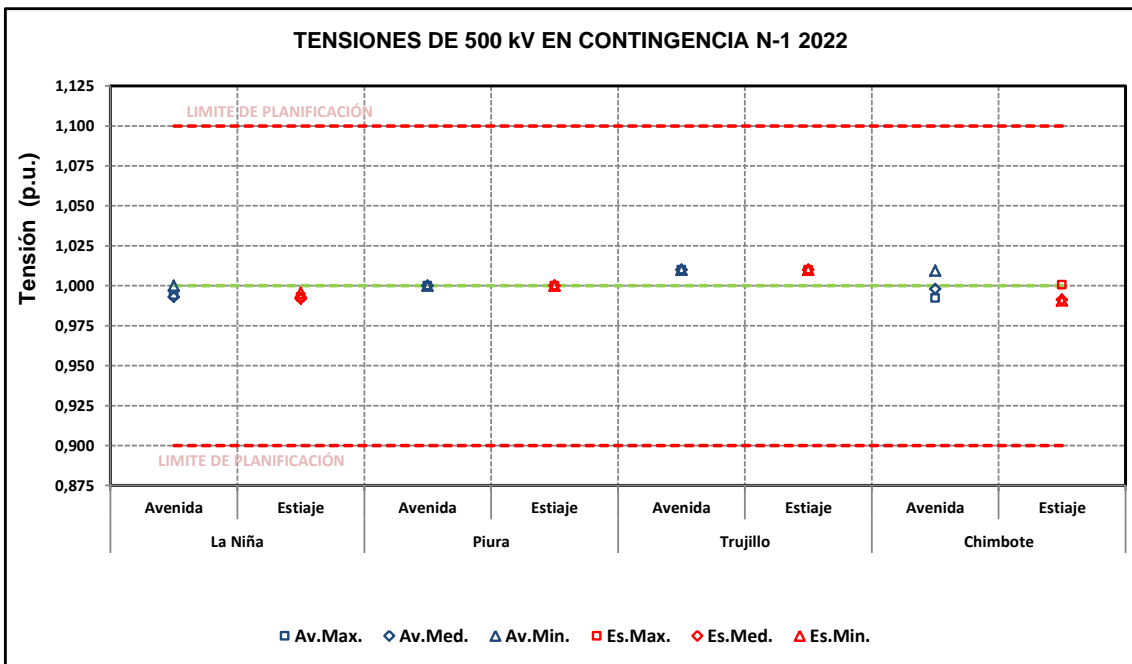


Figura 5.33 Contingencia LT Piura – Pariñas 220 kV F/S, tensiones en barras de 500 kV en p.u.

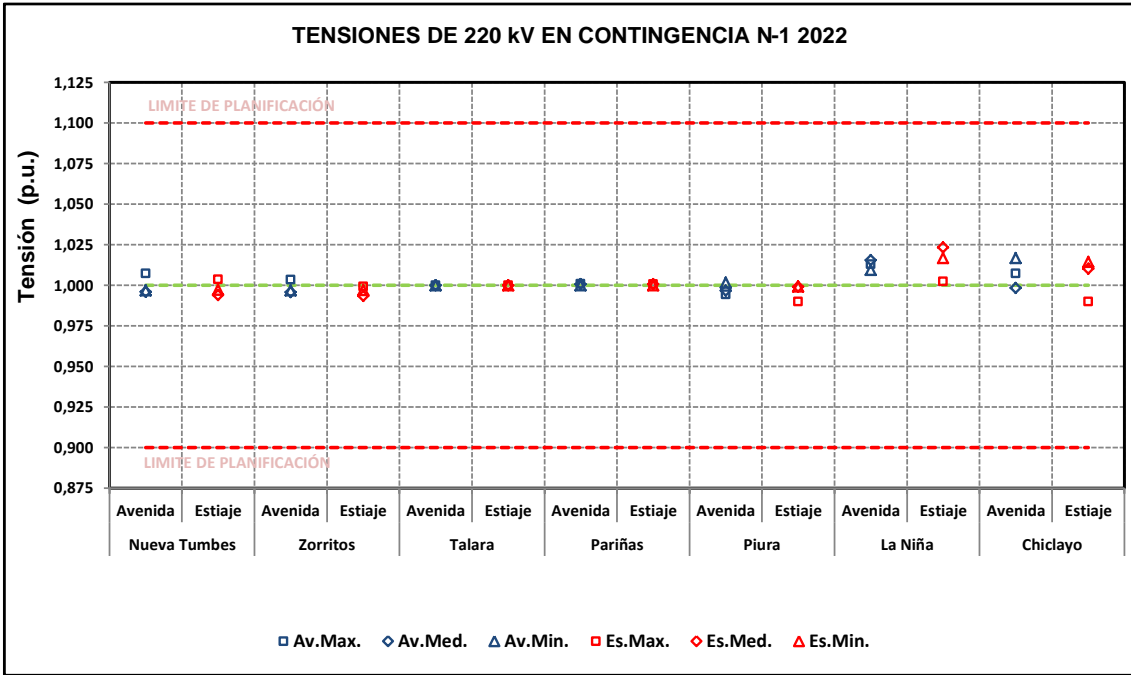


Figura 5.34 Contingencia LT Piura – Pariñas 220 kV F/S, tensiones en barras de 220 kV en p.u.

Las siguientes figuras muestran los resultados de flujos de potencia en líneas de transmisión del año 2022 para la condición N-1.

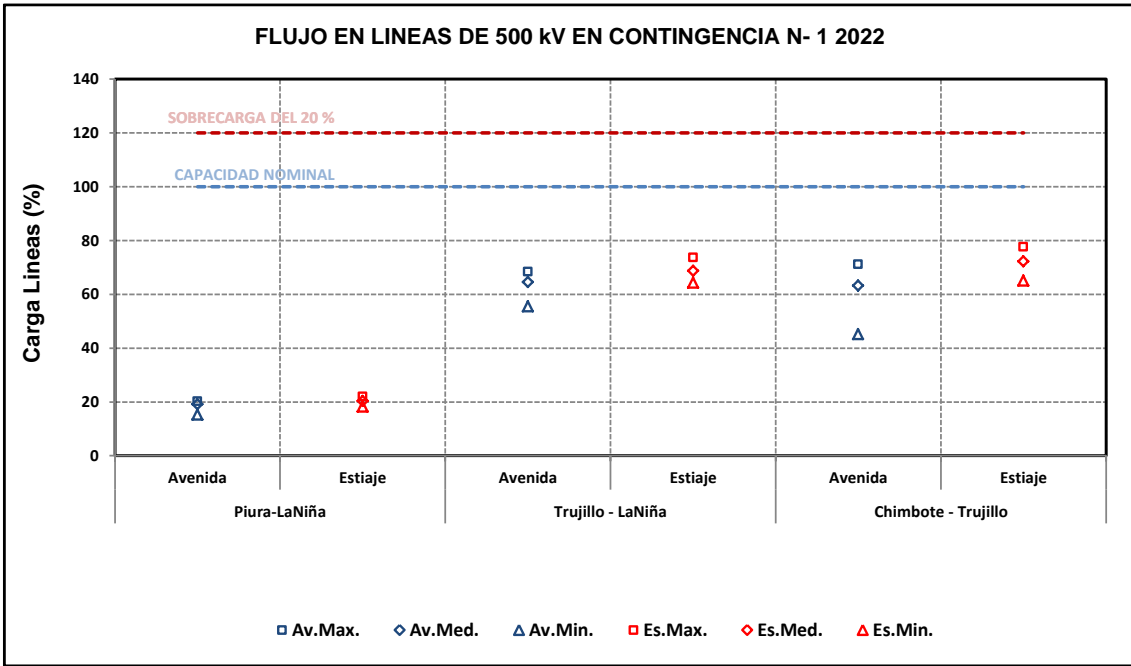


Figura 5.35 Contingencia LT Piura – Pariñas 220 kV F/S,, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV.

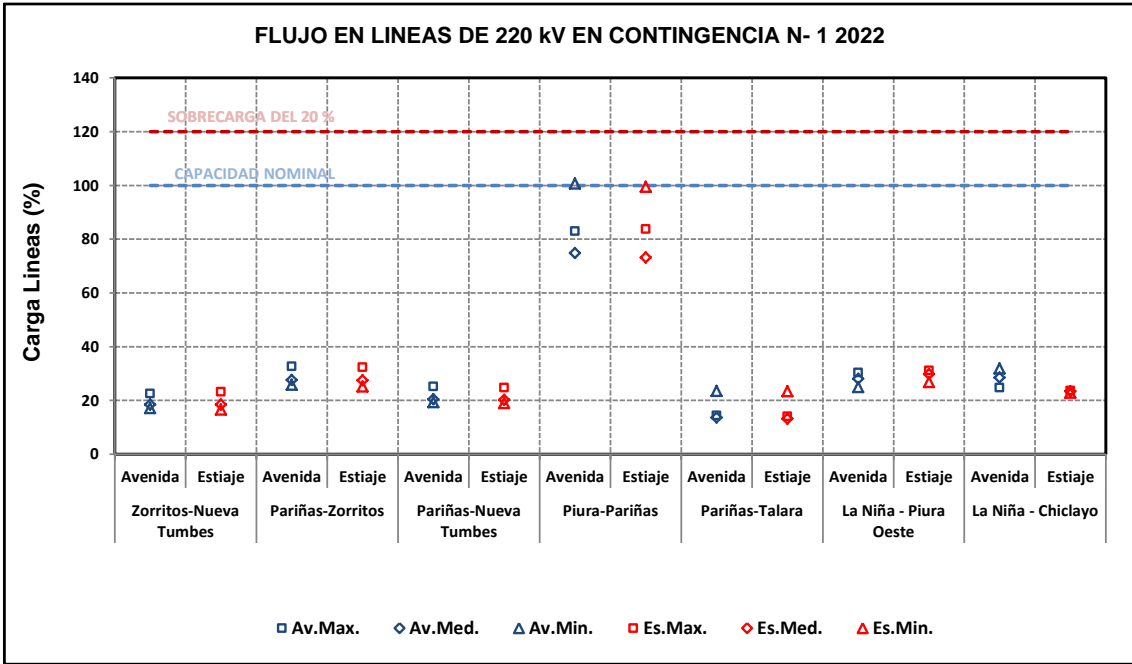


Figura 5.36 Contingencia LT Piura – Paríñas 220 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV.

Las siguientes figuras muestran los resultados de inyección (-) / absorción (+) de potencia reactiva en los EACR del año 2022 para la condición N-1.

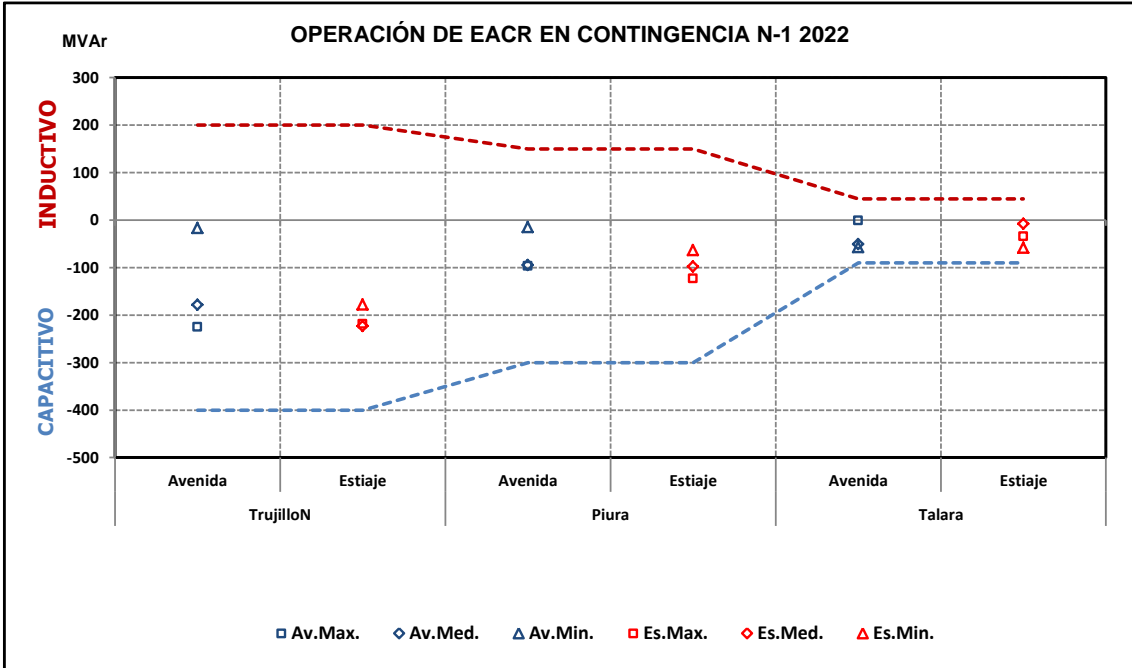


Figura 5.37 Contingencia LT Piura – Paríñas 220 kV F/S, potencia reactiva en los EACR.

Las tensiones en las barras de 500 kV y 220 kV se encuentran dentro de los límites de planificación en emergencia. No existen sobrecargas en líneas de 500 kV y 220 kV respecto al límite de sobrecarga de 20%. Los EACR se mantienen dentro de sus límites de reactivos.

**Área Oriente: LT 220 kV Cajamarca Norte - Trujillo F/S**

En las siguientes figuras se muestran los resultados de tensiones de mayor relevancia obtenidos de las simulaciones de flujo de potencia del año 2022 para la condición N-1.

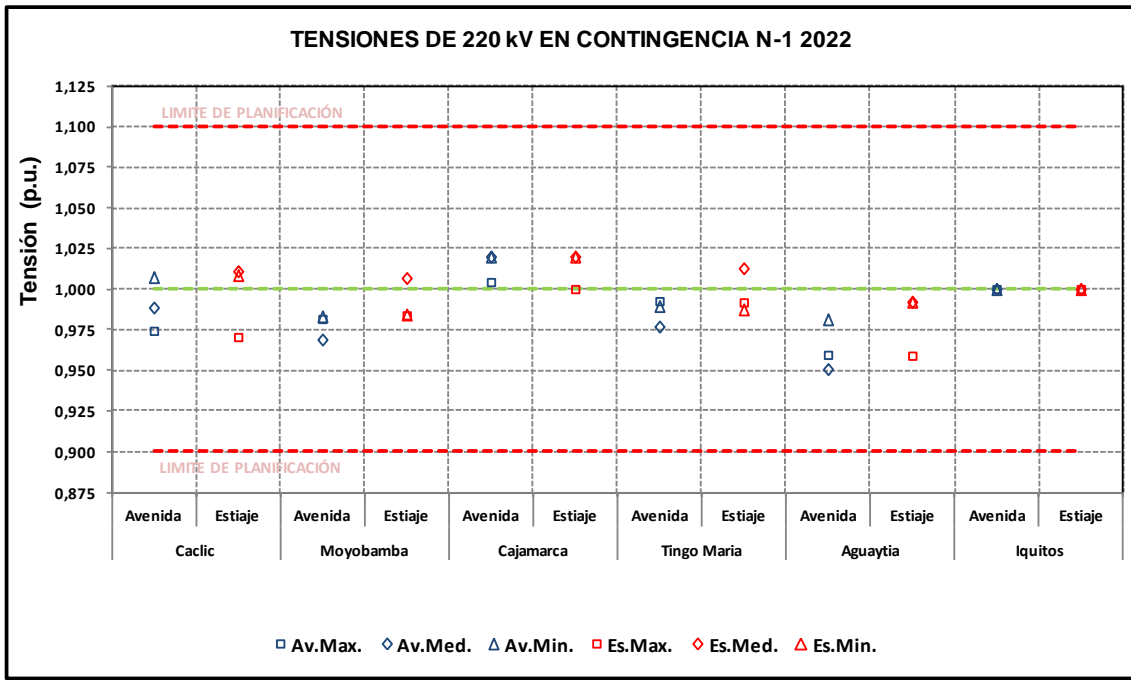


Figura 5.38 Contingencia LT Cajamarca – Trujillo 220 kV F/S, tensiones en barras de 220 kV en p.u.

Las siguientes figuras muestran los resultados de flujos de potencia en líneas de transmisión del año 2022 para la condición N-1.

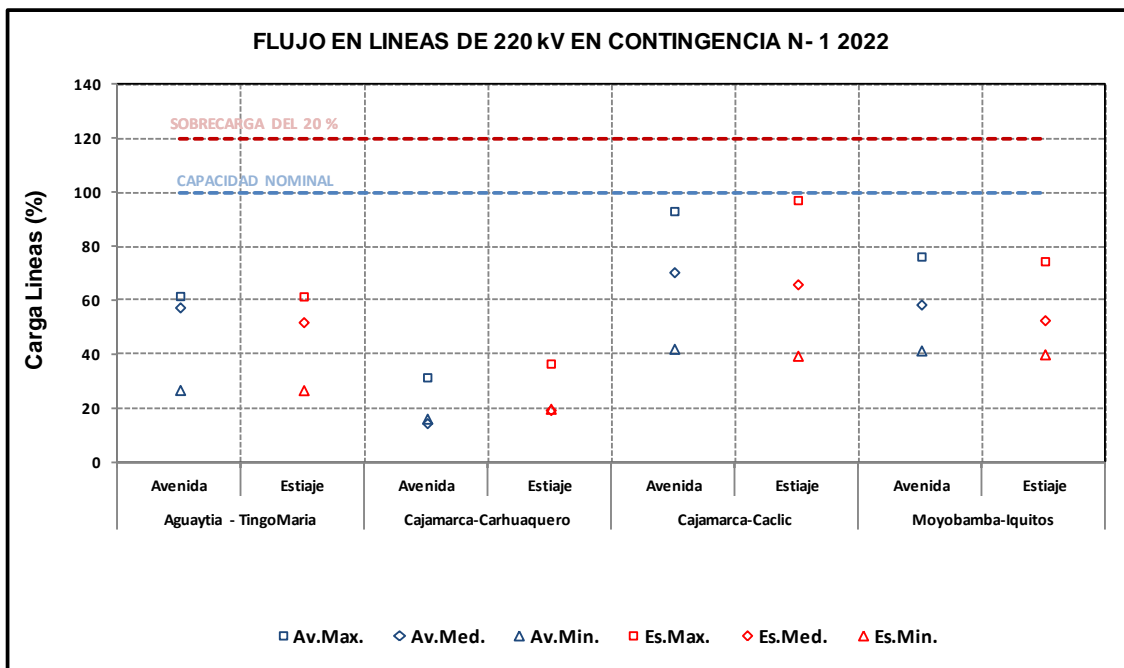


Figura 5.39 Contingencia LT Cajamarca – Trujillo 220 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (1 de 2).

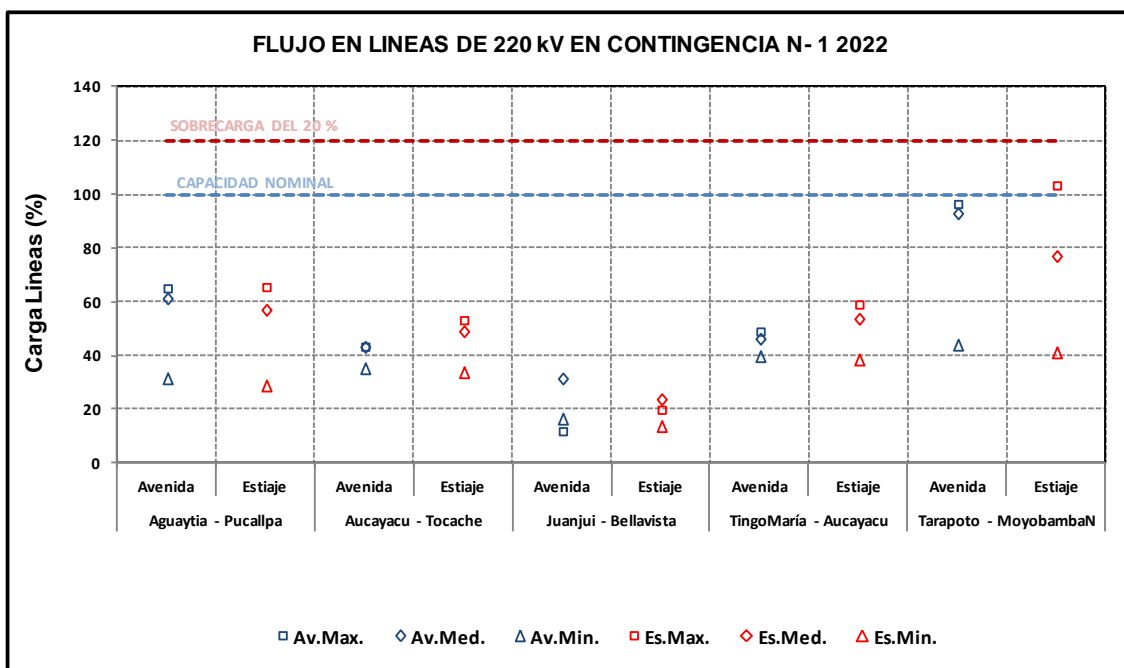


Figura 5.40 Contingencia LT Cajamarca – Trujillo 220 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (2 de 2).



Las siguientes figuras muestran los resultados de inyección (-) / absorción (+) de potencia reactiva en los EACR del año 2022 para la condición N-1.

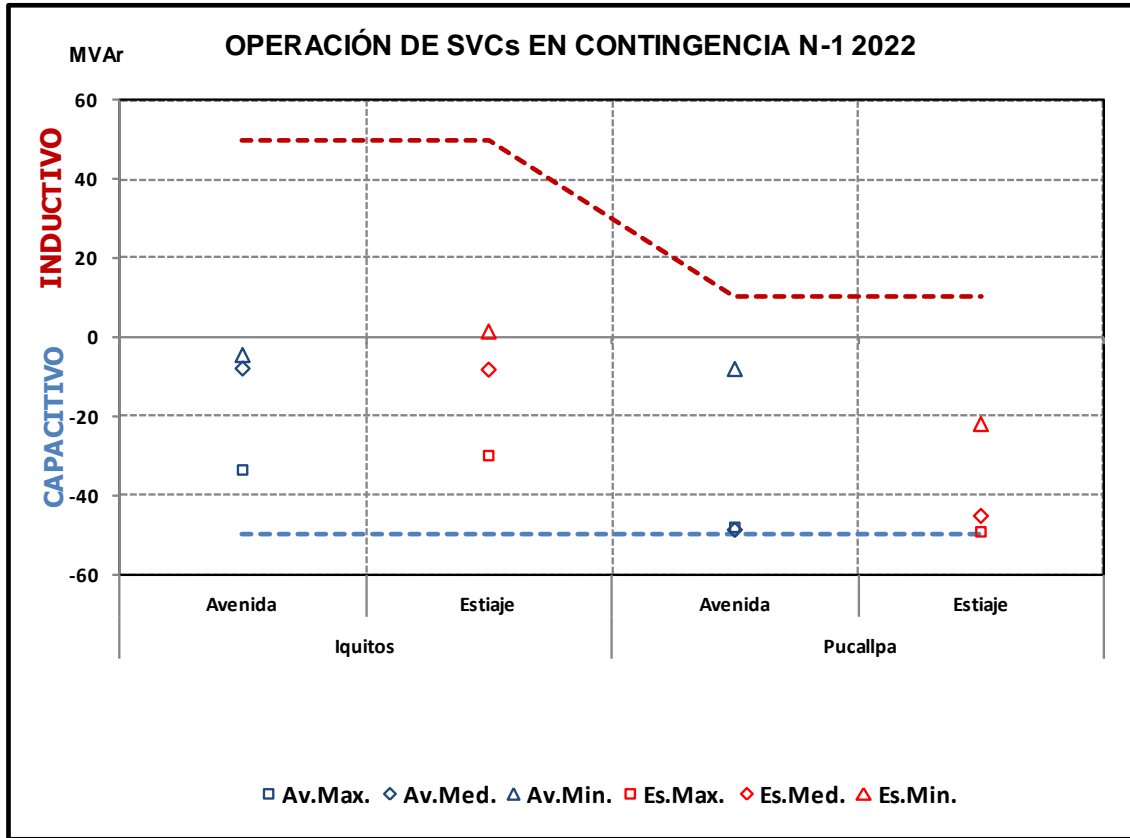


Figura 5.41 Contingencia LT Cajamarca – Trujillo 220 kV F/S, potencia reactiva en EACR.

Las tensiones en las barras de 220 kV se encuentran dentro de los límites de planificación en emergencia. No existen sobrecargas en líneas de 220 kV respecto al límite de sobrecarga de 20%. Los EACR de Iquitos y Pucallpa son exigidos a sus límites de inyección de reactivos (capacitivo) para sostener el perfil de tensión del área.

### Área Centro-Lima: LT 500 kV Chilca-Planicie F/S

En las siguientes figuras se muestran los resultados de tensiones de mayor relevancia obtenidos de las simulaciones de flujo de potencia del año 2022 para la condición N-1.

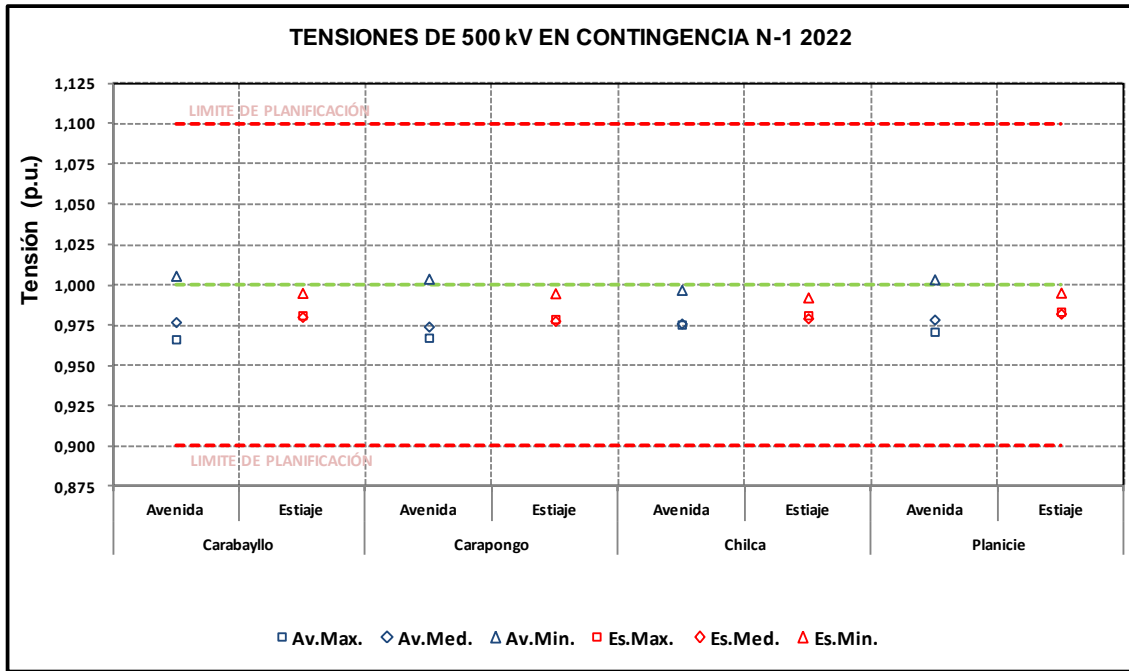


Figura 5.42 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, tensiones en barras de 500 kV en p.u.

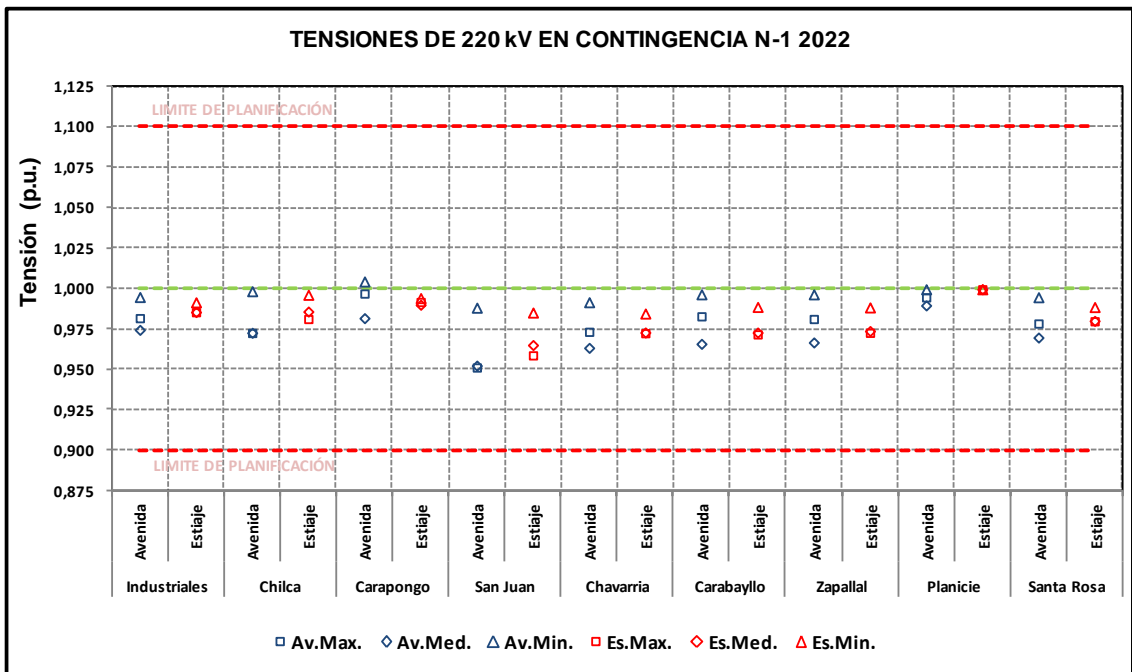


Figura 5.43 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, tensiones en barras de 220 kV en p.u.

Las siguientes figuras muestran los resultados de flujos de potencia en líneas de transmisión del año 2022 para la condición N-1.

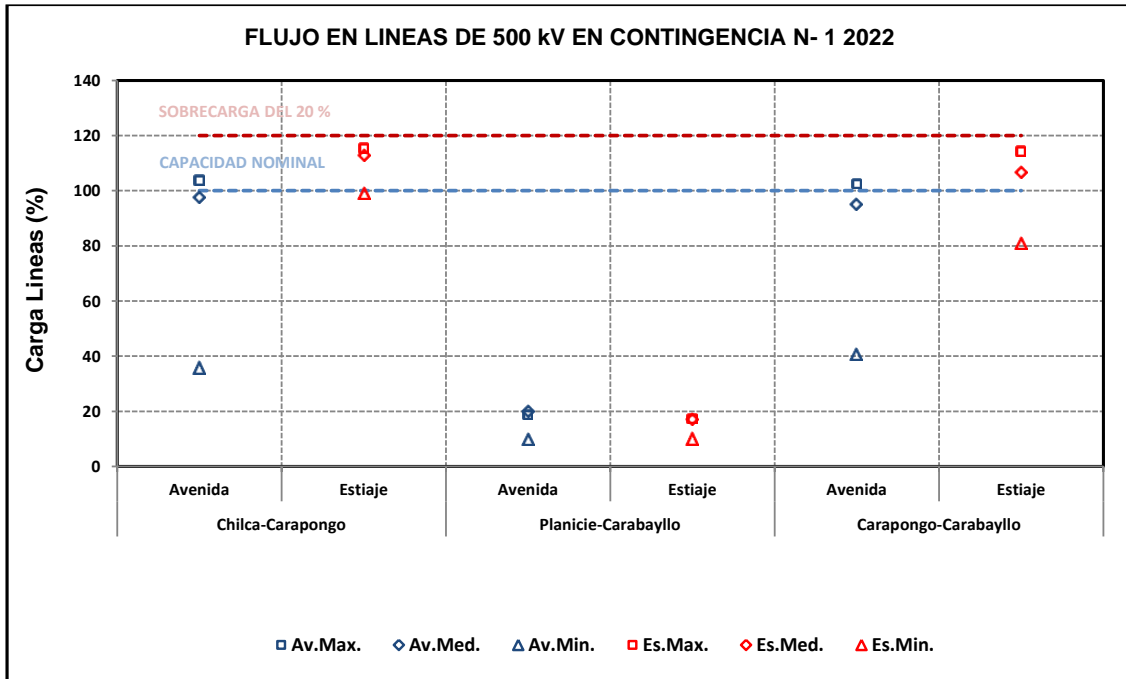


Figura 5.44 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV.

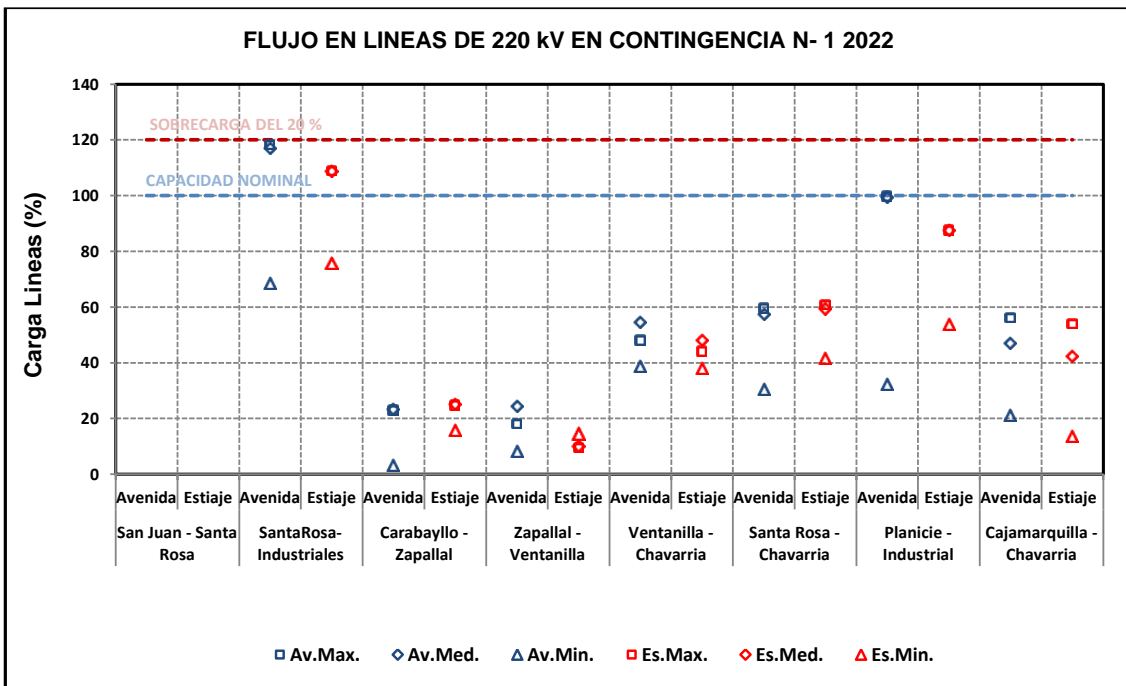


Figura 5.45 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (1 de 2).

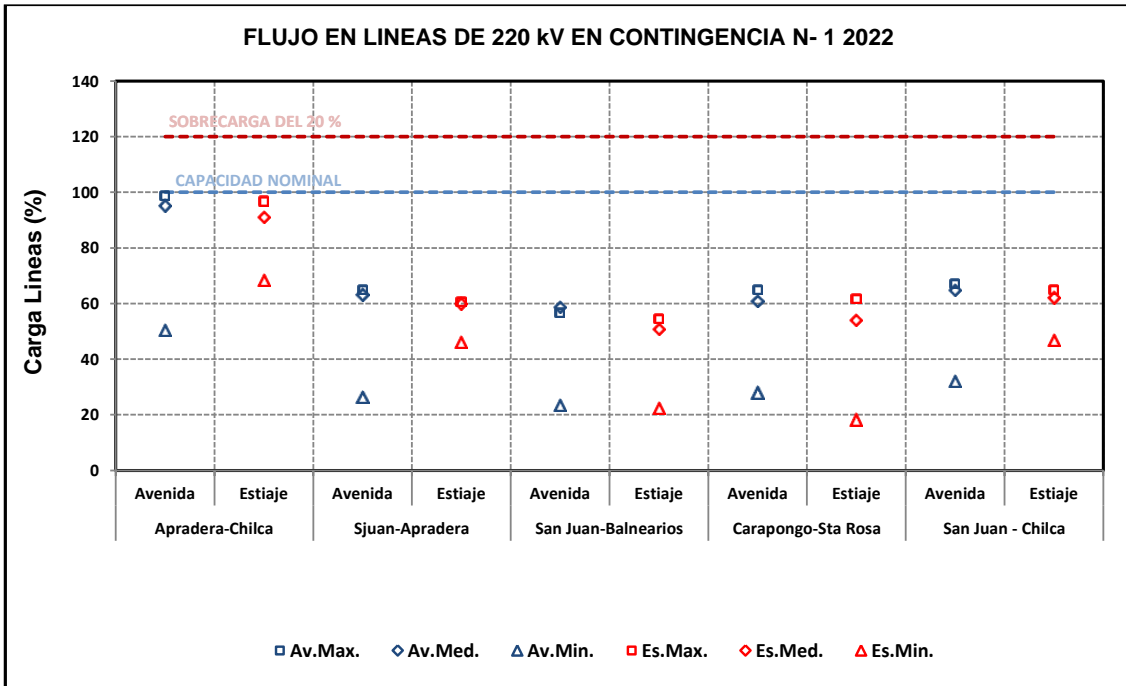


Figura 5.46 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV (2 de 2).

Las siguientes figuras muestran los resultados de inyección (-) / absorción (+) de potencia reactiva en los equipos SVC del año 2022 para la condición N-1.

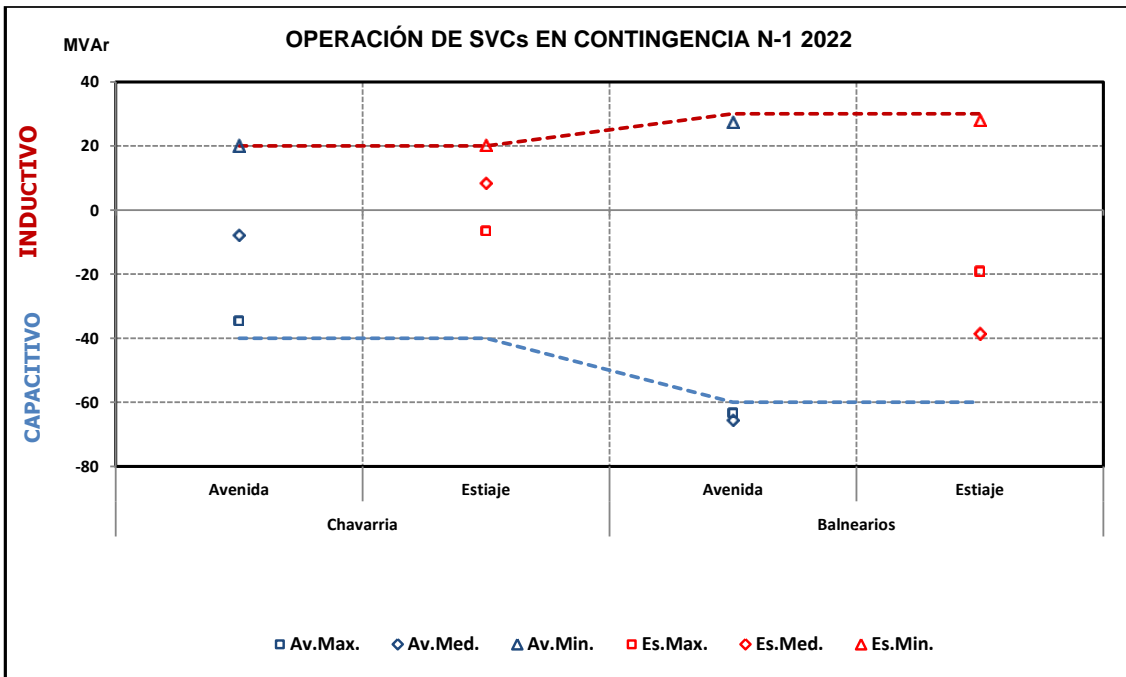


Figura 5.47 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, potencia reactiva en SVCs (1 de 2).

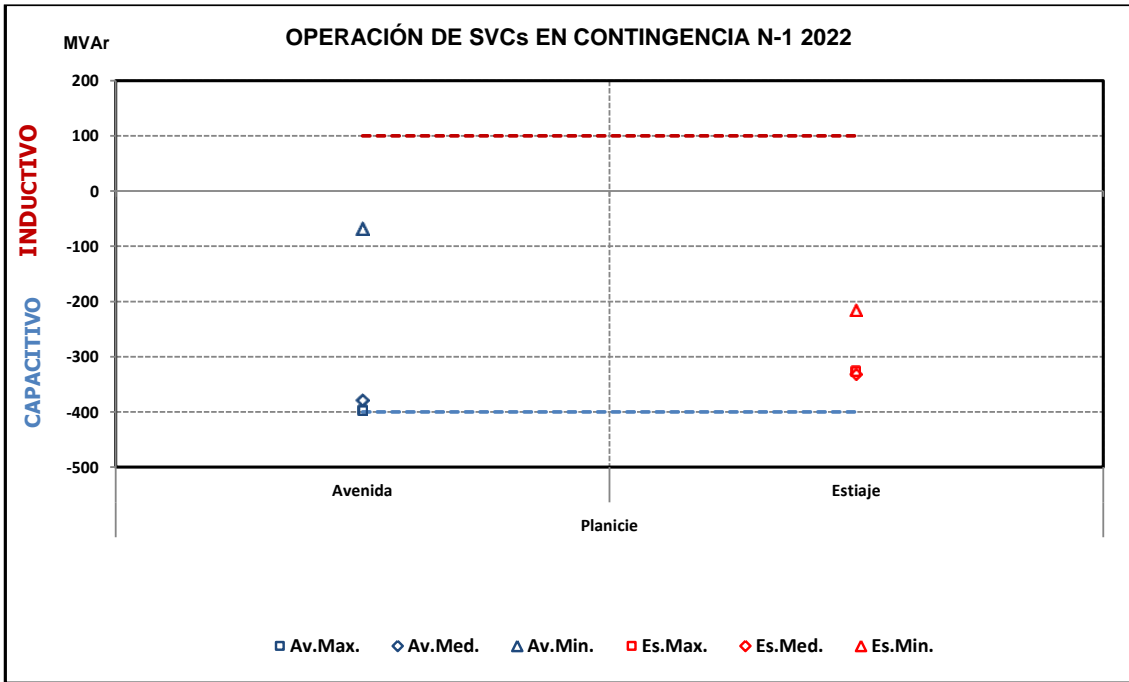


Figura 5.48 Contingencia LT Chilca – Planicie 220 kV F/S, potencia reactiva en SVCs (2 de 2).

Las tensiones en las barras de 500 kV y 220 kV se encuentran dentro de los límites de planificación en emergencia. No existen sobrecargas en líneas de 220 kV respecto al límite de sobrecarga de 20%. El SVC de la S.E. Bañeros es exigido a sus límites de inyección de reactivos (capacitivo).

**Área Sur: LT 500 kV Colcabamba-Poroma F/S**

En las siguientes figuras se muestran los resultados de tensiones de mayor relevancia obtenidos de las simulaciones de flujo de potencia del año 2022 para la condición N-1.

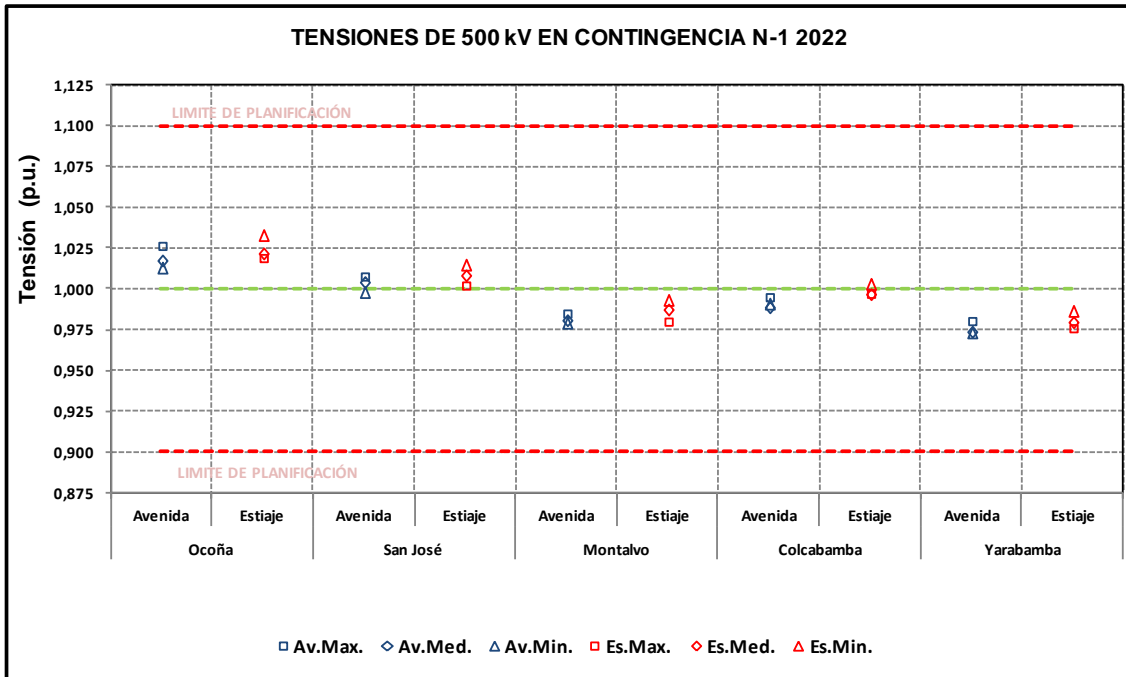


Figura 5.49 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, tensiones en barras de 500 kV en p.u.

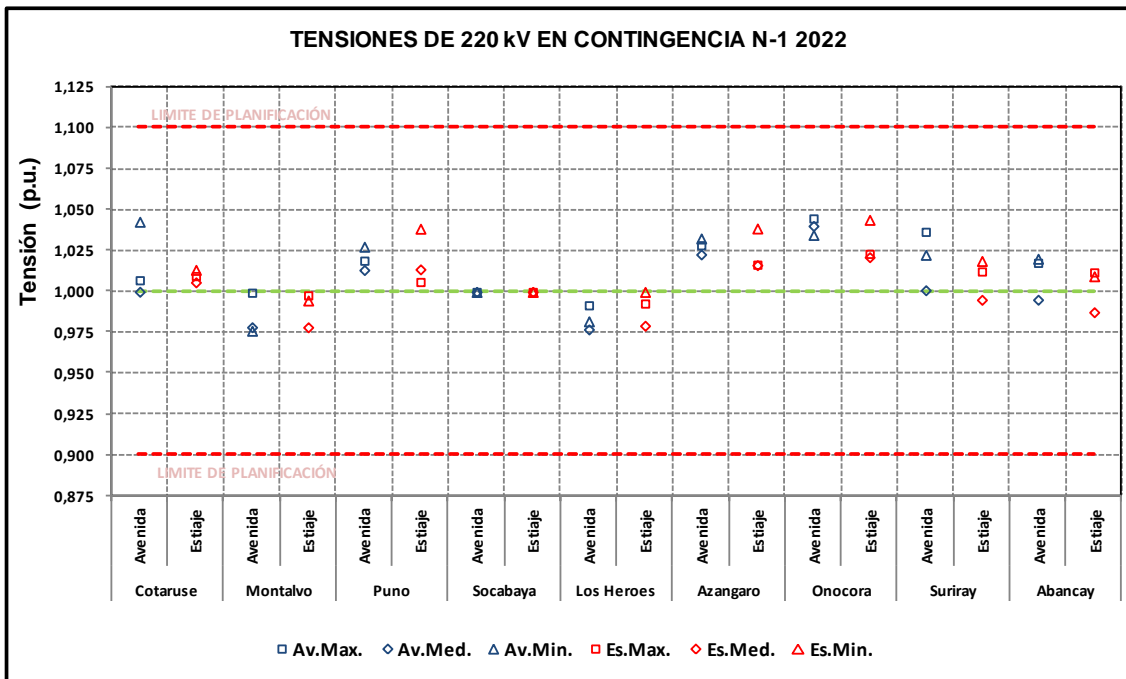


Figura 5.50 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, tensiones en barras de 220 kV en p.u.

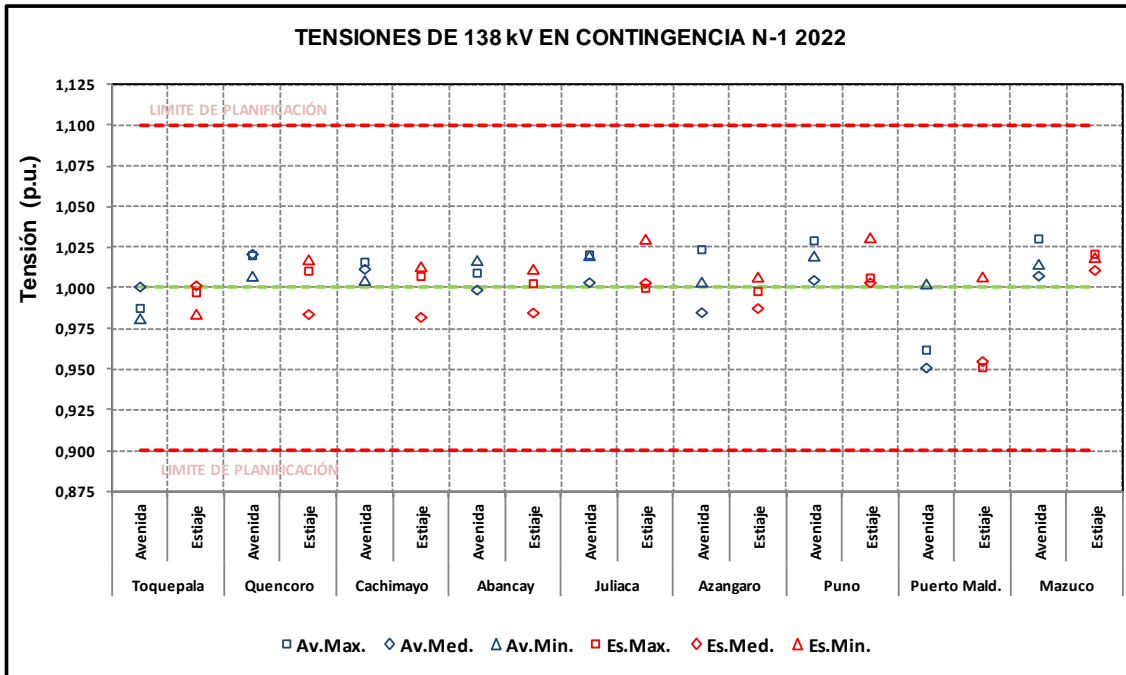


Figura 5.51 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, tensiones en barras de 138 kV en p.u.

Las siguientes figuras muestran los resultados de flujos de potencia en líneas de transmisión del año 2022 para la condición N-1.

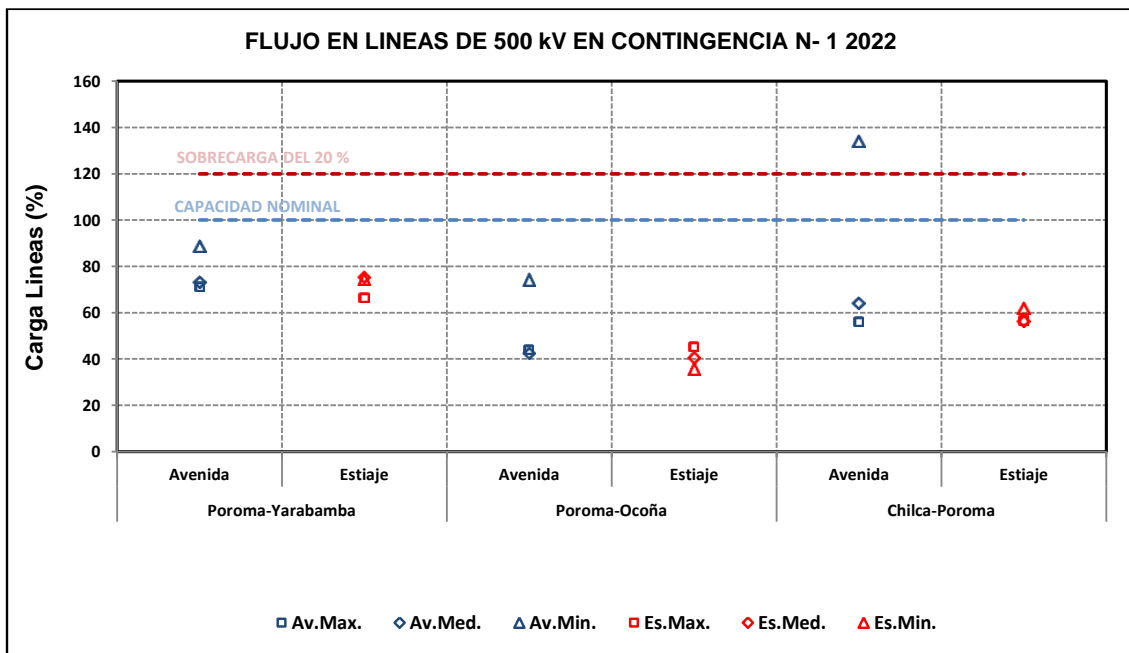


Figura 5.52 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 500 kV.

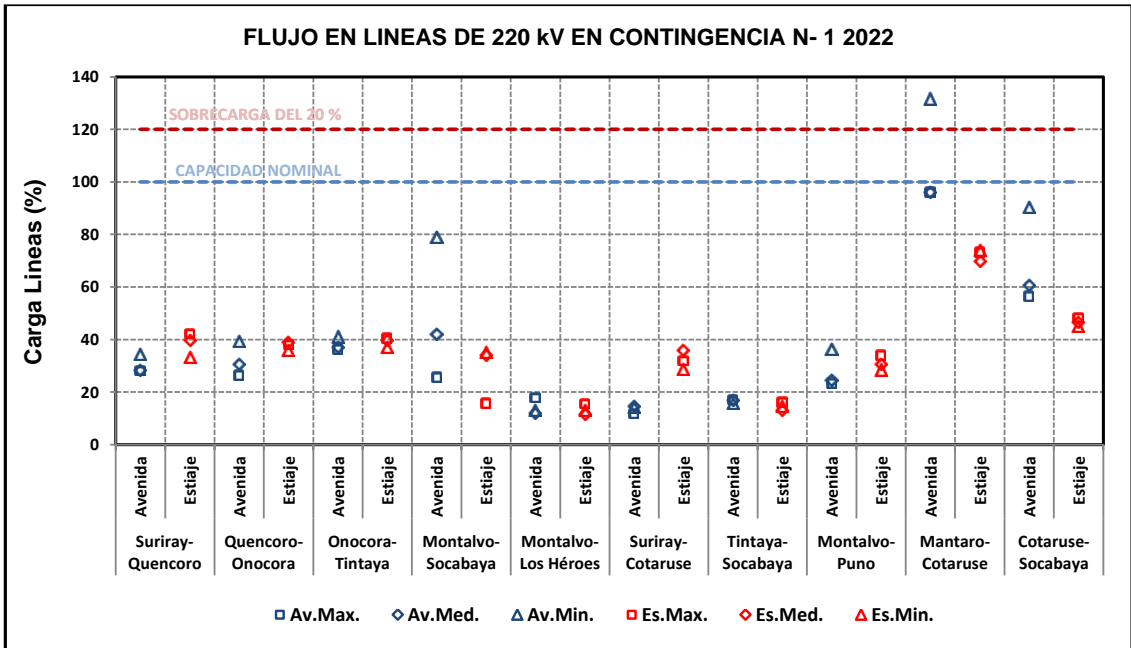


Figura 5.53 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 220 kV.

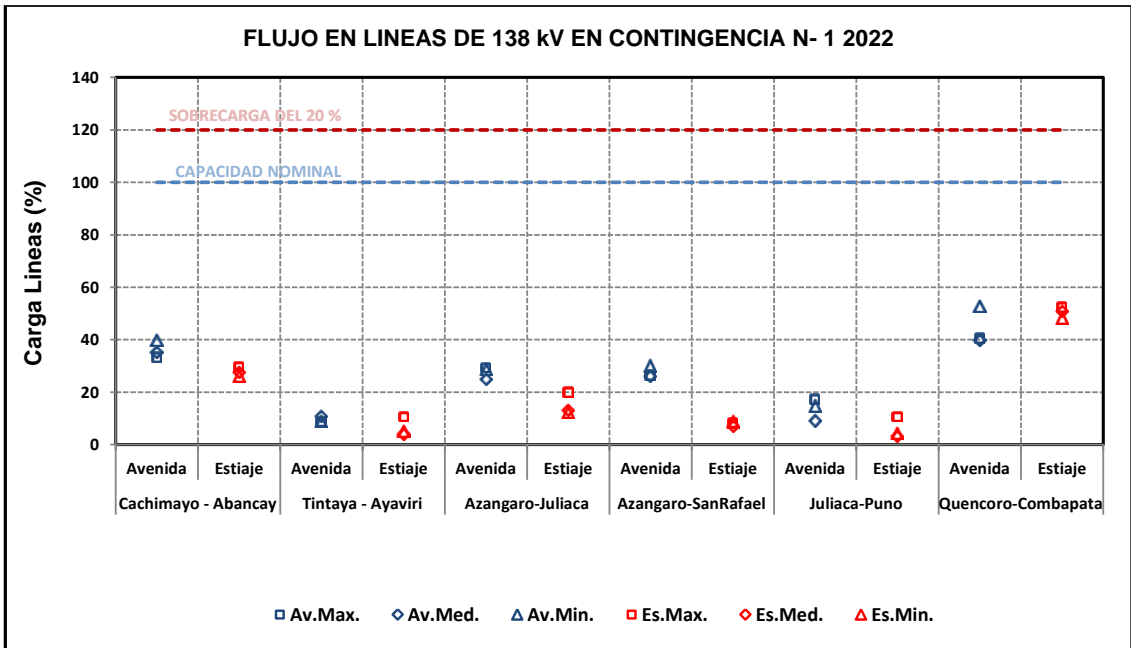


Figura 5.54 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, flujo de Potencia por las líneas de transmisión de 138 kV.

La siguiente figura muestra los resultados de inyección (-) / absorción (+) de potencia reactiva en los equipos SVC del año 2022 para la condición N-1.



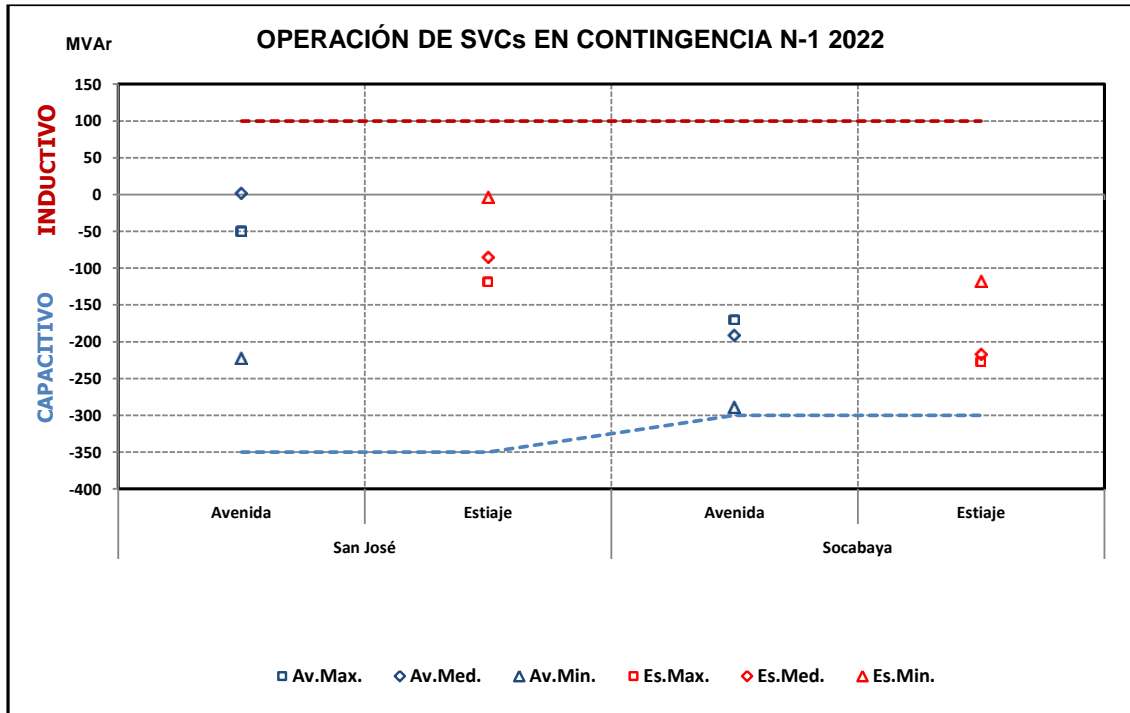


Figura 5.55 Contingencia LT Colcabamba – Poroma 500 kV F/S, potencia reactiva en SVCs.

Las tensiones en las barras de 500 kV, 220 kV y 138 kV se encuentran dentro de los límites de planificación en emergencia. No existen sobrecargas en líneas de 220 kV respecto al límite de sobrecarga de 20% excepto en avenida mínima demanda para la L.T. 500 kV Chilca – Poroma y la L.T. 220 kV Mantaro – Cotaruse. En el caso de la L.T. 500 kV Chilca – Poroma, se sobrecarga en 34% respecto a un límite de transporte de 840 MVA; no obstante, esta línea presenta una capacidad de transporte mayor a 1000 MVA, por lo que no se observarían sobrecargas. También, la L.T. 220 kV Mantaro – Cotaruse se sobrecarga en 31% respecto a un límite de transporte de 505 MVA; no obstante, esta línea presenta una capacidad de transporte de 1010 MVA (cada circuito de 505 MVA), por lo que no se observarían sobrecargas. Los SVCs se mantienen dentro de sus límites de reactivos.

Cabe resaltar que el esquema especial de protecciones (EEP) del área Sur, implementando en la actualidad para realizar desconexiones de cargas del área Sur en etapas y con rapidez suficiente para garantizar la integridad y estabilidad del SEIN, podría afrontar el problema de salida de las líneas del enlace Centro-Sur y evitar las transgresiones de flujo de potencia mediante rechazos de carga. En las simulaciones de contingencias se asume las condiciones de salida de línea y las consecuencias de las mismas sin el alivio de carga que podría producir la actuación del EEP.

### 5.8.3 Cálculo de Cortocircuito

Las corrientes de cortocircuito monofásico y trifásico de las principales barras del SEIN, se calcularon según la norma IEC60909 “Short-Circuit Currents in Three-Phase A.C.”.

La siguiente Figura 5.56 muestra las máximas corrientes de cortocircuito esperadas para el año 2022 en las principales barras del Área Centro. Si bien se observa que en la mayoría de casos no se superan las capacidades de cortocircuito de las subestaciones, es necesario indicar que en las subestaciones de Chavarría, Santa Rosa y Ventanilla aún existen equipos de las concesionarias de Distribución que tienen una capacidad de ruptura de 31,5 kA, menor a los 40 kA del resto de las instalaciones. Por lo tanto es necesario que estos equipos sean normalizados a 40 kA. Las máximas corrientes de cortocircuito en las barras 220 kV Carapongo y Planicie se encuentran debajo de las capacidades de cortocircuito.

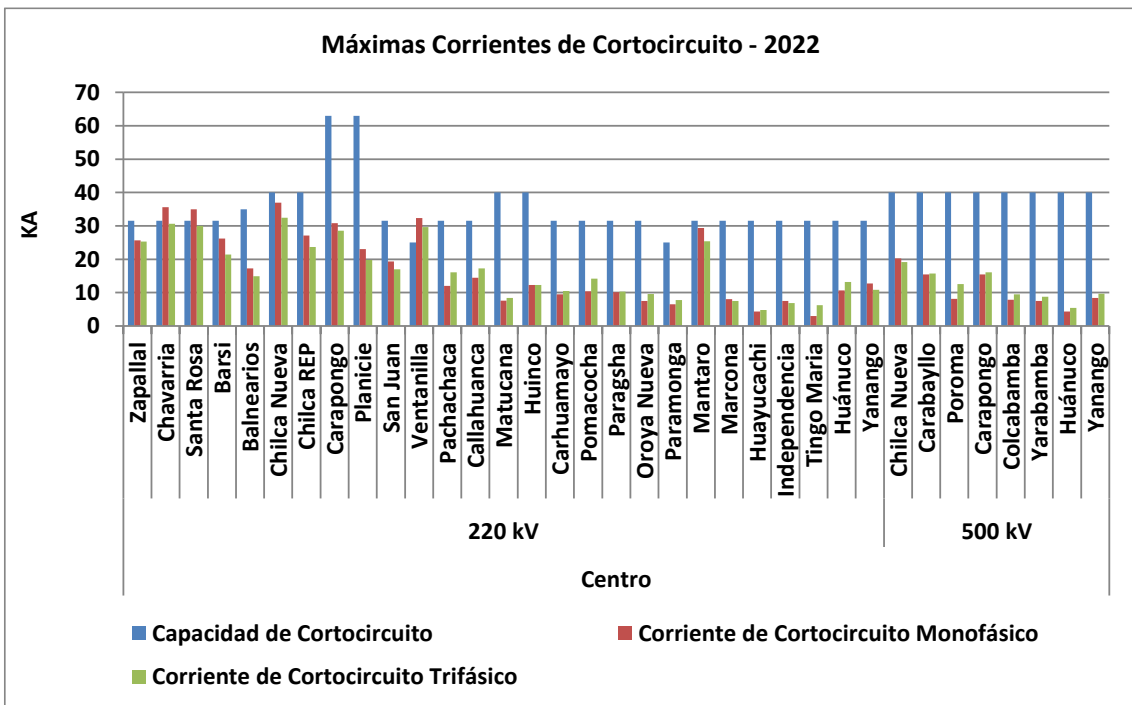


Figura 5.56 Máximas Corrientes de Cortocircuito en Barras del Área Centro del SEIN.

La siguiente Figura 5.57 muestra las corrientes de cortocircuito en las zonas Norte y Sur del SEIN. Se observa que las barras de 500 kV y 220 kV no superan las capacidades nominales de cortocircuito.

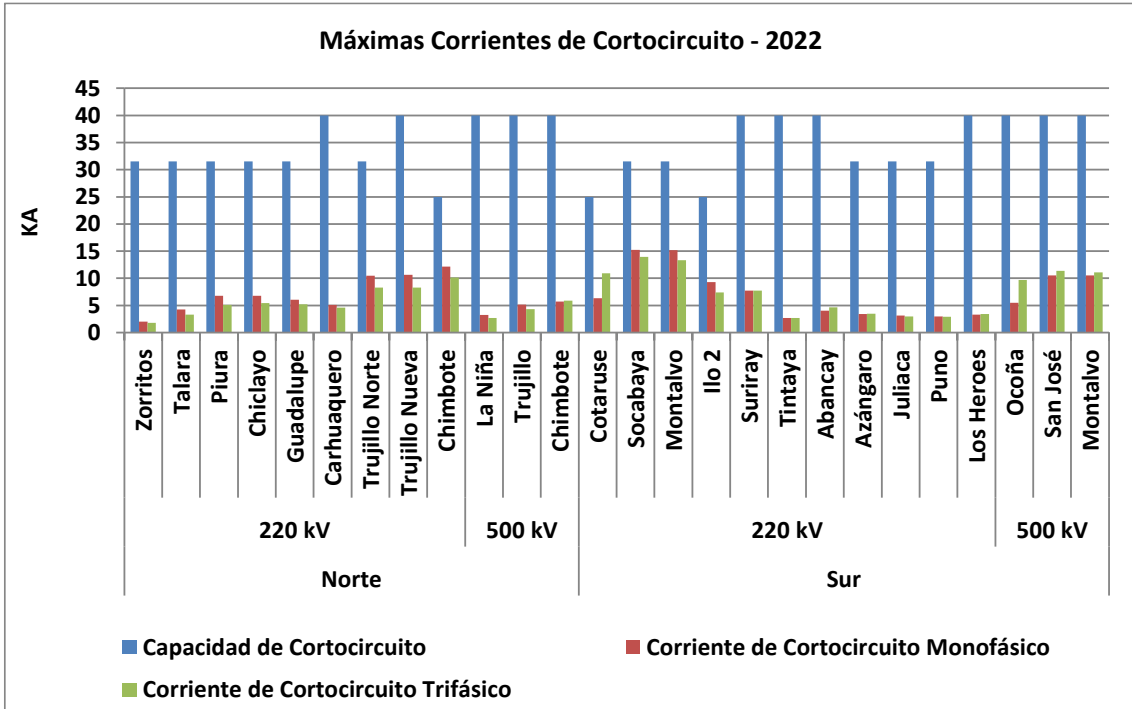


Figura 5.57 Máximas Corrientes de Cortocircuito en Barras del Norte y Sur del SEIN.

#### 5.8.4 Estudios de Estabilidad

A fin de verificar el desempeño dinámico del sistema, se ha simulado cortocircuitos trifásicos francos de 100 milisegundos en líneas de transmisión, seguido de la apertura definitiva de la línea.

##### Área Oriente: Segundo circuito de la LT 220 kV Tingo María - Aguaytía F/S

En las siguientes figuras se muestran los resultados de ángulos del rotor, tensiones en barras, flujo de potencia activa en líneas principales y frecuencia en barras resultado de las simulaciones dinámicas en el escenario de avenida 2022 máxima demanda considerando la falla trifásica solida en el segundo circuito de la LT 220 kV Tingo María – Aguaytía, en medio de la línea, con apertura definitiva del circuito en 100 ms.

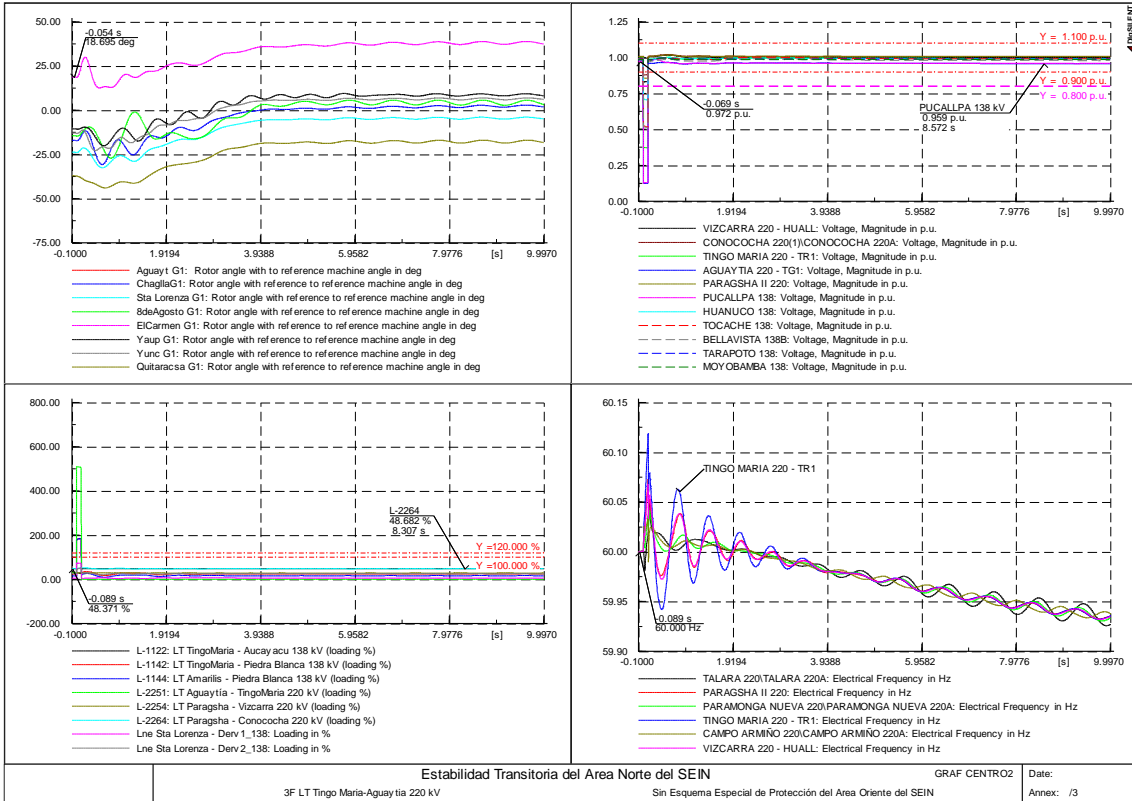


Figura 5.58 Resultados de simulaciones dinámicas para la falla trifásica en el segundo circuito de la LT 220 kV Tingo María – Aguaytía con salida definitiva del circuito en 100 ms.

De los resultados se observa que el sistema es estable, presentando oscilaciones con una variación total de ángulo del rotor menor a 20°. Las tensiones alcanzan valores dentro de las tolerancias permitidas y no presentan huecos de tensión debajo de valores de 0,8 p.u. durante más de 1 segundo. En el circuito sin falla en la LT 220 kV Tingo María - Aguaytía se mantiene la carga en el valor cercano a 62% (límite de transporte de 180 MVA). El EACR de Pucallpa 60 kV presenta una respuesta rápida ante la falla con variación de 1% p.u. de tensión por 5 MVAR de inyección.

**Área Norte: Segundo circuito de la LT 220 kV –Pariñas (Talara)– Tumbes (Zorritos) F/S**

En las siguientes figuras se muestran los resultados resultado de las simulaciones dinámicas en el escenario de avenida 2022 máxima demanda considerando la falla trifásica solida en el segundo circuito de la LT 220 kV Pariñas - Tumbes, en medio de la línea, con apertura definitiva del circuito en 100 ms.

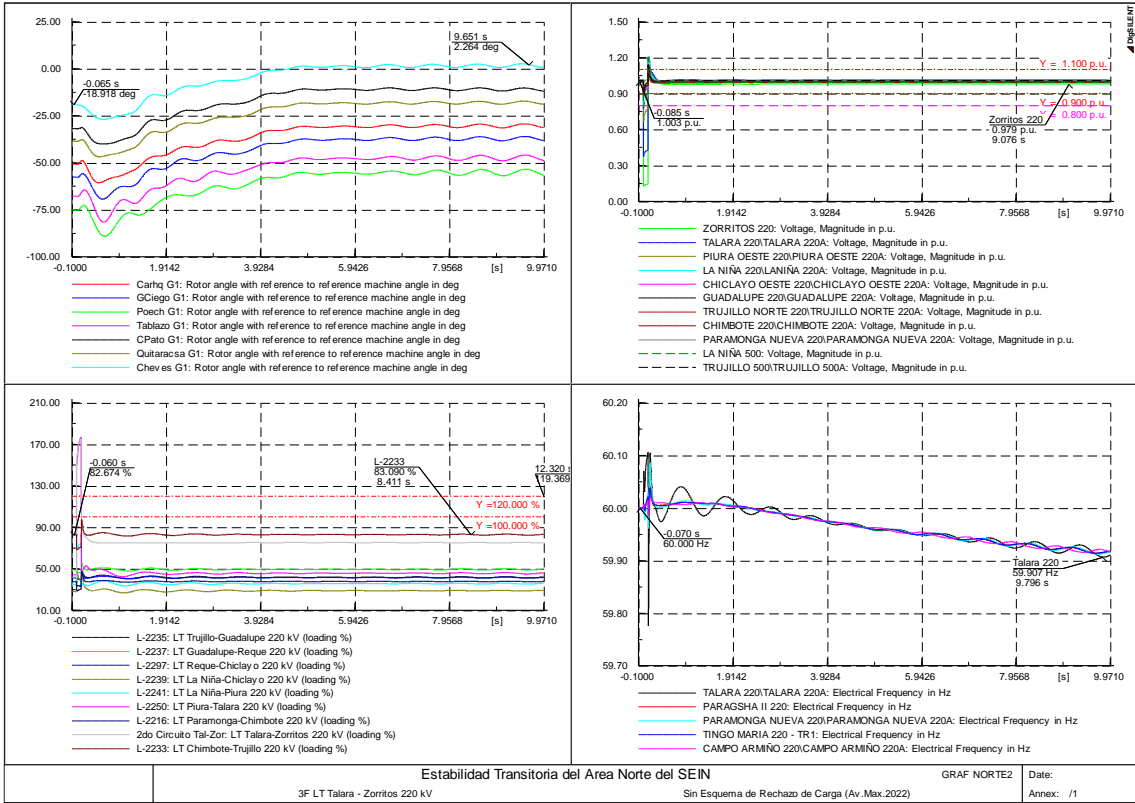


Figura 5.59 Resultados de simulaciones dinámicas para la falla trifásica en el segundo circuito de la LT 220 kV Pariñas - Tumbes con salida definitiva del circuito en 100 ms.

De los resultados se observa que el sistema es estable, presentando oscilaciones con una variación total de ángulo del rotor menor a 25°. Las tensiones alcanzan valores dentro de las tolerancias permitidas y no presentan huecos de tensión debajo de valores de 0,8 p.u. durante más de 1 segundo. En el circuito sin falla en la LT 220 kV Pariñas - Tumbes se mantiene la carga en el valor de 78% (límite de transporte de 114 MVA).

**Área Norte: Salidas de LLTT 500 kV Carabayllo - Chimbote - Trujillo - La Niña**

La siguiente tabla muestra los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para verificación del Esquema Especial de Protecciones (EEP) del Área Norte en el año 2022. Se han realizado simulaciones para fallas en los tramos de línea de 500 kV desde la SE Carabayllo hasta la SE la Niña y en el caso del EEP Área Centro-Oriente fallas en los tramos de 220 kV de la línea Tingo María – Vizcarra. De los resultados se observa que las salidas de las LLTT de 500 kV Carabayllo - Chimbote y Trujillo - La Niña provocarían inestabilidad en el sistema sin la actuación del EEP Área Norte. Los mínimos rechazos de carga para el disparo transferido en 200 ms alcanzan valores de 380 MW y no se necesitaron rechazos de carga adicionales por mínima tensión.

ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCION DEL AREA NORTE DEL SEIN (EEP NORTE)				LÍMITE NOM.	SOBRECARGA PERMISIBLE			PRE-FALLA(*)	POST-FALLA(*) SIN ESQUEMA	POST-FALLA(*) CON ESQUEMA	SIN ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCION					MÍNIMO RECHAZO DE CARGA		COMENTARIOS CON EL ESQUEMA ESPECIAL PROTECCION
Área	CONTINGENCIA ANALIZADA	LINEA AFECTADA	(MVA)	(MVA)	(%)	TIEMPO (min)	(%)	(%)	(%)	ESTABILIDAD ANGULAR	ESTABILIDAD DE TENSION	TENSIONES V < 0,8 p.u. (1 SEG.)	TENSIONES 0,8 < V < 0,9 p.u.	COMENTARIOS SIN EEP	TRANSFERIDO (200 msec.)	MÍNIMA TENSIÓN (3 seg.)		
2022	Norte	Av22max LT Trujillo - LaNiña 500 kV (**)	LT Chiclayo - La Niña 220 kV	152	-	-	-	25	180	119	ESTABLE	INESTABLE	NO	SI	-SOBRECARGA LT -INESTABILIDAD DE TENSION.	105 MW (Piura y Ejidos 22%) 54 MW (La Niña 38%) <b>TOTAL 159 MW</b>	-	SEGURIDAD GARANTIZADA
		Av22max LT Chimbote - Trujillo 500 kV (**)	LT Chimbote - Trujillo 220 kV	152	182,4	20	240	62	300	119	INESTABLE	INESTABLE	NO	SI	-SOBRECARGA LT -PERDIDA SINCRONISMO CH CAÑÓN DEL PATO	180 MW (Trujillo 72%) 133 MW (La Niña 92%) 32 MW (Tierras Nuevas 90%) 67 MW (Piura 22%) 15 MW (Chiclayo 19%) 107 MW (Talara 80%) 120 MW (Cajamarca 72%) <b>TOTAL 336 MW</b>	-	SEGURIDAD GARANTIZADA
		Av22max LT Carabaylo - Chimbote 500 kV (**)	LT Paramonga - Chimbote 220 kV	180	216	20	240	36	150	119	INESTABLE	INESTABLE	SI	NO	-SOBRECARGA LT -PERDIDA SINCRONISMO CH CAÑÓN DEL PATO	77 MW (Chimbote 94%) 180 MW (Trujillo 72%) 32 MW (Tierras Nueva 90%) 98 MW (La Niña 68%) <b>TOTAL 387 MW</b>	-	SEGURIDAD GARANTIZADA

(\*) Porcentaje respecto a la capacidad de la línea, según "Actualización de la Capacidad de Líneas, Transformadores y acoplamiento de barras del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional", actualización 23/09/2015.

(\*\*) Actuación de protecciones propias por Min. Tensión: La Quinua (Cajamarca) = 11 MW, La Pajuela (Cajamarca) = 17 MW, PE Talara = 13,8 MW y PE Cupisnique = 34,4 MW.

Tabla 5.30 Resultados de las Simulaciones de Estabilidad Transitoria 2022 para Verificación de los Esquemas Especiales del Área Norte y Centro-Oriente.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

La siguiente tabla muestra los resultados de las simulaciones de estabilidad transitoria para verificación del Esquema Especial de Protecciones (EEP) del Área Centro-Oriente en el año 2022. En este caso se simularon salidas de las LLTT 220 kV entre las SSEE Tingo María y Vizcarra y se observa que no existen problemas de inestabilidad ni transgresiones de tensiones sin la actuación del EEP Área Centro-Oriente. Como se mencionó anteriormente, este EEP es de carácter temporal y su aplicación está orientada a mantener la integridad y seguridad del Área Centro-Oriente hasta el ingreso de los refuerzos de transmisión del enlace 500 kV Nueva Yanango – Huánuco (2020). Con el ingreso de este proyecto, de la verificación del desempeño dinámico eléctrico del año 2022 se confirma que el EEP Área Centro-Oriente ya no actuaría bajo condiciones de fallas en líneas de LLTT 220 kV.

Todos los resultados de las simulaciones se muestran en el Anexo J.

ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCION DEL AREA NORTE DEL SEIN (EEP ORIENTE)					LÍMITE NOM.	SOBRECARGA PERMISIBLE				PRE-FALLA(*)	POST-FALLA(*)	POST-FALLA(*)	SIN ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCION					MÍNIMO RECHAZO DE CARGA	
Área	ÁREA	CONTINGENCIA ANALIZADA	LINEA AFECTADA	CONDICION	(MVA)	(MVA)	(%)	TIEMPO (min)	(%)	(%)	(%)	ESTABILIDAD ANGULAR	ESTABILIDAD DE TENSION	TENSIONES V < 0,8 p.u. (1 SEG.)	TENSIONES 0,8 < V < 0,9 p.u.	COMENTARIOS SIN EEP	TRANSFERIDO (200 mseg.)	MÍNIMA TENSION (3 seg.)	
2022	Oriente	Av22max LT Tingo María-Huanuco 220 kV	LT Tingo María - Piedra Blanca 138 kV	CT Aguaytia Fuera de Servicio	191	-	-	-	24	27	-	ESTABLE	ESTABLE	NO	NO	ESTABLE (INGRESO PLAN VINCULANTE HUANUCO 500/220 kV)	-	-	
		Av22max LT Huanuco-Vizcarra 220 kV	LT Paragsha - Vizcarra 220 kV	CT Aguaytia Fuera de Servicio	191	-	-	-	25	40	-	ESTABLE	ESTABLE	NO	NO	ESTABLE (INGRESO PLAN VINCULANTE HUANUCO 500/220 kV)	-	-	

(\*) Porcentaje respecto a la capacidad de la línea, según "Actualización de la Capacidad de Líneas, Transformadores y acoplamientos de barras del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional", actualización 23/09/2015.

Tabla 5.31 Resultados de las Simulaciones de Estabilidad Transitoria 2022 para Verificación del Esquema Especial del Área Norte.



	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva


## **5.9 Propuesta de Nuevas Instalaciones por Criterios de Seguridad, Calidad y Fiabilidad del SEIN (Artículo 14° del Reglamento de Transmisión)**

En el Artículo 14° numeral 14.3 del Reglamento de Transmisión se indica que, dentro del alcance del plan de transmisión, se deberá incluir “Cualquier instalación que a criterio del COES resulte de importancia fundamental para el mantenimiento de la seguridad, calidad y fiabilidad del SEIN”. Al respecto, en la sección 4 (Plan de Transmisión para el año 2026) se evaluaron las necesidades de nuevas instalaciones en el largo plazo para el cumplimiento de los Criterios de desempeño complementarios, considerando además lo indicado en el Artículo 14° del Reglamento como sustento. Asimismo, se menciona que las necesidades específicas de calidad y seguridad deberán ser preferentemente determinadas en un periodo menor de evaluación (Plan Vinculante), dado que la incertidumbre de implementación de los proyectos de demanda y generación es menor.

En este sentido, en los análisis eléctricos de verificación del desempeño de largo plazo (Plan de Transmisión) se observó que, a pesar de seguir los criterios que se indican en la Norma respecto a condiciones de operación en contingencias, el área Norte sigue siendo la más vulnerable respecto a la calidad y seguridad del sistema, acompañado con el área Centro-Oriente. En particular, ante contingencias de salidas de LLTT de 500 kV en el área Norte las cuales podrían ocasionar el colapso de tensión con repercusión en barras críticas del área Norte y/o la inestabilidad angular (pérdida de sincronismo de unidades de generación). En vista de ello, y habiendo recogido la experiencia de los Área Sur<sup>13</sup>, se recomienda implementar los denominados Esquemas Especiales de Protecciones (EEP) para evitar colapsos ya sea por inestabilidad de tensión y/o angular mediante rechazo de carga sistémico en el norte. Cabe resaltar que la consideración de los EEP en la planificación responde, entre otras, a la necesidad de atender aspectos de seguridad del sistema a menor costo de

---

<sup>13</sup> Se tiene la experiencia de uso de los Esquemas Especiales de Protecciones en el SEIN en los enlaces Centro – Sur cuando se presenta una configuración de una línea de 500 kV con un enlace de respaldo de 220 kV, situación temporal mientras se implementa un segundo enlace en 500 kV redundante. Este esquema de protecciones para el área Sur está basado en el uso de PMUs instalados en las SSEE del enlace 500 kV, activando rechazos de carga en diversos puntos del área Sur con rapidez suficiente para garantizar la integridad y estabilidad del SEIN.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

manera temporal, anterior a la implementación de refuerzos de los corredores principales, previstos en el largo plazo y la visión del PT.

Esta sección del informe tiene por objetivo verificar de manera general la aplicación de los EEP propuestos con el propósito de asegurar la operación del sistema asociado a fallas, tal como lo indicado en el numeral 4.8.5 para la evaluación de alternativas de planificación en el año 2026 usando el análisis de márgenes de carga.

### 5.9.1 Criterios

Los criterios de diseño de los EEP se orientan a mantener la integridad y estabilidad del sistema, considerando además un desempeño eléctrico acorde con los estándares de seguridad operativa del SEIN. Es importante resaltar que los esquemas de rechazos automáticos de carga/generación (ERACG) del SEIN, implementados a la fecha, responden a necesidades de estabilidad de frecuencia, es decir, se basan en el análisis de la desconexión de líneas de interconexión que provocan separación de áreas, cuya actuación se basa en rechazos de carga sobre condiciones de mínimas frecuencias y también en rechazo de generación bajo condiciones de sobrefrecuencias. Al respecto, las condiciones de pérdida de sincronismo (estabilidad angular) y decaimiento progresivo catastrófico de las tensiones (colapso de tensión) en áreas, pueden presentarse sin que se alcance la inestabilidad de frecuencia. Por otro lado, el ERACG basado en rechazos de carga sobre condiciones de mínima tensión, actualmente garantiza la protección de las subestaciones del área Lima. En ese sentido, sumado a la falta de nuevos equipamientos para la implementación de esquemas de protección en el SEIN, surge la necesidad de proponer EEPs.

Dado los problemas de estabilidad y sobrecarga en contingencias que atiende los EEP, estos se deberán enfocar a soluciones integradas en áreas del SEIN sobre condiciones extremas de operación, como salidas de líneas que ocasionen variaciones súbitas de ángulos y/o tensiones sobre las cuales se sabe a priori que se requerirán estos esquemas. El diseño de los EEP se realizará mediante simulaciones dinámicas (análisis en el dominio del tiempo) aplicando salidas de líneas por fallas. Los EEP deberán cumplir los criterios de desempeño de estabilidad y seguridad operativa del SEIN indicados a continuación:

- Las tensiones post-falla de las barras del sistema de transmisión no deben alcanzar niveles de tensión debajo de 0,9 p.u en estado estacionario. De ser el

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

caso, y si la tensión post-falla se encuentra entre 0,8 p.u y 0,9 p.u se requerirá el uso de la función de disparo por mínima tensión ( $\Delta t = 3s$ ).

- Las tensiones post-falla de las barras del sistema de transmisión adyacentes a la falla simulada no deben alcanzar niveles de tensión debajo de 0,8 p.u. durante más de 1 segundo<sup>14</sup>. De ser el caso, se requerirá el uso de la función de disparo transferido directo ( $\Delta t = 200$  ms).
- Las líneas de transmisión no deben sobrepasar sus capacidades de sobrecarga permisible de transmisión. De ser el caso, se requerirá el uso de la función de disparo transferido directo ( $\Delta t = 200$  ms).
- Los generadores no deberán perder el sincronismo. De ser el caso, se requerirá el uso de la función de disparo transferido directo ( $\Delta t = 200$  ms).

Para la función de disparo transferido directo, se considera que la tensión deberá restablecerse como mínimo hasta 0,80 p.u., y para la etapa de mínima tensión deberá estabilizarse como mínimo hasta 0,90 p.u.

Estos esquemas especiales de protecciones podrán implementarse considerando desde una tecnología convencional hasta la tecnología de medición fasorial sincronizada, su elección estará en función del alcance de la aplicación que se desee implementar teniendo en cuenta el grado de complejidad del área protegida.

El EEP deberá ser selectivo contando con un grupo de cargas candidatas para los rechazos de carga. En este caso, se empezará por las cargas especiales (con mayores demandas) y de ser necesario, como último nivel de acción, las cargas vegetativas.

### **5.9.2 Esquema Especial de Protección del Área Norte del SEIN**

El área norte del sistema eléctrico peruano presenta debilidades por ser un sistema radial, sin proyectos de generación de bajo costo de operación y con un crecimiento constante de la demanda. En consecuencia, la potencia eléctrica proviene principalmente del área centro y es transmitida por las líneas de 500 kV y 220 kV, presentándose serios problemas a consecuencia de las salidas de las líneas de 500 kV que provocan que los tramos de las líneas paralelas de 220 kV se sobrecarguen

---

<sup>14</sup> Procedimiento Técnico COES PR-8: Criterios de Seguridad Operativa de Corto Plazo para el SEIN.

peligrosamente, ocasionando grandes caídas de tensión que podrían llevar al sistema al colapso y además la pérdida el sincronismo de las unidades de generación.

En ese sentido, por tratarse de fenómenos asociados a la inestabilidad de tensión y/o angular de toda una amplia área como es el norte, que de ocurrir la condición más crítica como la salida por falla de una línea de 500 kV sin tener un esquema especial de protección de respuesta rápida con lógica selectiva, el sistema podría colapsar por lo que se propone el uso de la tecnología con equipos de medición fasorial sincronizada (sincrofasores). Entre las principales funciones de los sincrofasores se tiene la predicción de la inestabilidad de tensión, detección de oscilaciones angulares, detección de pérdidas de sincronismo entre partes del sistema y la implementación de esquemas automáticos de desconexión de carga basados en el intercambio de información sincronizada de los relés de protección.

La Figura 5.60 y Figura 5.61 muestran el Esquema Especial de Protección del Área Norte para el 2017 y el 2022 respectivamente:

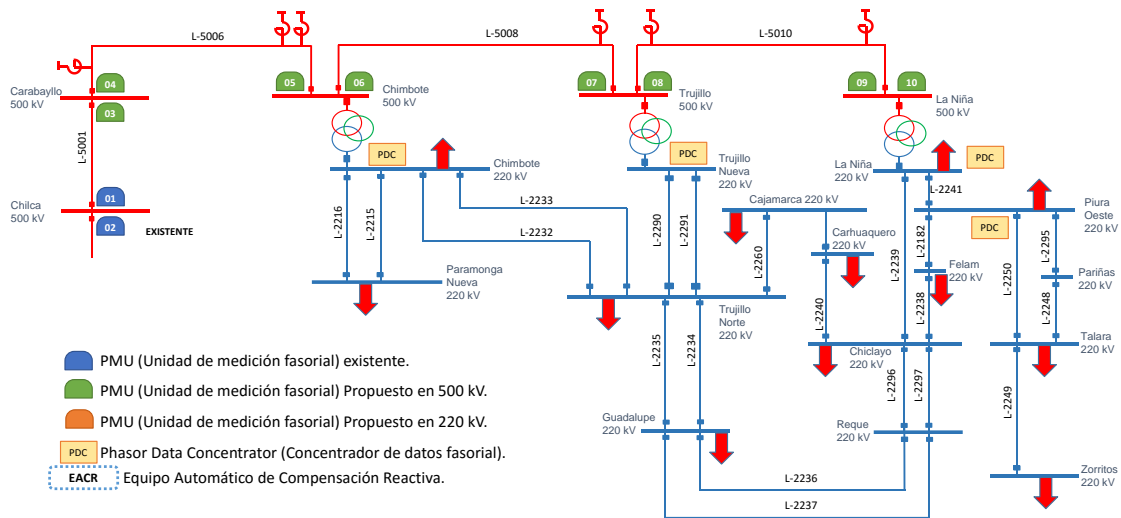


Figura 5.60 Esquema Especial de Protección del Área Norte, para el 2017.

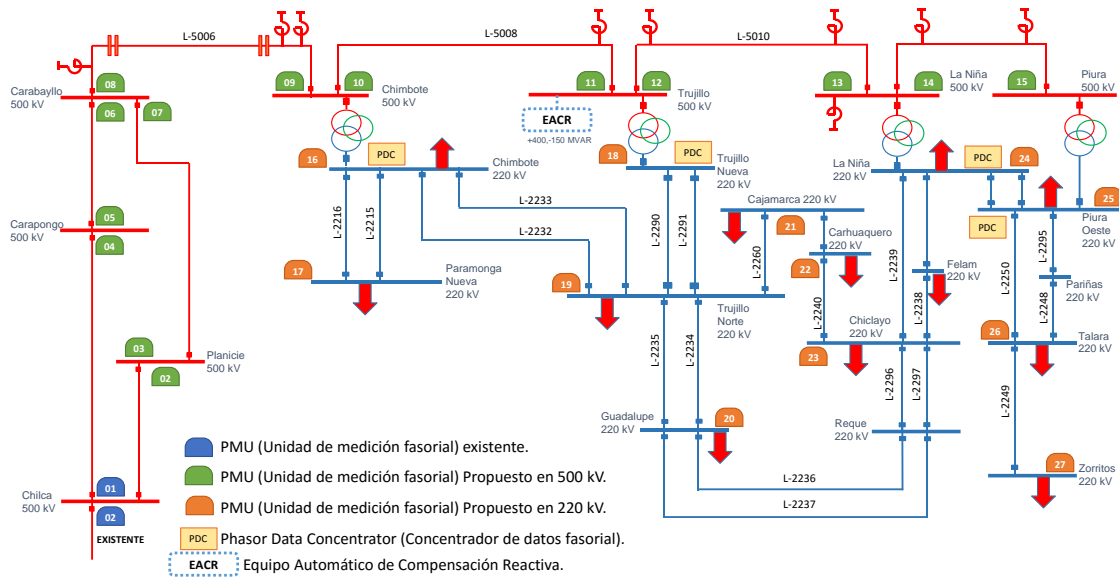


Figura 5.61 Esquema Especial de Protección del Área Norte, para el 2022.

Este Esquema Especial de Protección se integrará con los PMUs existentes del EEP de Cerro Verde que permitirá interconectar sistemas de protección basados en PMUs.

La Tabla 5.32 muestra el resumen de los resultados para el 2019, en donde se ha realizado simulaciones para fallas en los tramos de línea de 500 kV desde la SE Carabayllo hasta la SE la Niña, el Anexo K contiene los resultados en el dominio del tiempo.

La simulación del año 2019, muestra el efecto positivo en la seguridad del sistema con la actuación del EEP, en la que considera un ajuste preliminar a nivel de planificación. Por ser este, el año esperado del ingreso del EACR Trujillo 500 kV, se ha considerado dos escenarios posibles: con el ingreso de dicho equipo y su retraso (sin EACR Trujillo 500 kV). Sin la implementación del EEP, para ambas condiciones, de presentarse alguna salida por falla de las líneas de 500 kV del Norte el sistema entraría en una región de operación insegura debido a la presencia grandes sobrecargas por las líneas paralelas en 220 kV (hasta el 90%), problemas de inestabilidad de tensión y/o angular.

Con el EEP, se aplicaron fallas en los tramos de líneas Carabayllo – Chimbote – Trujillo – La Niña de 500 kV, cada tramo provoca efectos diferentes por lo que el EEP es selectivo contando con un grupo de cargas candidatas para los rechazos de carga. Para la falla en la LT Carabayllo – Chimbote 500 kV fue necesario la actuación por disparo directo transferido (200 ms) de hasta 178 MW en Chimbote, Trujillo y La Niña (teniendo la prioridad el rechazo de cargas especiales), con la finalidad reducir el flujo

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

por la LT Paramonga – Chimbote 220 kV y evitar la pérdida de sincronismo de la CH Cañón del Pato. Por otro lado, la falla de la LT Chimbote – Trujillo 500 kV fue necesario la actuación por disparo directo transferido (200 ms) de 447 MW de las SSEE Trujillo, Guadalupe, Chiclayo, Felam, La Niña y Talara (primera prioridad el rechazo de cargas especiales), con la finalidad reducir la sobrecarga por la LT Chimbote – Trujillo 220 kV. Posteriormente, la falla en la LT Trujillo – La Niña 500 kV actuó el rechazo de carga por disparo de mínima tensión (tensiones entre 0,8 y 0,9 por 3 s) con 132 MW en las SSEE La Niña, Piura y Talara (todas cargas especiales) evitándose la inestabilidad de tensión.

El EEP tendría cobertura para las salidas por falla de las líneas de 500 kV considerando aún con el retraso del ingreso del EACR Trujillo 500 kV, evitándose las sobrecargas de líneas, colapsos de tensión y/o inestabilidad angular.

La propuesta del EEP Área Norte se verifica en el año 2022, como parte del escenario del Plan Vinculante 2022.

ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCION DEL AREA NORTE DEL SEIN (EEP NORTE)				NOMINAL (MVA)	SOBRECARGA PERMISIBLE			PRE-FALLA (°)	POST-FALLA SIN EEP (°)	POST-FALLA CON EEP (°)	DIFERENCIA ANGULAR (°)	SIN ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCION					MÍNIMO RECHAZO DE CARGA		COMENTARIO CON EL ESQUEMA ESPECIAL PROTECCION	
Año	ÁREA	CONTINGENCIA ANALIZADA	LÍNEA AFECTADA		CONDICION	(MVA)	(%)					TIEMPO (min)	(%)	(%)	(%)	ESTAB. ANGULAR	ESTAB. TENSION	TENSION V < 0,8 p.u. (1 SEG.)		TENSION 0,8<V<0,9 p.u.
2019	Norte	Av19max LT Trujillo - LaNiña 500 kV (**)	LT Chiclayo - La Niña 220 kV	Con EACR Trujillo 500 kV	152	-	-	-	43	139	91	PRE-F = 4,9° POST-FSIN EEP = 17°	ESTABLE	INESTABLE	NO	SI	-INESTABILIDAD DE TENSION. -SOBRECARGA LT	-	97 MW (La Niña 93%) 13 MW (Piura 5%) 16 MW (Talara 12%) <b>TOTAL 127 MW</b>	SEGURIDAD GARANTIZADA
		Av19max LT Trujillo - LaNiña 500 kV (**)	LT Chiclayo - La Niña 220 kV	Sin EACR Trujillo 500 kV	152	-	-	-	44	138	87	PRE-F = 5° POST-FSIN EEP = 17,5°	ESTABLE	INESTABLE	NO	SI	-INESTABILIDAD DE TENSION. -SOBRECARGA LT	-	97 MW (La Niña 93%) 13 MW (Piura 5%) 21 MW (Talara 16%) <b>TOTAL 132 MW</b>	SEGURIDAD GARANTIZADA
		Av19max LT Chimbote - Trujillo 500 kV (**)	LT Chimbote - Trujillo 220 kV	Con EACR Trujillo 500 kV	152	182.4	20	240	71	223	120	PRE-F = 8° POST-FSIN EEP = 27°	ESTABLE	ESTABLE	NO	NO	-SOBRECARGA LT	170 MW (Trujillo 77%) 21 MW (Guadalupe 49%) 16 MW (Chiclayo 11%) 32 MW (Felam 98%) 102 MW (La Niña 98%) 91 MW (Talara 70%) <b>TOTAL 433 MW</b>	-	SEGURIDAD GARANTIZADA
				Sin EACR Trujillo 500 kV	152	182.4	20	240	72	205	120	PRE-F = 8° POST-FSIN EEP = 26°	ESTABLE	ESTABLE	NO	NO	-SOBRECARGA LT	170 MW (Trujillo 77%) 21 MW (Guadalupe 49%) 16 MW (Chiclayo 11%) 32 MW (Felam 98%) 102 MW (La Niña 98%) 105 MW (Talara 80%) <b>TOTAL 447 MW</b>	-	SEGURIDAD GARANTIZADA
		Av19max LT Carabayllo - Chimbote 500 kV (**)	LT Paramonga - Chimbote 220 kV	Con EACR Trujillo 500 kV	180	216	20	240	33	180	121	PRE-F = 6,7° POST-FSIN EEP = 38,5°	INESTABLE	INESTABLE	SI	SI	-SOBRECARGA LT -PERDIDA SINCRONISMO CH CAÑON DEL PATO (7,5 s)	71 MW (Chimbote 79%) 44 MW (Trujillo 20%) 63 MW (La Niña 60%) <b>TOTAL 178 MW</b>	-	SEGURIDAD GARANTIZADA
				Sin EACR Trujillo 500 kV	180	216	20	240	33	133	117	PRE-F = 6,8° POST-FSIN EEP = 39°	INESTABLE	INESTABLE	SI	SI	-SOBRECARGA LT -PERDIDA SINCRONISMO CH CAÑON DEL PATO (4,8 s)	71 MW (Chimbote 79%) 44 MW (Trujillo 20%) <b>TOTAL 115 MW</b>	8 MW (Chimbote 9%)	SEGURIDAD GARANTIZADA

(\*) Porcentaje respecto a la capacidad de la línea, según "Actualización de la Capacidad de Líneas, Transformadores y acoplamientos de barras del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional", actualización 23/09/2015.  
(\*\*) Actuación de protecciones propias por Mn. Tensión: La Quiñua (Cajamarca) = 11 MW (t = 87,1 ms) y La Pajuela (Cajamarca) = 17 MW (t = 87,1 ms).

Tabla 5.32 Resultados del Esquema Especial de Protección del Área Norte (2019).

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### 5.9.3 Esquema Especial de Protección del Área Centro-Oriente del SEIN

Esta área es vulnerable especialmente con la salida de la LT Tingo María – Vizcarra 220 kV, ya que producto de ello resulta en una topología muy peligrosa compuesta por un sistema radial de 380 km en líneas 138 kV y 220 kV desde Paragsha hasta Pucallpa. Esta topología podría provocar sobrecargas en líneas desde Paragsha a Tingo María en 138 kV, disminuyendo sustancialmente el control de tensiones; que se agravaría si la CT Aguaytía se encontrara fuera de servicio. Esta condición es muy probable que ocurra ya que se espera que con el ingreso del SVC de Pucallpa en 60 kV, la CT Aguaytía no opere por condición de mínima tensión. Con todo esto, se ha visto la necesidad de contar con un esquema especial de protección que garantice la seguridad del área.

Se trata de una necesidad de carácter temporal, debido que ingresará aproximadamente en el 2020 (fecha estimada) un refuerzo importante propuesto en el Plan de Transmisión 2015 – 2024 denominado “Proyecto Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas”<sup>15</sup> por lo que este EEP será usado en menor grado. Además, por ser una aplicación puntual, se ha considerado suficiente la implementación del EEP Área Centro-Oriente con tecnología convencional.

El diagrama del esquema de protecciones se muestra en la Figura 5.62.

---

<sup>15</sup> Proyecto que compone la SE Nueva Huánuco 500/220/138 kV, la SE Yungas 220 kV, LT Nueva Yanango – Nueva Huánuco 500 kV, LT Nueva Huánuco – Yungas 220 kV, LT Tingo María – Chaglla 220 kV, seccionamiento en SE Nueva Huánuco de LT Chaglla – Paragsha 220 kV, el seccionamiento en SE Nueva Huánuco de LT Tingo María – Vizcarra 220 kV y LT Nueva Huánuco – Amarilis 138 kV.



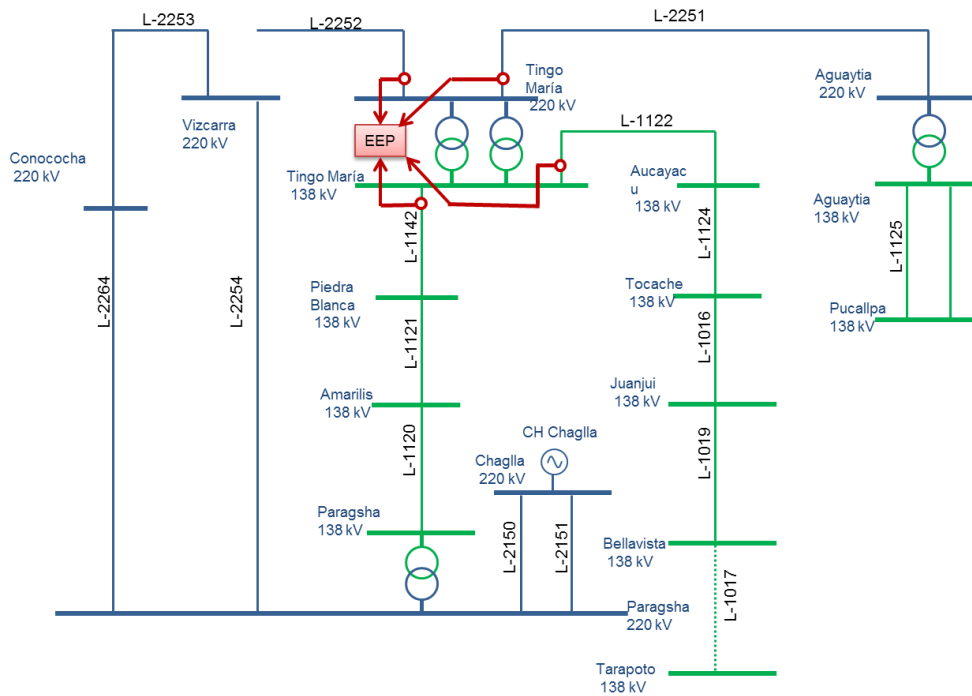


Figura 5.62 Esquema Especial de Protección del Área Centro-Oriente.

La Tabla 5.33 muestra el resumen de los resultados obtenidos para el 2019, en donde se ha simulado la falla y salida de la LT Tingo María - Vizcarra 220 kV considerándose que la CT Aguaytía permanece fuera de servicio y operando el SVC de Pucallpa, el Anexo K contiene los resultados en el dominio del tiempo.

De ocurrir esta falla sin el EEP, se producirían grandes sobrecargas a lo largo de la línea Paragsha – Amarilis – Piedra Blanca – Tingo María en 138 kV, resultando la más afectada la LT Amarilis – Piedra Blanca 138 kV con 94% de sobrecarga, conllevando al sistema hacia el colapso por inestabilidad de tensión.

En esta evaluación, se ha considerado que los rechazos de carga serán en Pucallpa, dado que es la mayor carga en el extremo final de la radial resultante en la condición post-falla, producto de la salida de la línea fallada. Estos rechazos de carga podrán ser definidos a partir de umbrales sobre el flujo de potencia por la LT Tingo María – Vizcarra 220 kV.

El EEP del Área Centro-Oriente permite asegurar la seguridad del sistema por la salida por falla de la LT Tingo María – Vizcarra 220 kV (condición de operación crítica). De no implementarse, se producirían altas sobrecargas en las líneas de 138 kV desde Paragsha hasta Tingo María y el sistema colapsaría por inestabilidad de tensión.

ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCION DEL AREA NORTE DEL SEIN (EEP ORIENTE)					NOMINAL (MVA)	SOBRECARGA PERMISIBLE				PRE-FALLA(*) (%)	POST-FALLA(*) SIN ESQUEMA (%)	POST-FALLA(*) CON ESQUEMA (%)	SIN ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCION					MÍNIMO RECHAZO DE CARGA		COMENTARIOS CON EL ESQUEMA ESPECIAL PROTECCION
Área	CONTINGENCIA ANALIZADA	LINEA AFECTADA	CONDICION	(MVA)		(MVA)	(%)	TIEMPO (min)	ESTABILIDAD ANGULAR				ESTABILIDAD DE TENSION	TENSION V < 0,8 p.u. (1 SEG.)	TENSION 0,8 < V < 0,9 p.u.	COMENTARIOS SIN EEP	TRANSFERIDO (200 mseg.)	MÍNIMA TENSION (3 seg.)		
2019	Centro	Av19max LT Tingo María-Vizcarra 220 kV	LT Amarilis - Piedra Blanca 138kV	CT Aguaytia Fuera de Servicio	45	54	20	240	87	194	119	ESTABLE	INESTABLE	NO	SI	-INESTABILIDAD DE TENSION. -SOBRECARGA LT	41 MW (Pucallpa). <b>TOTAL 41 MW</b>	-	<b>SEGURIDAD GARANTIZADA</b>	

(\*) Porcentaje respecto a la capacidad de la línea, según "Actualización de la Capacidad de Líneas, Transformadores y acoplamientos de barras del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional", actualización 23/09/2015.

Tabla 5.33 Resultados simulados del Esquema de Protección del Área Centro-Oriente para el 2019.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### 5.10 Conclusiones de los Estudios Eléctricos 2022.

- Se verifica que los proyectos del Plan Vinculante satisfacen los criterios técnicos de desempeño indicados en la Norma (referidos a tensiones, flujos y estabilidad transitoria), en la operación prevista para el año 2022.
- El EEP del Norte, proporcionará seguridad en la operación del sistema ante fallas con pérdida de líneas, especialmente las LTs de 500 kV desde Carabayllo hasta Nueva Piura. De no implementarse y de ocurrir una falla en las líneas de 500 kV, no será factible enviar potencia hacia el norte por las líneas en 220 kV ocasionándose problemas de estabilidad angular y/o el fenómeno de Colapso de Tensión. Por ser una aplicación sistémica en la que involucran 4 posibles fallas en las LTs de 500 kV del norte y por lo que deberá estar dotado con lógicas de actuación selectivas, es necesario contar con un esquema de protección inteligente que cuente con una rapidez de respuesta suficiente para asegurar la estabilidad y seguridad del área norte. En ese sentido, este esquema protección estará compuesta con la infraestructura de PMUs, que tendrá comunicación con el Esquema de Protección existente “RAS Cerro Verde”<sup>16</sup>.
- El EEP del Centro-Oriente, proporcionará seguridad en la operación del sistema ante la falla con pérdida de la LT Tingo María – Vizcarra 220 kV considerándose que la CT Aguaytía permanece fuera de servicio (no operaría por mínima tensión por la presencia del SVC de Pucallpa). Que de no existir, ocurrirían sobrecargas extremas en los tramos de línea de 138 kV desde Paragsha hasta Tingo María, además la operación no sería factible por presentarse el fenómeno de Colapso de Tensión. Se propone que este esquema de protección sea implementado con tecnología convencional, por ser un problema temporal y puntual, que se espera sea mitigado con el ingreso del proyecto vinculante “Enlace 500 kV Nueva Yanango – Nueva Huánuco y subestaciones asociadas” para el 2020.
- Los equipamientos para la implementación de estos esquemas de protección representan nuevas inversiones, que por la función que tienen en la operación

---

<sup>16</sup> Informe Final aprobado mediante carta COES/D/DP-1826-2015 “Aprobación del Estudio del Esquema de Desconexión de Carga basado en PMU de la Expansión Cerro Verde – RAS Cerro Verde”.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

del SEIN son adicionales a los Esquemas de Rechazo de Carga/Generación<sup>17</sup> y otras protecciones<sup>18</sup> existentes.

- Se propone como proyecto vinculante la LT La Niña – Piura 500 kV, la S.E. Piura 500/220 kV y un EACR en la SE Piura 500 kV. De no ser así, la operación del Área Norte estaría sujeta a restricciones operativas asociadas a mejorar control de tensiones que evitarían el colapso del sistema. Por otro lado, este proyecto propiciará que la CT Malacas no opere por mínima tensión evitando el sobre costo operativo.
- En las SSEE Ventanilla, Chavarría y Santa Rosa existen equipos de las empresas de Distribución y Generación que tienen capacidades de ruptura menores a los 40 kA del resto de las instalaciones. Las corrientes de corto circuito en estas subestaciones sobrepasarán sus actuales capacidades de ruptura por lo que es necesario que estos equipos sean normalizados a 40 kA en el más breve plazo. Es importante mencionar que en el año 2014, en la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2015 - 2024<sup>19</sup>, el COES indicó la necesidad de normalizar la capacidad de ruptura de los equipos a 40 kA en estas subestaciones.
- Se recomienda que en el Plan de Inversiones se evite plantear la conexión de nuevas subestaciones seccionando de manera individual líneas de transmisión paralelas en niveles de tensión de 500 kV y 220 kV, ya que ellas forman parte de los corredores para uso exclusivo de la transmisión. Este tipo de conexiones constituyen asimetrías topológicas en las redes de transmisión que provocan sobrecargas tempranas de uno de los circuitos, limitando la transferencia de potencia por todo el conjunto de líneas en paralelo.

---

17 Informe Final COES/DP/SNP-037-2015 “Estudio de Rechazo Automático de Carga/Generación del SEIN – Año 2016”.

18 Informe Final EDP-COES-004-14 “Actualización del Estudio de Coordinación de las Protecciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional Año 2014”.

19 Información publicada en la página web del COES : <http://www.coes.org.pe/wcoes/coes/infoperativa/estudios/ppt/default.aspx>

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### 5.11 Consolidado del Plan Vinculante 2022

En esta sección se presenta el Plan Vinculante para el año 2022. Este plan incluye los resultados del análisis Trade-Off / Risk MINIMAX (Ver numeral 5.6), con el cual se seleccionó el Plan A-D, entre cuatro planes analizados. También se incluyen las líneas por el criterio N-1 (Ver numeral 5.7), así como esquemas especiales de protección incluidos a partir de los análisis eléctricos (Ver numeral 5.9)

<b>Plan Vinculante</b>	
<b>Esquemas Especiales de Protección</b>	
Norte del SEIN (**)	
Centro-Oriente del SEIN (**)	
<b>Proyecto Enlace 220 kV Pariñas - Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas: (segunda terna) (*)</b>	
<b>Proyecto Enlace 220 kV Tingo Maria - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (segunda terna) (*)</b>	
<b>Proyecto Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>	
LT 500 kV La Niña - Piura (*)	
SE Piura 500/220 kV (*)	
EACR 500 kV Piura (*)(**)	
(*) Sustentado por el criterio N-1 de la Norma (**) Sustentado por análisis eléctricos y del análisis por el Art. 14 del Reglamento de Transmisión.	
<b>Costo de Inversión 142 Millones U\$S</b>	

Tabla 5.34 Plan Vinculante 2022.

PLAN

VINCULANTE

2022

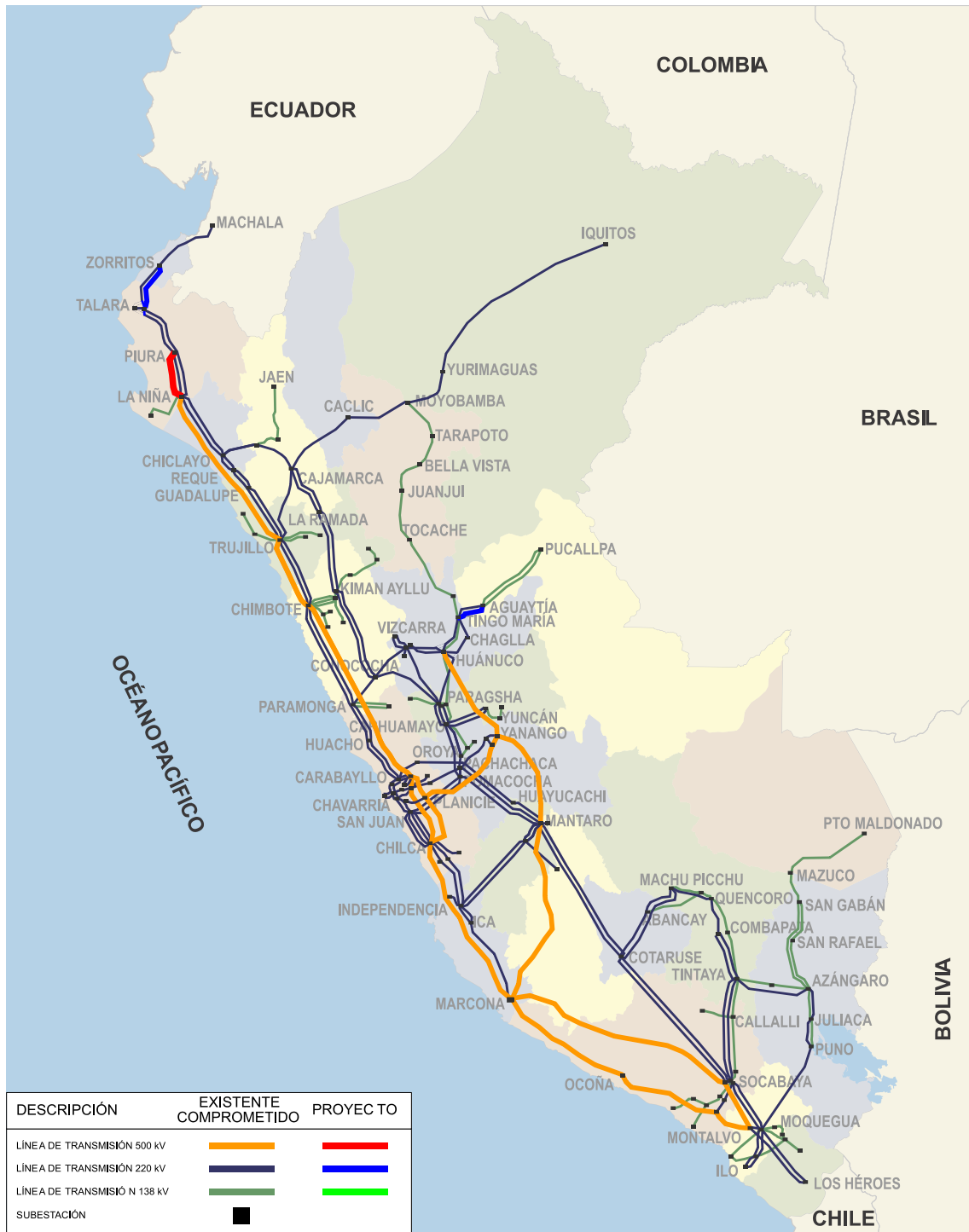



Figura 5.63 Plan Vinculante 2022.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## 5.12 Fecha Requerida de Ingreso de los Proyectos del Plan Vinculante hasta el 2022.

### 5.12.1 Análisis de flujos de potencia en estado estacionario 2017 - 2020.

Preliminarmente a la determinación de las fechas en que se requiere el ingreso de los planes vinculantes hasta el 2022, se ha realizado simulaciones de flujos de potencia en estado estacionario para el periodo 2017 al 2020, como medio de verificación el desempeño con los planes de obras de generación y de transmisión considerados en este informe.

De los resultados de las simulaciones se resalta lo siguiente:

- La interconexión Centro – Sur, presenta sobrecarga en la LT Mantaro – Cotaruse 220 kV para los escenarios de avenida 2017, estiaje 2018, avenida y estiaje 2019 y en la avenida 2020, con un valor máximo de 366 MW por circuito en el año 2017. Se debe tener presente que esta línea está preparada para transportar 505 MVA por circuito de manera continua<sup>20</sup>.
- Se presenta sobrecarga en la LT Huanza – Carabayllo 220 kV en la avenida del 2017, este problema desaparece con la ejecución del proyecto de repotenciación de 152 MVA a 250 MVA prevista para mediados del 2017 (proyecto del plan vinculante del PT 2013 – 2022).
- En el año 2020, la LT Chilca – Alto Pradera 220 kV presenta el 91% de carga. Se recomienda no seccionar circuitos individuales en líneas de transmisión con múltiples circuitos en paralelo de niveles de tensión de 220 kV y 500 kV, que forman parte de los corredores de uso exclusivo para la transmisión dado que provocan asimetrías estructurales en los corredores provocando la sobrecarga temprana de uno de sus circuitos, limitando la transferencia de potencia y perjudicando la operación del sistema.
- Se presentan tensiones bajas en la SE Balnearios 220 kV (entre 0,93 y 0,94 pu desde el 2017 al 2020). Se recomienda que la empresa de concesionaria correspondiente proponga medidas de solución que mejoren el perfil de tensiones.

<sup>20</sup> De acuerdo al “Estudio de la Compensación Serie para la LT de 220 kV Mantaro – Cotaruse – Socabaya”, Consorcio Transmantaro S.A. (CTM, 2008 – Proyecto de Reforzamiento a 500 MW), la capacidad de la LT 220 kV Mantaro-Socabaya en forma permanente queda determinado para una transmisión de potencia de 505 MVA por circuito (663 A en cada uno de los dos (2) conductores por fase), dado que produce temperaturas de operación del conductor alrededor de 71° C, valor que es menor al máximo admisible de 75° C (límite térmico).

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

- Respecto al Oficio N° 670-2012-SERNANP/DGANP del SERNANP, que menciona el retiro gradual de las líneas L-1001 y L-1002 de 138 kV que salen de la CH Machupicchu; en este informe se ha realizado una evaluación referencial sobre esta condición y se ha observado que el retiro de estas líneas estaría condicionado al ingreso de la líneas Suriray – Quencoro – Onocora – Tintaya 220 kV debido a que este proyecto proporcionaría la oportunidad de alimentar por medio de los transformadores 220/138 kV de las SSEE Abancay y Quencoro hacia las cargas del área de las SSEE Cachimayo y Quencoro 138 kV. De no ser así, no sería posible el suministro de potencia ni la operación segura de esta área debido a problemas de colapso de tensión y sobrecargas de líneas en 138 kV. Cabe indicar que el titular de las líneas L-1001 y L-1002 no ha informado respecto a la decisión de retirarlas.

En el Anexo M se muestra mayor detalle sobre los resultados del análisis realizado.

#### **5.12.2 Análisis para la determinación de la fecha requerida de los Proyectos del Plan Vinculante hasta el 2022.**

Para definir la fecha en la que técnicamente se requiere la operación de los proyectos vinculantes del año 2022 se ha realizado simulaciones y análisis para los años del 2017 al 2020.

- **Fecha requerida del EEP Área Norte.**- De acuerdo a los resultados de las simulaciones Tabla 5.35, se requiere a partir del año 2017 (fecha dentro del periodo de análisis para la actualización del PT 2017 – 2026). La siguiente tabla resume los resultados. Se observa que si no estuviera el EEP Área Norte el sistema resultaría inestable por tensión y se produciría grandes sobrecargas en las líneas paralelas en 220 kV (como la LT Chimbote – Trujillo 220 kV).
- **Fecha requerida del EEP Área Centro-Oriente.**- De acuerdo a las simulaciones Tabla 5.36, se requiere a partir del año 2017 (fecha dentro del periodo de análisis para la actualización del PT 2017 – 2026). Los resultados muestran que si no estuviera el EEP Área Centro-Oriente en el 2017, la falla y salida de la LT Tingo María – Vizcarra 220 kV provocaría una inestabilidad de tensión y sobrecarga excesiva en las líneas de 138 kV desde Amarilis hasta Tingo María.



ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCION DEL AREA NORTE DEL SEIN (EEP NORTE)				NOMINAL	SOBRECARGA PERMISIBLE			PRE-FALLA(*)	POST-FALLA(*) SIN ESQUEMA	DIFERENCIA ANGULAR	SIN ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCION				NECESITA ESQUEMA?	
Año	ÁREA	CONTINGENCIA ANALIZADA	LÍNEA AFECTADA		(MVA)	(MVA)	(%)				TIEMPO (min)	(%)	(%)	ESTABILIDAD ANGULAR		ESTABILIDAD DE TENSION
2017	Norte	Av17max LT Trujillo - LaNiña 500 kV	LT Chiclayo - La Niña 220 kV	152	-	-	-	5	93	PRE-F = 0,3° POST-F SIN EEP = 11°	ESTABLE	<b>INESTABLE</b>	NO	SI	<b>INESTABILIDAD DE TENSION</b>	<b>SI</b>
		Av17max LT Chimbote - Trujillo 500 kV	LT Chimbote - Trujillo 220 kV	152	182.4	20	240	53	<b>149</b>	PRE-F = 6° POST-F SIN EEP = 18°	ESTABLE	ESTABLE	NO	NO	<b>SOBRECARGA DE LINEA</b>	
		Av17max LT Carabaylo - Chimbote 500 kV	LT Paramonga - Chimbote 220 kV	180	216	20	240	38	92	PRE-F = 8° POST-F SIN EEP = 22°	ESTABLE	ESTABLE	NO	NO	-	

(\*) Porcentaje respecto a la capacidad de la línea, según "Actualización de la Capacidad de Líneas, Transformadores y acoplamientos de barras del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional", actualización 23/09/2015.

Tabla 5.35 Resultados para la determinación de la fecha de ingreso del Esquemas Especiales de Protección del Norte

ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCION DEL AREA ORIENTE DEL SEIN (EEP ORIENTE)				NOMINAL	SOBRECARGA PERMISIBLE			PRE-FALLA(*)	POST-FALLA(*) SIN ESQUEMA	SIN ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCION				NECESITA ESQUEMA?	
Año	ÁREA	CONTINGENCIA ANALIZADA	LÍNEA AFECTADA		(MVA)	(MVA)	(%)			TIEMPO (min)	(%)	(%)	ESTABILIDAD ANGULAR		ESTABILIDAD DE TENSION
2017	Centro	Av17max LT Tingo María-Vizcarra 220 kV	LT Amarillis - Piedra Blanca 138kV	180	216	20	240	97	<b>174</b>	ESTABLE	<b>INESTABLE</b>	NO	SI	<b>SOBRECARGA LT INESTABILIDAD DE TENSION</b>	<b>SI</b>

(\*) Porcentaje respecto a la capacidad de la línea, según "Actualización de la Capacidad de Líneas, Transformadores y acoplamientos de barras del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional", actualización 23/09/2015.

Tabla 5.36 Resultados para la determinación de la fecha de ingreso de los Esquemas Especiales de Protección del Centro-Oriente

- **Proyecto Vinculante de la LT La Niña – Piura 500 kV, S.E. Piura 500/220 kV y un EACR de 500 kV en la SE Piura<sup>21</sup>.**- Los resultados de las simulaciones indican que a partir del 2018 el doble circuito de la LT La Niña – Piura 220 kV estaría operando con sobrecarga y es por ello se contar con este proyecto para el 2018. Este proyecto además dotaría al área norte de una mayor fortaleza mejorando el control de tensiones.

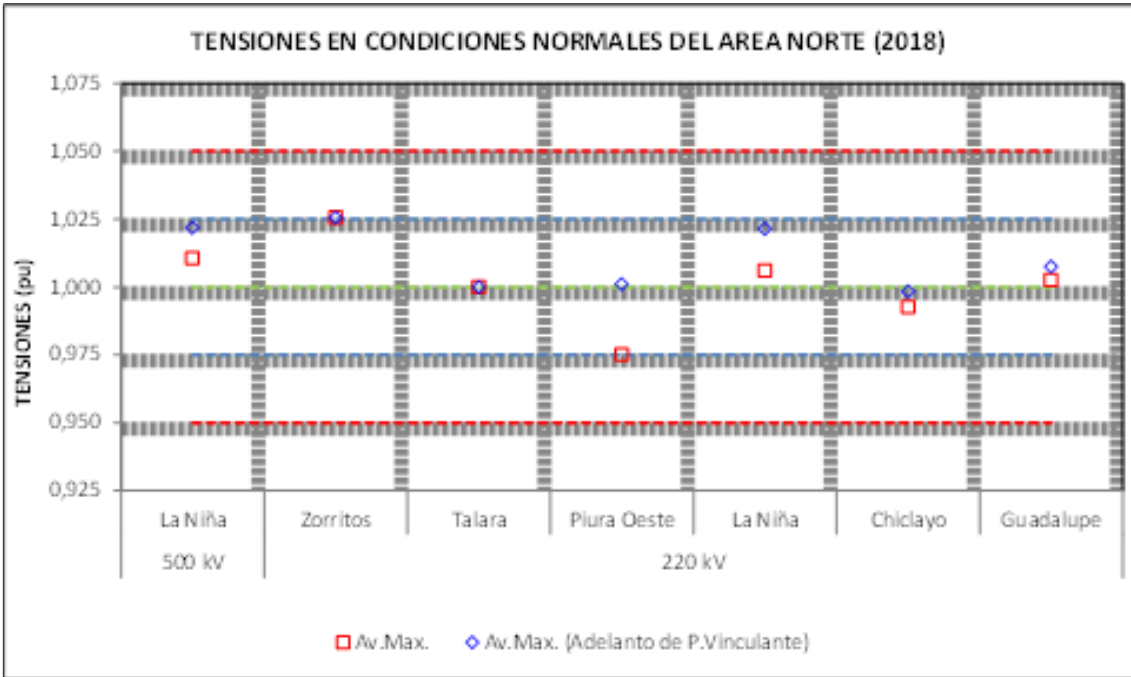


Figura 5.64 Tensiones asociadas al Proyecto Vinculante de la LT La Niña – Piura 500 kV y un EACR en la SE Piura 500 kV

<sup>21</sup> La Resolución Ministerial N° 583-2012-MEM/DM el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Plan de Transmisión 2013 -2022. Dentro de los proyectos vinculantes se incluyó la Línea de Transmisión 500 kV La Niña – Frontera, la cual forma parte del circuito de interconexión con Ecuador. Este proyecto tendría que adecuarse para que complemente el proyecto vinculante que se está planteando en el presente Plan de Transmisión.

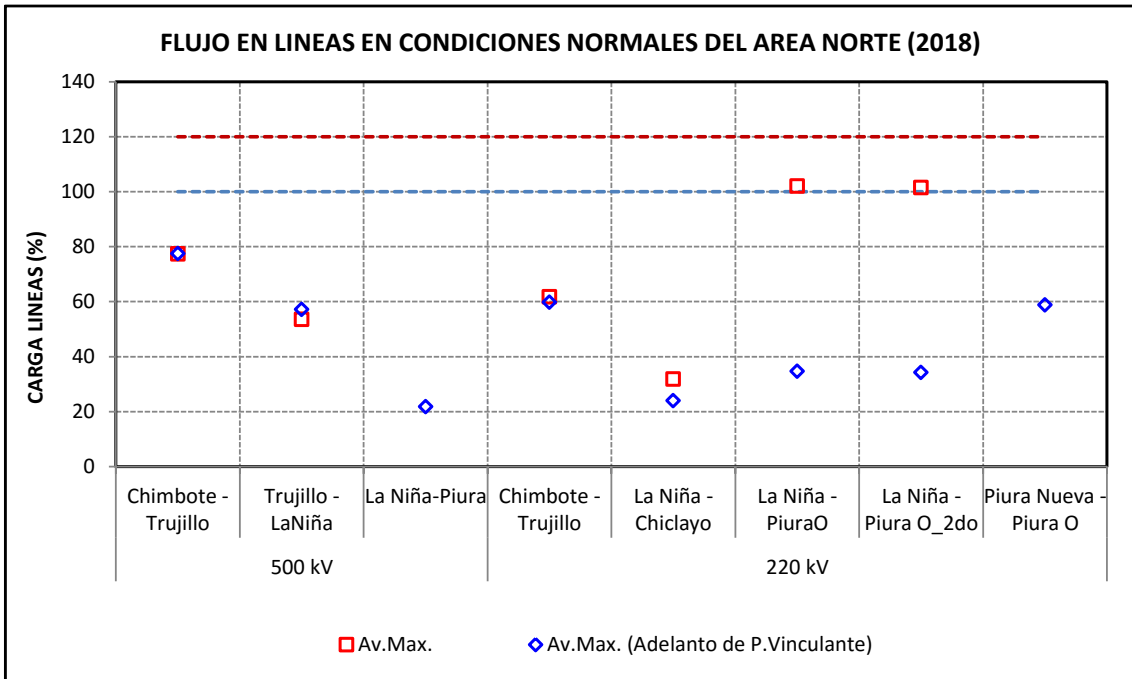


Figura 5.65 Flujos asociados al Proyecto Vinculante de la LT La Niña – Piura 500 kV y un EACR en la SE Piura 500 kV

- **Fecha requerida de la LT Pariñas – Nueva Tumbes 220 kV.**- Los resultados de las simulaciones indican que este proyecto se requiere a partir del año 2020. A partir de este año aparecen problemas de control de tensión desde la SE Piura hasta la SE Zorritos, considerándose la ausencia de la ampliación Talara. El ingreso de este proyecto proporcionará una mejora en el perfil de tensiones de esta área.

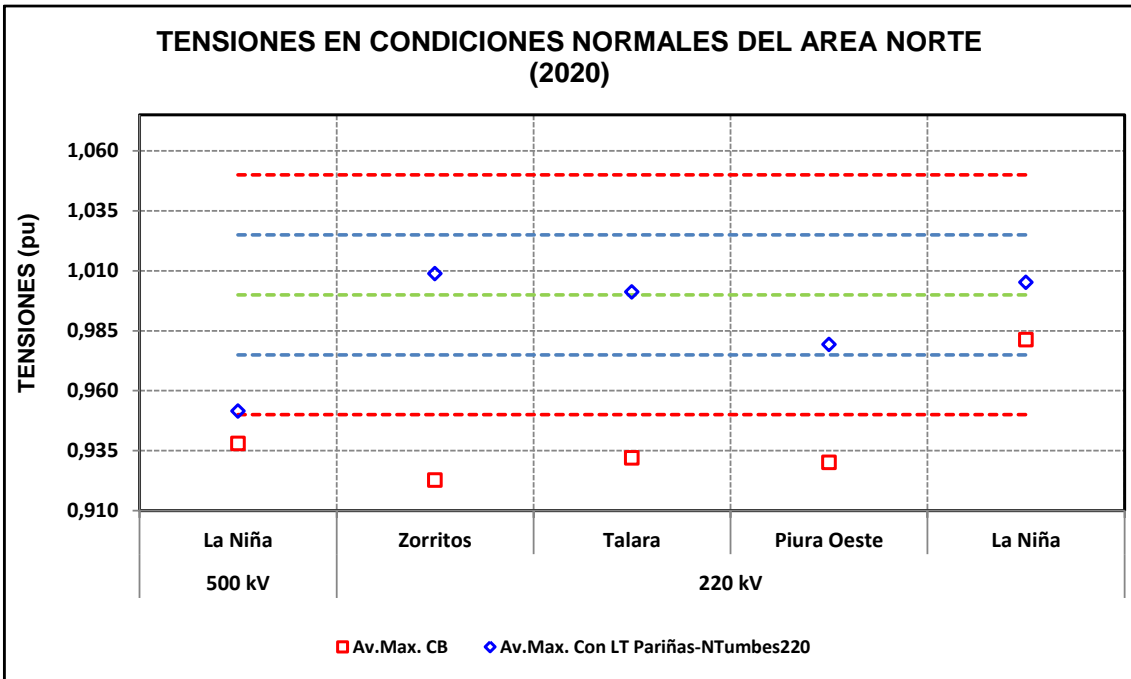


Figura 5.66 Tensiones asociadas al ingreso del Proyecto Vinculante de la LT Pariñas – Nueva Tumbes 220 kV

En ese sentido, la siguiente tabla indica la fecha estimada y requerida del Plan Vinculante 2022.

<b>Plan Vinculante</b>	<b>Año Requerido</b>
<b>Esquemas Especiales de Protección</b>	
Norte del SEIN	2017
Centro-Oriente del SEIN	2017
<b>Proyecto Enlace 220 kV Pariñas - Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas: (segunda terna)</b>	<b>2020</b>
<b>Proyecto Enlace 220 kV Tingo Maria - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (segunda terna)</b>	<b>2022</b>
<b>Proyecto Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>	
LT 500 kV La Niña - Piura	2018
SE Piura 500/220 kV	2018
EACR 500 kV Piura	2018

Tabla 5.37 Proyectos Vinculantes y fecha de ingreso requerida

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## **6 Comprobación de la Validez del Plan al Año 2031 (Quinto Año Adicional al Horizonte del Estudio)**

El objetivo de la “Comprobación Metodológica de Validez de Proyectos en Horizonte” es determinar si bajo las condiciones de demanda y generación del año 2031, es recomendable cambiar parte del plan para el año 2026, o los problemas que aparecen deben ser afrontados en futuras actualizaciones del plan de transmisión. Se debe tener en cuenta que se trata de un análisis a un horizonte de 15 años, por lo que las incertidumbres son mayores que para un horizonte de 10 años (caso del año 2026).

En ese sentido, la metodología para la comprobación es la siguiente:

- 1) Analizar congestiones en el año 2031, considerando el Plan de transmisión del año 2031. Se deslindará si las congestiones deben ser resueltas con el plan del 2026 o serán afrontadas en las próximas revisiones del plan.
- 2) Calcular HDN y MFI del Plan y compararlos contra los valores recomendados en la Norma.
- 3) Calcular el criterio N-1 para el año 2031 de las opciones que se justificaron por dicho criterio en el 2026, y compararlos contra el valor recomendado en la Norma.

### **6.1 Análisis de congestión en el año 2031**

Las premisas para elaborar los casos del análisis de congestión son: Un único futuro de demanda base 2031 (que corresponden al futuro Muy Optimista del año 2026), cuatro futuros de oferta (Incluyendo desarrollo de CCHH del Norte u Oriente), tres futuros de hidrología, un futuro de combustibles (medio) y un futuro de costos de inversión de proyectos.

En la Tabla 6.1 se muestran los 4 escenarios demanda - oferta considerados. Los primeros dos escenarios no consideran desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas del Oriente ni del Norte, en su lugar se tienen desarrollo de otras centrales hidráulicas o térmicas, por ejemplo ciclos combinados en el Norte o en el Sur, o en ambos. Los dos últimos escenarios consideran desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas del Norte y del Oriente separadamente.

Año	Codigo	Demanda (MW)				Oferta (MW)						Inyeccion (Hidro)		%	
		Norte	Centro	Sur	SEIN	Hidro	Termica	Total	Norte	Centro	Sur	Oriente	Norte	Reserva	C.Termicas
2031	Caso1	2 884	7 932	2 409	13 224	6 457	9 782	16 238	2 554	8 826	4 858	0	0	23%	60%
2031	Caso2	2 884	7 932	2 409	13 224	10 373	7 093	17 467	3 226	8 397	5 844	0	0	32%	41%
2031	CasoNorte	2 884	7 932	2 409	13 224	10 163	7 093	17 256	2 108	8 008	5 252	0	0	30%	41%
2031	CasoOriente	2 884	7 932	2 409	13 224	10 235	6 793	17 028	2 108	7 928	4 270	0	0	29%	40%

Tabla 6.1 Escenarios Base (Nudos), 2031.

En las siguientes tablas se muestran las congestiones en el año 2031 para los escenarios descritos en la Tabla 6.1 con el PT del 2026 y sin plan (caso base).

Para el área norte se observa en la Tabla 6.2 (parte derecha) que las líneas de transmisión con el PT del 2026 no presentan problemas importantes.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	Plan Base				Plan A					
			Desarrollo según lista priorizada				Desarrollo según lista priorizada					
			Dem Base				Dem Base					
			.6T	.6H			.6T	.6H				
Área Norte	LT 220 kV Talara - Zorritos	LNE-091	152	72%	72%	72%	72%	152	72%	72%	72%	72%
	LT 220 kV Talara - Piura	LNE-001	180	25%	25%	25%	25%	180	25%	25%	25%	25%
	LT 220 kV Talara - Piura	LNE-108	180	24%	24%	24%	24%	180	24%	24%	24%	24%
	LT 220 kV Piura - La Niña	LNE-106	180	139%	141%	141%	141%	180	41%	45%	42%	42%
	LT 220 kV La Niña - Chiclayo	LNE-107	180	12%	38%	112%	19%	180	8%	23%	12%	13%
	LT 220 kV Piura - La Niña SEC	LNE-110	180	137%	139%	139%	139%	180	40%	44%	42%	41%
	LT 220 kV La Niña SEC - Felam	LNEb110	180	14%	36%	113%	17%	180	10%	21%	10%	11%
	LT 220 kV Felam - Chiclayo	LNEc110	180	11%	40%	108%	21%	180	9%	25%	14%	15%
	LT 220 kV Reque - Guadalupe	LN-111B	180	59%	46%	41%	54%	180	41%	30%	40%	39%
	LT 220 kV Chiclayo - Reque	LN-111A	180	59%	46%	41%	54%	180	41%	30%	40%	39%
	LT 220 kV Chiclayo - Reque	LN-004A	152	70%	55%	48%	65%	152	49%	36%	47%	47%
	LT 220 kV Reque - Guadalupe	LN-004B	152	70%	54%	48%	64%	152	49%	36%	47%	47%
	LT 220 kV Chiclayo - Carhuaquero	LNE-003	250	38%	113%	48%	61%	250	59%	99%	76%	69%
	LT 220 kV Trujillo - Guadalupe	LNE-005	152	94%	80%	41%	89%	152	74%	60%	71%	72%
	LT 220 kV Trujillo - Guadalupe	LNE-112	180	85%	72%	37%	81%	180	67%	55%	64%	65%
	LT 500 kV Trujillo - La Niña	LNX-044	700	77%	68%	164%	75%	700	78%	72%	77%	78%
	LT 500 kV Chimbote - Trujillo	LNX-041	1000	108%	52%	96%	100%	1000	87%	35%	51%	67%
	LT 500 kV Carabaylo - Chimbote	LNX-040	1000	61%	60%	97%	117%	1000	39%	75%	99%	61%
	TR 500/220 kV Chimbote	TNE-029	750	49%	24%	31%	34%	750	40%	21%	25%	30%
	TR 500/220 kV Trujillo	TNE-030	750	73%	60%	68%	65%	750	56%	43%	61%	55%
	TR 500/220 kV La Niña	TNE-033	600	90%	80%	152%	87%	600	33%	26%	33%	32%
	LT 220 kV Chimbote - Trujillo	LNE-006	152	80%	42%	36%	82%	152	62%	39%	41%	58%
	LT 220 kV Chimbote - Trujillo	LNE-007	152	80%	42%	36%	82%	152	62%	39%	41%	58%
	LT 138 kV Chimbote - Huallanca	LNE-082	100	55%	87%	63%	69%	100	59%	79%	70%	68%
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	LNE-083	100	55%	87%	63%	69%	100	59%	79%	70%	68%	
LT 138 kV Chimbote - Huallanca	LNE-084	100	55%	87%	63%	69%	100	59%	79%	70%	68%	
TR 220/138 kV Kiman Ayllu	TNE-019	100	116%	81%	94%	79%	100	86%	65%	57%	67%	
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	LNE-008	180	20%	24%	20%	41%	180	10%	16%	11%	21%	
LT 220 kV Paramonga - Chimbote	LNX-002	180	20%	24%	20%	41%	180	10%	16%	11%	21%	

Tabla 6.2 Congestionés Área Norte.

Para el área de Cajamarca se observa en la Tabla 6.3 que el sistema de transmisión con el PT del 2026 se observan sobrecargas puntuales debido a un escenario de generación en específico. Estos problemas serán analizados en posteriores actualizaciones del PT.

 <b>COES SINAC</b> COMITÉ DE OPERACIÓN ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Plan Base				Plan A				
				Desarrollo según lista priorizada				Desarrollo según lista priorizada				
				Dem Base				Dem Base				
.6T	.6H			.6T	.6H							
Área Cajamarca	LT 220 kV Trujillo - Cajamarca	LNX-022	250	75%	74%	64%	56%	250	26%	50%	17%	17%
	LT 220 kV Carhuaquero - Cajamarca	LNE-120	300	37%	55%	60%	18%	300	16%	46%	29%	21%
	LT 220 kV Cajamarca - Caclic	LNE-115	220	95%	290%	71%	71%	220	95%	290%	71%	71%
	LT 220 kV Caclic - Moyobamba	LNE-116	220	90%	171%	90%	90%	220	90%	171%	90%	90%
	LT 220 kV Cajamarca - La Ramada	LNX-023	240	79%	25%	50%	82%	240	48%	22%	29%	50%
	LT 220 kV Cajamarca - La Ramada	LNX-024	240	79%	25%	50%	82%	240	48%	22%	29%	50%
	LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	LNX-b23	240	79%	24%	53%	81%	240	48%	22%	30%	50%
	LT 220 kV La Ramada - Kiman Ayllu	LNX-b24	240	79%	24%	53%	81%	240	48%	22%	30%	50%
	LT 220 kV Kiman Ayllu - Conococha	LNX-025	180	61%	34%	36%	79%	180	26%	21%	18%	35%
	LT 220 kV Kiman Ayllu - Conococha	LNX-026	180	61%	34%	36%	79%	180	26%	21%	18%	35%
LT 220 kV Conococha - Paramonga	LNX-033	191	35%	75%	45%	68%	191	33%	62%	48%	50%	

Tabla 6.3 Congestionés Área Cajamarca.

Para el área Ancash – Huánuco – Ucayali se observa en la Tabla 6.4 que con el PT del 2026 no se presentan problemas.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Plan Base				Plan A				
				Desarrollo según lista priorizada				Desarrollo según lista priorizada				
				Dem Base				Dem Base				
.6T	.6H			.6T	.6H							
Área Ancash- Huánuco- Ucayali	LT 220 kV Paragsha - Conococha	LNX-027	180	62%	44%	42%	74%	180	42%	31%	31%	47%
	LT 220 kV Vizcarra - Conococha	LNX-032	250	62%	48%	56%	109%	250	22%	34%	34%	52%
	LT 220 kV Paragsha - Vizcarra	LNE-090	250	29%	24%	22%	31%	250	29%	26%	23%	31%
	LT 138 kV Huanuco - Tingo Maria	LNE-064	45	98%	76%	76%	76%	45	93%	74%	76%	69%
	LT 220 kV Aguaytia - Tingo Maria	LNE-044	191	76%	76%	76%	76%	191	76%	76%	76%	76%
	TR 220/1 kV Aguaytia	TNE-016	120	120%	120%	120%	120%	120	45%	45%	45%	45%
	LT 138 kV Aguaytia - Pucallpa	LNE-138	80	86%	86%	86%	86%	80	30%	30%	30%	30%
	LT 138 kV Aguaytia - Pucallpa	LNE-094	80	87%	87%	87%	87%	80	31%	31%	31%	31%
	LT 138 kV Paragsha - Huanuco	LNE-065	75	31%	26%	28%	33%	75	21%	22%	28%	16%
	LT 220 kV Conococha - Paramonga	LNX-033	191	43%	77%	54%	70%	191	42%	68%	56%	59%
	LT 220 kV Tingo Maria - Huanuco	LNE-a45	250	50%	47%	47%	47%	250	50%	47%	47%	47%
	LT 220 kV Huanuco - Vizcarra	LNE-b45	250	60%	40%	45%	60%	250	42%	28%	31%	36%
	LT 500 kV Huanuco - Yanango	LNX-115	1400	24%	30%	29%	26%	1400	30%	24%	33%	53%
	TR 500/220 kV Huanuco	TNE-045	600	57%	70%	67%	60%	600	69%	77%	77%	86%
	TR 220/138 kV Huanuco	TNE-046	100	36%	46%	48%	50%	100	28%	41%	45%	40%
	LT 220 kV Chaglla - Huanuco	LNX-119	242	93%	91%	91%	91%	242	94%	91%	91%	91%
	LT 220 kV Huanuco - Paragsha	LNX-120	242	30%	25%	32%	41%	242	16%	18%	23%	16%
	LT 220 kV Chaglla - Huanuco	LNX-219	242	93%	91%	91%	91%	242	94%	91%	91%	91%
	LT 220 kV Huanuco - Paragsha	LNX-220	242	30%	25%	32%	41%	242	16%	18%	23%	16%
	LT 220 kV Tingo Maria - Chaglla	LNX-121	250	43%	55%	56%	46%	250	43%	58%	56%	54%
LT 220 kV Huanuco - Vizcarra	LNX-134	250	60%	40%	45%	60%	250	42%	28%	31%	35%	

Tabla 6.4 Congestionés Área Ancash – Huánuco – Ucayali.

Para el área Sierra Costa - Centro se observa en la Tabla 6.5 que con el Plan de Transmisión 2026 solo se observan sobrecargas en unos pocos escenarios. Estos problemas serán analizados en posteriores actualizaciones del PT.

 <b>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</b>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Plan Base				Plan A				
				Desarrollo según lista priorizada				Desarrollo según lista priorizada				
				Dem Base				Dem Base				
.6T	.6H	2B	0E	2B	0E	2B	0E	2B	0E			
Área Sierra Costa - Centro	LT 220 kV Huayucachi - Huanza	LNE -113	250	70%	79%	68%	85%	152	76%	78%	73%	86%
	LT 220 kV Huanza - Carabayllo	LNE -114	250	71%	77%	72%	84%	250	74%	79%	74%	84%
	LT 220 kV Mantaro - Huancavelica	LNE -037	250	71%	84%	75%	78%	250	55%	69%	65%	61%
	LT 220 kV Huancavelica - Independ	LNE -038	152	101%	127%	111%	113%	152	75%	101%	95%	85%
	LT 220 kV Mantaro - Huancave	LNE -036	250	71%	84%	75%	78%	250	55%	69%	65%	61%
	LT 220 kV Huancavelica - Independ	LNE -36B	152	101%	127%	111%	113%	152	75%	101%	95%	85%
	LT 220 kV Mantaro - Huayucachi	LNE -041	152	114%	128%	117%	137%	250	73%	81%	76%	84%
	LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	LNE -039	152	84%	96%	93%	105%	152	91%	98%	93%	108%
	LT 220 kV Mantaro - Pachachaca	LNE -040	152	84%	96%	93%	105%	152	91%	98%	93%	108%
	LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	LNE -034	152	88%	99%	96%	110%	152	92%	98%	94%	109%
	LT 220 kV Mantaro - Pomacocha	LNE -035	152	88%	99%	96%	110%	152	92%	98%	94%	109%
	LT 220 kV Pomacocha - San Juan	LNE -025	250	61%	95%	76%	74%	250	41%	100%	98%	46%
	LT 220 kV Pomacocha - San Juan	LNE -026	250	61%	95%	76%	74%	250	41%	100%	98%	46%
	LT 220 kV Pachachaca - Callahuanc	LNE -028	250	63%	79%	65%	78%	250	63%	77%	66%	72%
	LT 220 kV Pachachaca - Callahuanc	LNE -029	250	63%	79%	65%	78%	250	63%	77%	66%	72%
	LT 220 kV Pachachaca - Pomacoch	LNE -027	250	57%	83%	80%	60%	250	30%	102%	107%	30%
	LT 220 kV Oroya - Pachachaca	LNE -043	250	65%	81%	70%	56%	250	70%	74%	69%	60%
	LT 220 kV Oroya - Carhuamayo	LNE -088	250	39%	73%	67%	43%	250	41%	66%	64%	39%
	LT 220 kV Pomacocha - Carhuamay	LNE -109	180	50%	105%	93%	59%	180	59%	100%	95%	54%
	LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	LNE -089	150	47%	47%	37%	47%	150	57%	57%	41%	63%
	LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	LNX -028	150	46%	45%	36%	46%	150	55%	56%	39%	61%
	LT 220 kV Paragsha - Carhuamayo	LNX -029	150	46%	45%	36%	46%	150	55%	56%	39%	61%
LT 500 kV Colcabamba - Yanango	LNX -088	1400	38%	40%	38%	101%	1400	43%	50%	41%	113%	
LT 500 kV Yanango - Carapongo	LNX -089	1400	59%	67%	57%	107%	1400	45%	58%	50%	78%	
LT 500 kV Huanuco - Yanango	LNX -115	1400	24%	30%	29%	26%	1400	30%	24%	33%	53%	
TR 500/220 kV Colcabamba	TNE -024	750	37%	49%	41%	51%	750	51%	54%	52%	59%	
TR 500/220 kV Huanuco	TNE -045	600	57%	70%	67%	60%	600	69%	77%	77%	86%	
LT 220 kV Carabayllo - Mirador	LNX -087	391	17%	17%	18%	17%	391	17%	17%	17%	17%	

Tabla 6.5 Congestionamientos Área Sierra - Costa – Centro.

Para el área de Lima Metropolitana se observa en la Tabla 6.6 que aún con el PT del 2026 existen sobrecargas en las redes que abastecen a la demanda. Parte de estos problemas tendrán que ser resueltos con nuevas redes de subtransmisión o reconfiguración de las existentes para aprovechar mejor las capacidades de los puntos de inyección en 220 kV de Lima.



Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Plan Base				Plan A							
				Desarrollo según lista priorizada				Desarrollo según lista priorizada							
				Dem Base				Dem Base							
.6T	.6H	2B	0E	2BN	0E	2B0	0E	MVA	.6T	.6H	2B	0E	2B0	0E	
Área Lima	LT 220 kV Huacho - Paramonga	LNX-01A	180	27%	63%	60%	32%	180	24%	55%	50%	20%			
	LT 220 kV Huacho - Paramonga	LNE-009	180	27%	63%	60%	32%	180	24%	55%	50%	20%			
	LT 220 kV Zapallal - Huacho	LNX-01B	180	47%	87%	87%	51%	180	39%	77%	79%	39%			
	LT 220 kV Lomera - Huacho	LNX-083	180	53%	113%	113%	49%	180	61%	102%	104%	58%			
	LT 220 kV Zapallal - Lomera	LNX-082	180	61%	66%	67%	66%	180	52%	56%	58%	54%			
	LT 220 kV Planicie - Industriales	LNX-039	400	54%	53%	54%	54%	400	67%	66%	68%	68%			
	LT 220 kV Planicie - Industriales	LNX-b39	400	54%	53%	54%	54%	400	67%	66%	68%	68%			
	LT 220 kV Cajamarquilla - Sta Rosa	LNX-075	343	69%	70%	69%	71%	343	87%	88%	86%	90%			
	LT 220 kV Cajamarquilla - Sta Rosa	LNX-076	343	69%	70%	69%	71%	343	87%	88%	86%	90%			
	LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarri	LNE-032	340	86%	84%	83%	91%	340	100%	100%	98%	105%			
	LT 220 kV Cajamarquilla - Chavarri	LNE-b33	340	92%	90%	88%	97%	340	108%	107%	105%	112%			
	LT 500 kV Chilca - Carapongo	LNX-077	1400	50%	39%	45%	41%	1400	55%	46%	52%	47%			
	LT 500 kV Carapongo - Carabayllo	LNX-079	1400	59%	55%	46%	95%	1400	32%	35%	31%	54%			
	LT 500 kV Chilca - Planicie	LNX-106	1400	65%	56%	57%	69%	1400	64%	57%	59%	64%			
	LT 500 kV Planicie - Carabayllo	LNX-107	1400	35%	29%	30%	39%	1400	33%	28%	35%	31%			
	TR 500/220 kV Carapongo	TNE-038	600	91%	91%	94%	95%	600	64%	65%	67%	71%			
TR 500/220 kV Planicie	TNE-040	600	72%	71%	72%	72%	600	90%	89%	91%	91%				

Tabla 6.6 Congestion Area Lima Metropolitana.

Para el área Centro - Sur se observa en la Tabla 6.7 que aún con el PT del 2026 se presentan sobrecargas en el transformador de Montalvo 500 / 220 kV. Esto será analizado en futuras actualizaciones del plan.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Plan Base				Plan A							
				Desarrollo según lista priorizada				Desarrollo según lista priorizada							
				Dem Base				Dem Base							
.6T	.6H	2B	0E	2BN	0E	2B0	0E	MVA	.6T	.6H	2B	0E	2B0	0E	
Área Centro - Sur	LT 220 kV Mantaro - Cotaruse	LNE-085	253	101%	45%	81%	62%	253	68%	33%	59%	44%			
	LT 220 kV Mantaro - Cotaruse	LNE-086	253	101%	45%	81%	62%	253	68%	33%	59%	44%			
	LT 220 kV Cotaruse - Socabaya	LNE-096	253	62%	99%	81%	68%	253	32%	96%	64%	53%			
	LT 220 kV Cotaruse - Socabaya	LNE-097	253	62%	99%	81%	68%	253	32%	96%	64%	53%			
	LT 220 kV Socabaya - Moquegua	LSE-026	150	49%	119%	105%	89%	150	35%	91%	78%	65%			
	LT 220 kV Socabaya - Moquegua	LSE-b26	150	49%	119%	105%	89%	150	35%	91%	78%	65%			
	TR 500/220 kV Colcabamba	TNE-024	750	37%	51%	44%	51%	750	51%	56%	53%	60%			
	LT 500 kV Chilca - Poroma	LNX-42A	841	101%	107%	98%	138%	841	79%	99%	84%	112%			
	LT 500 kV Poroma - Ocoña	LNX-43A	841	101%	86%	85%	47%	841	94%	92%	87%	51%			
	LT 500 kV Ocoña - San Jose	LNX-43C	841	101%	67%	71%	47%	841	94%	75%	74%	51%			
	LT 500 kV San Jose - Montalvo	LNX-43B	841	37%	23%	19%	36%	841	30%	16%	24%	32%			
	TR 500/220 kV Chilca	TNE-022	600	23%	30%	31%	25%	600	42%	34%	41%	44%			
	TR 500/220 kV Poroma	TNE-031	450	57%	57%	59%	61%	450	41%	41%	41%	43%			
	TR 500/220 kV Montalvo	TNE-032	750	121%	88%	102%	94%	750	114%	88%	99%	95%			
	LT 500 kV Colcabamba - Poroma	LNX-047	1400	26%	30%	31%	24%	1400	26%	33%	38%	21%			
	LT 500 kV Poroma - Yarabamba	LNX-069	1400	35%	48%	46%	20%	1400	35%	51%	46%	19%			
	LT 500 kV Yarabamba - Montalvo	LNX-081	1400	57%	35%	36%	22%	1400	51%	26%	28%	23%			
TR 500/220 kV Yarabamba	TNE-037	750	59%	36%	51%	35%	750	48%	34%	45%	29%				

Tabla 6.7 Congestion Area Centro - Sur.

 <b>COES SINAC</b> COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Para el área de Puno se observa en la Tabla 6.8, no se presentan sobrecargas.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Plan Base				Plan A				
				Desarrollo según lista priorizada				Desarrollo según lista priorizada				
				Dem Base				Dem Base				
				.6T	.6H			.6T	.6H			
				2AS0E	2BS0E	2BN0E	2B00E	MVA	2AS0A	2BS0A	2BN0A	2B00A
Área Puno	LT 220 kV Puno - Moquegua	LSE-037	150	75%	61%	48%	51%	150	74%	54%	46%	53%
	LT 138 kV Juliaca - Puno	LSE-17B	80	11%	29%	23%	20%	80	11%	27%	20%	19%
	LT 220 kV Juliaca - Puno	PPT-098	450	12%	22%	16%	13%	450	11%	20%	14%	13%
	LT 138 kV Azangaro - Juliaca	LSE-016	90	38%	67%	57%	55%	90	38%	65%	55%	53%
	LT 220 kV Azangaro - Juliaca	PPT-096	450	4%	26%	20%	17%	450	4%	24%	18%	17%
	LT 138 kV Tintaya - Ayaviri	LSE-014	90	25%	31%	24%	32%	90	25%	30%	23%	31%
	LT 138 kV Ayaviri - Azangaro	LSE-015	90	28%	25%	18%	26%	90	27%	24%	17%	25%
	LT 220 kV Tintaya - Azangaro	PPT-097	450	11%	21%	16%	16%	450	9%	19%	15%	16%
	TR 220/138 kV Puno	TSE-004	120	50%	39%	43%	46%	120	50%	39%	43%	46%
	TR 220/138 kV Tintaya	TSE-030	125	25%	33%	34%	34%	125	26%	33%	34%	34%
	TR 220/138 kV Abancay	TSE-031	120	66%	98%	68%	71%	120	64%	98%	67%	70%
	TR 220/138 kV Juliaca	TSE-034	100	54%	45%	48%	52%	100	54%	45%	48%	53%

Tabla 6.8 Congestionés Área Puno.

Para el área de Machupicchu como se muestra en la Tabla 6.9, no se observan sobrecargas importantes, solo en la línea LT 220 kV Abancay – Cotaruse. Esto será analizado en futuras actualizaciones del plan.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Plan Base				Plan A				
				Desarrollo según lista priorizada				Desarrollo según lista priorizada				
				Dem Base				Dem Base				
				.6T	.6H			.6T	.6H			
				2AS0E	2BS0E	2BN0E	2B00E	MVA	2AS0A	2BS0A	2BN0A	2B00A
Área Machu Picchu	LT 138 kV Callalli - Tintaya	LSE-008	110	16%	43%	26%	24%	110	18%	42%	26%	22%
	LT 138 kV Azangaro - San Gaban	LSE-039	120	49%	49%	49%	49%	120	49%	49%	49%	49%
	LT 138 kV Azangaro - San Rafael	LSE-040	120	38%	38%	38%	38%	120	38%	38%	38%	38%
	LT 138 kV San Rafael - San Gaban	LSE-041	120	59%	59%	59%	59%	120	59%	59%	59%	59%
	LT 138 kV Tintaya - Combapata	LSE-009	84	28%	48%	19%	17%	84	30%	48%	18%	18%
	LT 138 kV Combapata - Quencoro	LSE-010	84	14%	57%	25%	25%	84	15%	56%	23%	23%
	LT 138 kV Quencoro - Dolorespata	LSE-011	72	85%	77%	88%	87%	72	87%	78%	88%	87%
	LT 138 kV Machupicchu - Suriray	LSE-045	250	73%	73%	73%	73%	250	73%	73%	73%	73%
	LT 138 kV Cachimayo - Quencoro	LSE-034	84	20%	21%	20%	19%	84	19%	21%	20%	19%
	LT 138 kV Machupicchu - Cachima	LSE-035	93	0%	0%	0%	0%	93	0%	0%	0%	0%
	LT 138 kV Dolorespata - Cachimay	LSE-012	93	23%	46%	26%	26%	93	22%	46%	26%	25%
	LT 220 kV Suriray - Abancay	LSE-046	250	64%	69%	106%	108%	250	63%	73%	107%	108%
	LT 220 kV Abancay - Cotaruse	LSE-047	250	23%	119%	34%	39%	250	21%	118%	36%	38%
	LT 220 kV Suriray - Cotaruse	LSE-048	250	21%	97%	56%	60%	250	20%	97%	57%	59%
	LT 220 kV Suriray - Quencoro	LSE-049	300	51%	86%	68%	67%	300	46%	86%	65%	62%
	LT 220 kV Quencoro - Onocora	LSE-050	300	31%	79%	44%	43%	300	26%	79%	41%	37%
	LT 220 kV Onocora - Tintaya	LSE-051	300	29%	89%	68%	66%	300	29%	89%	67%	66%
	LT 220 kV Onocora - Tintaya	LSE-b51	300	29%	89%	68%	66%	300	29%	89%	67%	66%
	LT 220 kV Tintaya - Socabaya	LSE-044	200	39%	46%	21%	28%	200	42%	45%	23%	29%
	LT 220 kV Tintaya - Socabaya	LSE-b44	200	39%	46%	21%	28%	200	42%	45%	23%	29%
	TR 220/138 kV Azangaro	TSE-033	100	44%	44%	43%	43%	100	44%	44%	43%	43%
	TR 220/138 kV Suriray	TNE-021	225	81%	81%	81%	81%	225	81%	81%	81%	81%
TR 220/138 kV Quencoro	TSE-032	120	96%	106%	107%	107%	120	97%	106%	107%	106%	
TR 220/138 kV Tintaya	TSE-030	125	25%	33%	34%	34%	125	26%	33%	34%	34%	

Tabla 6.9 Congestionés Área Machu Picchu.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Para el área de Tacna como se muestra en la Tabla 6.10, no se observan sobrecargas.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Plan Base				Plan A				
				Desarrollo según lista priorizada				Desarrollo según lista priorizada				
				Dem Base				Dem Base				
.6T	.6H			.6T	.6H							
Área Moquegua - Tacna	LT 220 kV Moquegua - Tacna	LSE-038	150	32%	28%	32%	31%	150	32%	28%	32%	31%
	LT 220 kV Moquegua - Tacna	LSE-B38	250	19%	17%	19%	18%	250	19%	17%	19%	18%
	TR 220/138 kV Moquegua	TSE-002	600	53%	47%	53%	51%	600	53%	47%	53%	52%
	LT 138 kV Moquegua - Toquepala	LSE-027	80	26%	41%	26%	26%	80	26%	40%	26%	26%
	LT 138 kV Moquegua - Mill Site	LSE-029	80	112%	111%	112%	112%	80	112%	111%	112%	112%
	LT 138 kV Ilo ELS - SPCC	LSE-019	95	28%	27%	28%	28%	95	28%	27%	28%	28%
	LT 138 kV Moquegua - SPCC	LSE-023	130	25%	26%	25%	25%	130	25%	26%	25%	25%
	LT 138 kV Moquegua - Botiflaca	LSE-28A	196	43%	42%	43%	43%	196	43%	42%	43%	43%
	LT 138 kV Moquegua - Botiflaca	LSE-28B	160	55%	53%	55%	55%	160	55%	53%	55%	55%
	LT 138 kV Mill Site - Botiflaca	LSE-030	60	61%	77%	61%	61%	60	61%	77%	61%	61%
LT 138 kV Toquepala - Aricota	LSE-020	84	25%	39%	25%	25%	84	25%	38%	25%	25%	
TR 220/66 kV Tacna	TSE-006	60	80%	71%	80%	76%	60	80%	71%	80%	77%	

Tabla 6.10 Congestionamientos Área Moquegua - Tacna.

Para el área de Sur Medio como se muestra en la Tabla 6.11 no se observan sobrecargas importantes.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Plan Base				Plan A				
				Desarrollo según lista priorizada				Desarrollo según lista priorizada				
				Dem Base				Dem Base				
.6T	.6H			.6T	.6H							
Área Sur Medio	LT 220 kV Chilca REP - Asia	LNX-001	152	100%	95%	96%	91%	152	102%	82%	93%	97%
	LT 220 kV Asia - Cantera	LNX-004	152	94%	88%	89%	82%	152	96%	75%	86%	91%
	LT 220 kV Cantera - Independencia	LNX-007	152	87%	82%	82%	74%	152	88%	67%	78%	82%
	LT 220 kV Chilca REP - Desierto	LNX-013	152	109%	103%	104%	97%	152	112%	90%	102%	106%
	LT 220 kV Desierto - Chincha	LNX-084	152	94%	88%	89%	82%	152	96%	74%	86%	90%
	LT 220 kV Chincha - Independencia	LNX-098	152	51%	46%	47%	39%	152	52%	63%	61%	47%
	LT 220 kV Ica - Nazca	LNX-099	180	76%	76%	78%	82%	180	34%	36%	36%	42%
LT 220 kV Nazca - Marcona	LNX-100	180	86%	85%	87%	92%	180	46%	48%	48%	54%	

Tabla 6.11 Congestionamientos Área Sur Medio.

Para el área de Lima Metropolitana como se muestra en la Tabla 6.12 no se observan sobrecargas importantes. Solo en algunas líneas de 220 kV. Esto será analizado en futuras actualizaciones del plan.

 <b>COES</b> <b>SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Plan Base				Plan A					
				Desarrollo según lista priorizada				Desarrollo según lista priorizada					
				Dem Base				Dem Base					
.6T	.6H	2B	0E	2B	0E	2B	0E	.6T	.6H	2B	0E	2B	0E
Redes para abastecer la demanda de Lima Metropolitana	LT 220 kV Ventanilla - Zapallal	LNE -011	270	96%	125%	115%	86%	270	89%	99%	103%	86%	86%
	LT 220 kV Ventanilla - Zapallal	LNE -087	270	96%	125%	115%	86%	270	89%	99%	103%	86%	86%
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarria	LNE -012	189	68%	99%	101%	61%	189	65%	77%	75%	63%	63%
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarria	LNE -013	189	68%	99%	101%	61%	189	65%	77%	75%	63%	63%
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarria	LNE -014	189	65%	95%	97%	58%	189	62%	74%	72%	60%	60%
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarria	LNE -14B	189	65%	95%	97%	58%	189	62%	74%	72%	60%	60%
	LT 220 kV Chavarria - Santa Rosa	LNE -015	152	136%	109%	110%	135%	152	110%	74%	73%	88%	88%
	LT 220 kV Chavarria - Santa Rosa	LNE -016	152	136%	109%	110%	135%	152	110%	74%	73%	88%	88%
	LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX -003	350	136%	129%	129%	130%	350	121%	116%	116%	116%	116%
	LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX -008	350	136%	129%	129%	130%	350	121%	116%	116%	116%	116%
	LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX -009	350	143%	135%	135%	136%	350	128%	122%	122%	122%	122%
	LT 220 kV San Juan - Alto Praderas	LNX -101	350	133%	126%	126%	127%	350	118%	112%	113%	113%	113%
	LT 220 kV Alto Pradera - Chilca REP	LNX -102	350	142%	135%	134%	136%	350	127%	122%	122%	122%	122%
LT 220 kV Santa Rosa - San Juan	LNE -017	152	147%	129%	136%	157%	152	0%	0%	0%	0%	0%	
LT 220 kV Santa Rosa - San Juan	LNE -018	152	147%	129%	136%	157%	152	0%	0%	0%	0%	0%	

Tabla 6.12 Congestionamientos Redes para Abastecer la Demanda de Lima.

## 6.2 Sustento del plan de expansión

Para el año 2031 se analizó mediante el Trade-Off los mismos planes del año 2026 para comprobar la validez del Plan seleccionado.

Utilizando el módulo TOA del software Trade-Off / Risk identificamos los planes que se encuentran en el codo de la superficie o los de mayor robustez. En la Tabla 6.13 se presenta el resultado del proceso, es decir el valor de robustez de cada plan.

Plan	Robustez
Base	0%
PlanA	100.0%
PlanB	53.7%
PlanC	61.1%

Tabla 6.13 Robustez de cada Plan, 2031.

De la tabla se puede observar que para el año 2031 el plan A es el que tiene mayor robustez en los análisis efectuados, resultado similar al obtenido en el análisis efectuado para el año 2026. Por lo tanto se comprueba la validez del plan seleccionado para el año 2026 en el quinto año adicional (año 2031).

 <b>COES SINAC</b> COMITÉ DE OPERACIÓN ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### 6.2.1 N-1

Para el 2031 se verifica que los proyectos justificados en el 2026 por N-1, Tabla 6.14, sigan siendo justificados por el mismo criterio.

Nombre
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV
La Niña-Piura 500 kV
LT Cajamarca - Caclic - Moyobamba kV(#2)
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)
LT Tingo María - Aguaytía (#2)

Tabla 6.14 Opciones justificadas por N-1 para el 2026

En la Tabla 6.15 se muestra la suma de las demandas y ofertas asociadas a las opciones planteadas por el criterio de confiabilidad N-1.

Nombre	N-1 (MW)			
	2AS0	2BS0	2BO0	2BN0
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	3065	3311	3189	3189
LT La Niña-Piura 500 kV	1136	1136	1136	1136
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	92	92	92	92
LT Cajamarca - Caclic - Moyobamba kV(#2)	300	300	300	300
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	257	257	257	257

Tabla 6.15 Suma de Demanda y Oferta asociadas a las opciones por criterio N-1, año 2031.

La Tabla 6.17 se muestra la relación N-1/Costo (W/\$) donde se observa que para todas las opciones cumplen la condición de ser mayor a 3 W/\$ en todos los futuros.

Nombre	Costo
	Capital M\$
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	354
LT La Niña-Piura 500 kV	97
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	25
LT Cajamarca - Caclic - Moyobamba kV(#2)	47
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	16

Tabla 6.16 Costo (M\$) de cada proyecto, 2031.

Nombre	N-1/Costo (W/\$)			
	2AS0	2BS0	2BO0	2BN0
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	9	9	9	9
LT La Niña-Piura 500 kV	12	12	12	12
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	4	4	4	4
LT Cajamarca - Caclic - Moyobamba kV(#2)	6	6	6	6
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	27	27	27	27

Tabla 6.17 Beneficio N-1/Costo (W/\$), 2031.

 <b>COES SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

En las Tabla 6.19 se muestran los máximos flujos para el 2031 en estos enlaces.

Nombre	TTC	
	sin línea	con línea
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	1118	2118
LT La Niña-Piura 500 kV	176	1576
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	0	180
LT Cajamarca - Caclic - Moyobamba kV(#2)	57	294
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	0	187

Tabla 6.18 Capacidad en MW con y sin proyecto, 2031.

Nombre	Flujos Máximos (MW)			
	2AS0	2BS0	2BO0	2BN0
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	1596	711	1527	1255
LT La Niña-Piura 500 kV	427	428	428	428
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	72	72	72	72
LT Cajamarca - Caclic - Moyobamba kV(#2)	195	195	195	195
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	141	141	141	141

Tabla 6.19 TTC y Flujos Máximos, 2031.

En las Tabla 6.20 se muestra si los máximos flujos pueden ser transportados en una condición N-1 sin el proyecto.

Nombre	¿N-1 sin línea nueva?			
	2AS0	2BS0	2BO0	2BN0
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	NO	SI	NO	NO
LT La Niña-Piura 500 kV	NO	NO	NO	NO
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	NO	NO	NO	NO
LT Cajamarca - Caclic - Moyobamba kV(#2)	NO	NO	NO	NO
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	NO	NO	NO	NO

Tabla 6.20 Tercer Criterio N-1, 2031.

En las Tabla 6.21 se muestra si los máximos flujos pueden ser transportados en una condición N-1 incluyendo el proyecto.

Nombre	¿N-1 con línea nueva?			
	2AS0	2BS0	2BO0	2BN0
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	SI	SI	SI	SI
LT La Niña-Piura 500 kV	SI	SI	SI	SI
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	SI	SI	SI	SI
LT Cajamarca - Caclic - Moyobamba kV(#2)	SI	SI	SI	SI
LT Tingo María - Aguaytía (#2)	SI	SI	SI	SI

Tabla 6.21 Cuarto Criterio N-1, 2031.

 <b>COES</b> <b>SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

En las Tabla 6.22 se muestra el resultado del análisis N-1 para el 2031 donde se observa que los proyectos cumplen el criterio N-1 para casi todos los escenarios. Por lo tanto estas líneas se siguen justificando por N-1 para el 2031.

Nombre	¿Satisface el criterio N-1?			
	2AS0	2BS0	2BO0	2BN0
LT Huanuco - Tocache - Celendin - Trujillo 500 kV	SI	NO	SI	SI
LT La Niña-Piura 500 kV	SI	SI	SI	SI
LT Pariñas - Tumbes 220 kV(#2)	SI	SI	SI	SI
LT Cajamarca - Caclic - Moyobamba kV(#2)	SI	SI	SI	SI
L T Tingo María - Aguaytia (#2)	Si	Si	Si	Si

Tabla 6.22 Resultado Análisis N-1, 2031.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## **7 Visión de Largo Plazo de la Evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV del SEIN**

El sistema troncal de transmisión del SEIN a 500 kV debe tener un alcance geográfico y temporal muy amplio, que abarque la totalidad o la mayoría de las regiones de mayor concentración de demanda y oferta de generación eléctrica, tanto real como potencial, y con una proyección que no se limite a la próxima década. Sin embargo, el Plan de Transmisión se genera por necesidades en áreas o regiones, con un horizonte de 10 años, por lo que existe el riesgo de que se pierda la perspectiva de largo plazo de la visión del conjunto.

Por lo anterior, en éste capítulo se presenta una visión de largo plazo de la evolución del Sistema de Transmisión Troncal del SEIN a 500 kV, formulada tomando en cuenta los resultados y la experiencia obtenidos en la elaboración del presente Plan de Transmisión y los anteriores.

Por razones técnicas y económicas, los ejes de 500 kV deben plantearse por rutas que en lo posible no superen los 4000 msnm, dado que no se cuenta aún, en el mundo, con experiencias operativas suficientes de enlaces en esa tensión por encima de la altura indicada. Considerando la restricción anterior y la geografía del Perú, se plantea una estructura del sistema de transmisión troncal del SEIN a 500 kV con ejes a lo largo de la Costa, y/o a lo largo de la Selva Alta, complementados con enlaces transversales que inevitablemente cruzarán los Andes, pasando por grandes altitudes, pero en tramos relativamente cortos.

En la Figura 7.1 se presenta la propuesta de la Visión de Largo Plazo de la Evolución de la Estructura del Sistema de Transmisión 500 kV del SEIN. En esta se puede apreciar los proyectos propuestos y en desarrollo, con un primer eje a lo largo de la Costa (entre Montalvo y La Niña), los cruces de los Andes en la Sierra Central, y un segundo eje que utiliza parcialmente el corredor de la Costa (entre Montalvo y Marcona) y de la Selva Alta (entre Mantaro y Celendín). En el futuro se requerirá la expansión de este segundo eje hasta el extremo Norte, para aprovechar los grandes proyectos hidroeléctricos de esa zona.

La estructura conformada para el largo plazo tiene una conformación por anillos, en el Sur: Montalvo - Socabaya – Marcona – Ocoña – Montalvo; En el Centro: Marcona - Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo – Chilca – Marcona, y Carapongo – Nueva



	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Yanango – Huánuco – Paramonga – Carabaylo – Carapongo; y en el Norte: Huánuco – Tocache – Chimbote – Paramonga – Huánuco, Tocache – Celendín – Trujillo – Chimbote - Tocache y Celendín – Piura – La Niña – Trujillo – Celendín.

En la configuración de la estructura propuesta se puede apreciar que los proyectos de 500 kV, como por ejemplo la L.T. 500 kV Trujillo – Celendín, no son propuestas aisladas, sino que forman parte de una configuración de un contexto de largo plazo.

En el presente Plan de Transmisión se está incorporando una nueva subestación Independencia 500/220 kV para el largo plazo, la misma que se conectaría a la LT 500 kV Chilca – Marcona. Esta nueva subestación tiene como objetivos iniciales atender el crecimiento de demanda de la zona Sur Medio en condiciones de calidad y seguridad, y permitir la posibilidad de conexión de nueva generación térmica. Además se constituye como un posible punto de conexión a futuro de las centrales de generación del Oriente, dependiendo de la magnitud de las mismas

Acorde a lo anterior, la estructura de transmisión troncal propuesta presentaría una configuración sólida que brindaría confiabilidad al SEIN y capacidad para un adecuado cubrimiento tanto de la demanda como de la oferta. Asimismo ofrecería un plataforma suficiente como para proyectar las interconexiones internacionales plenas a 500 kV hacia el eje Ecuador – Colombia, con el aprovechamiento del intercambio complementario entre cuencas hidrográficas, hacia el Brasil a través del esquema de transmisión para exportación de las Centrales del Oriente, y hacia Chile y Bolivia con una estructura que permitirá el desarrollo para exportación o importación de electricidad.

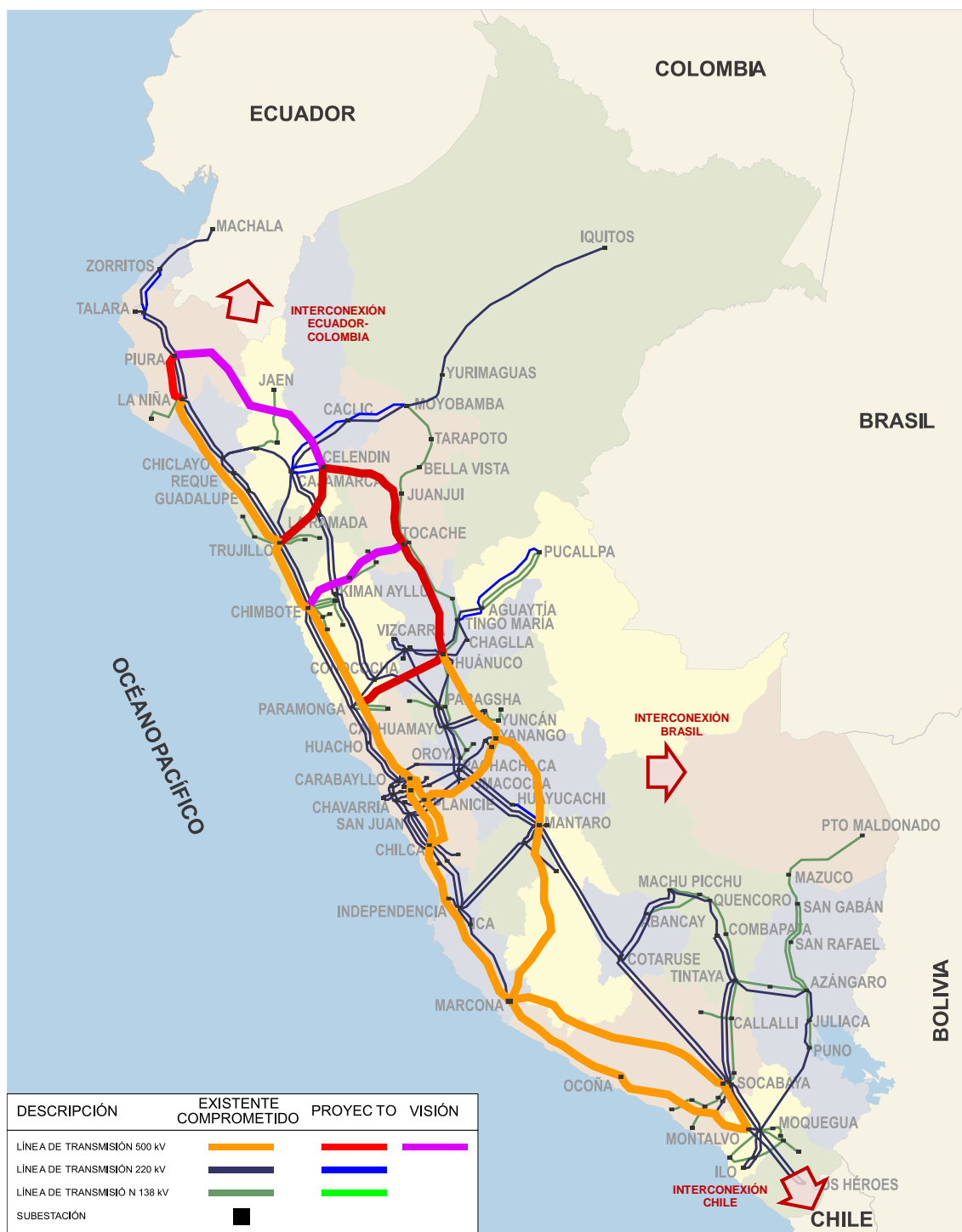


Figura 7.1 Visión de Largo Plazo de la Evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## **8 Coordinación de los Proyectos del Plan de Transmisión con el Plan de Inversiones**

En el presente capítulo se revisan algunos temas que surgieron en los análisis de Plan de Transmisión, que guardan relación con el desarrollo de las redes de subtransmisión y que llevan a recomendaciones que deben ser analizadas dentro del ámbito del Plan de Inversiones, para su posible implementación.

### **8.1 Análisis de la problemática de Lima**

Las líneas en 500 kV en la zona de Lima, no están siendo aprovechadas adecuadamente como corredor principal de alimentación a la gran carga de Lima. A esto contribuye la configuración fuertemente anillada entre los niveles de tensión de 220 kV y 60 kV, que en caso de mantenerse podrían presentar sobrecargas internas asociados a los crecimientos demanda de esta área. En otras palabras, se debe evitar la competencia en paralelo con las redes de 500 kV, 220 kV y 60 kV que alimentan la gran carga de Lima. Cabe resaltar que las líneas de 500 kV del área de Lima son parte de la red troncal de transmisión del SEIN que une las áreas Norte, Centro y Sur.

Con el proyecto de cambio de nivel de tensión a 500 kV de la LT Chilca – Planicie – Carabaylo 220 kV (PT aprobado en el 2015) se incrementará la capacidad y la confiabilidad en los puntos de suministro de la troncal de 500 kV de Lima al tener una configuración en anillo: Chilca – Carapongo – Carabaylo – Planicie – Chilca.

De continuar la topología de las redes de 220 kV de Lima como está configurada en la actualidad, se presentaría un nivel de carga mayor al 100% de la LT Chilca – Alto Praderas 220 kV (Ver Figura 8.1 y Tabla 8.1) y los niveles de cortocircuito de la SE Santa Rosa sobrepasarían su capacidad de ruptura nominal de 40 kV, por lo que se requiere realizar una reconfiguración de las mencionadas redes. En ese sentido, en el presente informe se analizan opciones de configuración para las redes de 220 kV de Lima para solucionar los problemas mencionados.

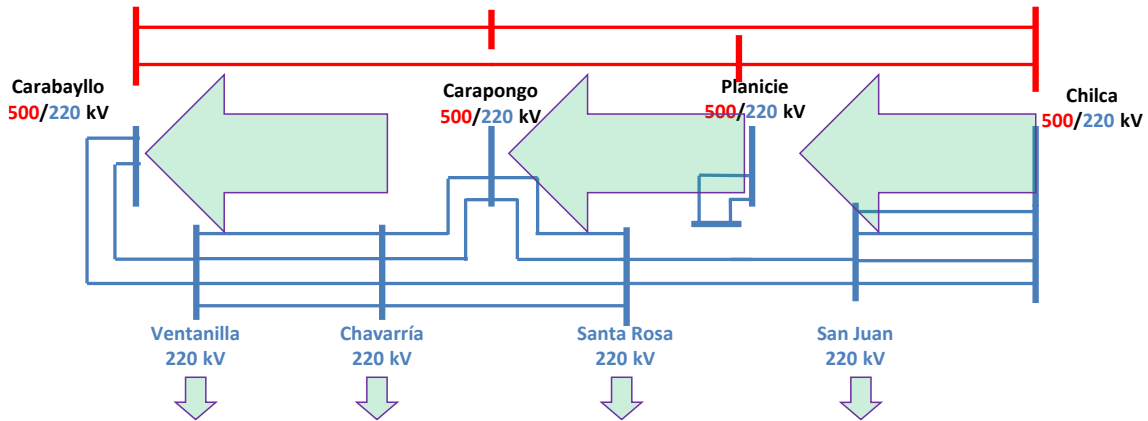


Figura 8.1 Unificar al 2022.

Área	Línea de Transmisión	Codigo	MVA	Plan Base																							
				Desarrollo según lista priorizada												Desarrollo en el Centro						Desarrollo en el Norte y Sur					
				Dem Opt N-S Dem Base				Dem Opt C-C Pes				Dem Opt N-S Dem Base				Dem Opt C-C		Dem Opt N-S Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S Dem Base		Dem Opt C-C			
1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	1	2	1	2	1	2	1	2						
Redes para abastecer la demanda de Lima Metropolitana	LT 220 kV Ventanilla - Zapallal	LNE-011	270	33%	66%	31%	55%	42%	89%	67%	33%	58%	31%	55%	42%	88%	33%	74%	31%	67%	42%	92%					
	LT 220 kV Ventanilla - Zapallal	LNE-087	270	33%	66%	31%	55%	42%	89%	67%	33%	58%	31%	55%	42%	88%	33%	74%	31%	67%	42%	92%					
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	LNE-012	189	34%	62%	54%	67%	47%	72%	67%	47%	67%	54%	67%	53%	74%	34%	69%	54%	72%	47%	75%					
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	LNE-013	189	34%	62%	54%	67%	47%	72%	67%	47%	67%	54%	67%	53%	74%	34%	69%	54%	72%	47%	75%					
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	LNE-014	189	33%	59%	52%	64%	45%	69%	64%	45%	64%	52%	64%	51%	71%	33%	67%	52%	69%	45%	73%					
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	LNE-14B	189	33%	59%	52%	64%	45%	69%	64%	45%	64%	52%	64%	51%	71%	33%	67%	52%	69%	45%	73%					
	LT 220 kV Chavarría - Santa Rosa	LNE-015	152	135%	127%	123%	120%	131%	117%	120%	122%	123%	123%	120%	136%	116%	135%	127%	123%	122%	131%	119%					
	LT 220 kV Chavarría - Santa Rosa	LNE-016	152	135%	127%	123%	120%	131%	117%	120%	122%	123%	123%	120%	136%	116%	135%	127%	123%	122%	131%	119%					
	LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX-003	350	109%	108%	108%	106%	114%	113%	101%	108%	107%	108%	106%	113%	112%	109%	108%	108%	108%	114%	114%					
	LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX-008	350	109%	108%	108%	106%	114%	113%	101%	108%	107%	108%	106%	113%	112%	109%	108%	108%	108%	114%	114%					
LT 220 kV San Juan - Alto Praderas	LNX-009	350	115%	113%	114%	112%	120%	119%	106%	114%	113%	114%	112%	119%	118%	115%	114%	114%	120%	120%	120%						
LT 220 kV San Juan - Alto Praderas	LNX-101	350	109%	107%	108%	106%	113%	112%	100%	108%	106%	108%	106%	112%	111%	109%	108%	108%	107%	113%	113%						
LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP	LNX-102	350	113%	112%	112%	110%	119%	117%	104%	112%	111%	112%	110%	118%	117%	113%	112%	112%	119%	119%	119%						
LT 220 kV Santa Rosa - San Juan	LNE-017	152	170%	148%	148%	144%	166%	136%	145%	147%	146%	148%	144%	145%	141%	170%	144%	148%	142%	166%	140%						
LT 220 kV Santa Rosa - San Juan	LNE-018	152	170%	148%	148%	144%	166%	136%	145%	147%	146%	148%	144%	145%	141%	170%	144%	148%	142%	166%	140%						

Tabla 8.1 Diagnóstico: Flujos asociados las redes para abastecer la demanda de Lima Metropolitana

Con la reconfiguración de las redes de 220 kV (apertura de anillos en 220 kV) también se espera incrementar la utilización del sistema de transmisión en 500 kV y reorientar el flujo de potencia para el uso exclusivo de la demanda del área de Lima. Por ser un área exclusivamente de demanda, la reconfiguración topológica del área de Lima deberá ser desarrollada e implementada en el Plan de Inversiones.

En el presente capítulo se proponen y analizan las siguientes seis topologías:

- Topología base (T0): topología actual, con y sin la derivación en la SE Planicie 220 kV.
- Topología 1 (T1): LT San Juan – Santa Rosa 220 kV (doble circuito) y LT Santa Rosa – Chavarría 220 kV cerrados (con y sin la derivación en la SE Planicie 220 kV).
- Topología 2 (T2): Topología 1 y apertura del doble circuito de la LT Santa Rosa - Chavarría 220 kV (con y sin la derivación en la SE Planicie 220 kV).

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

- Topología 3 (T3): LT San Juan – Santa Rosa 220 kV (doble circuito) abierto y LT Santa Rosa – Chavarría 220 kV cerrado (con y sin la derivación en la SE Planicie 220 kV).
- Topología 4 (T4): Topología 3 y doble circuito de la LT Santa Rosa – Industriales 220 kV (con y sin la derivación en la SE Planicie 220 kV).
- Topología 5 (T5): LT San Juan – Santa Rosa 220 kV (doble circuito) y LT Santa Rosa – Chavarría 220 kV abiertos y con el doble circuito de la LT Santa Rosa – Industriales 220 kV (con y sin la derivación en la SE Planicie 220 kV).

Adicionalmente, en cada una de las topologías se ha considerado la opción de derivación de la LT Pomacocha – San Juan 220 kV en la SE Planicie (llamado “derivación en la SE Planicie 220 kV”).

En el año 2019 se ha realizado la selección de las topologías factibles (que cumplan con ciertos criterios de desempeño) y que serán verificadas en el año 2022. Para este análisis, el área de Lima cuenta con la SE Carapongo 500/220 kV, la SE Planicie 500/220 kV, el segundo circuito del corredor de 500 kV de Lima (producto del cambio de nivel de tensión de 220 kV a 500 kV) y el EACR de Planicie 220 kV. Las siguientes Tablas muestran el resumen de los resultados que llevaron a la selección de las topologías factibles, en el anexo N se encuentra el detalle de las simulaciones y los diagramas unifilares analizados.

		SIN DERIVACION EN PLANICIE 220 kV					
TOPOLOGIA DE ANALISIS	CRITERIOS	T0	T1	T2	T3	T4	T5
Tensión	$\pm 5\% V_n$	√	#	#	#	#	#
Flujos	$S < 100\%$	√	#	√	√	√	√
CC Santa Rosa	$I_{cc} < 40 \text{ kA}$	NO CUMPLE	NO CUMPLE	√	√	√	√
EACR Planicie	$Q < 270 \text{ MVAR}$ (aprox. 70% de carga)	NO CUMPLE	√	√	√	#	√
Chilca-APradera	$S < 95\%$	NO CUMPLE	NO CUMPLE	√	√	√	√

√: Cumple con los criterios  
 #: Mejorable a nivel de distribución.

Tabla 8.2 Resumen de resultados para la selección de las topologías de Lima – sin Derivación en la SE Planicie 220 kV.

TOPOLOGIA DE ANALISIS	CRITERIOS	CON DERIVACION EN PLANICIE 220 kV					
		T0	T1	T2	T3	T4	T5
Tensión	$\pm 5\% V_n$	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Flujos	$S < 100\%$	✓	✓	✓	✓	✓	✓
CC Santa Rosa	$I_{cc} < 40 \text{ kA}$	NO CUMPLE	NO CUMPLE	✓	✓	✓	✓
EACR Planicie	$Q < 270 \text{ MVAR}$ (aprox. 70% de carga)	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE
Chilca-APradera	$S < 95\%$	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE	NO CUMPLE

✓: Cumple con los criterios  
 #: Mejorable a nivel de distribución.

Tabla 8.3 Resumen de resultados para la selección de las topologías de Lima – con Derivación en la SE Planicie 220 kV.

Las configuraciones factibles que permiten una operación aceptable son las topologías T2, T3, T4 y T5 sin la conexión de la LT Pomacocha – San Juan 220 kV en la SE Planicie 220 kV. Las siguientes figuras detallan cada una de las topologías factibles.

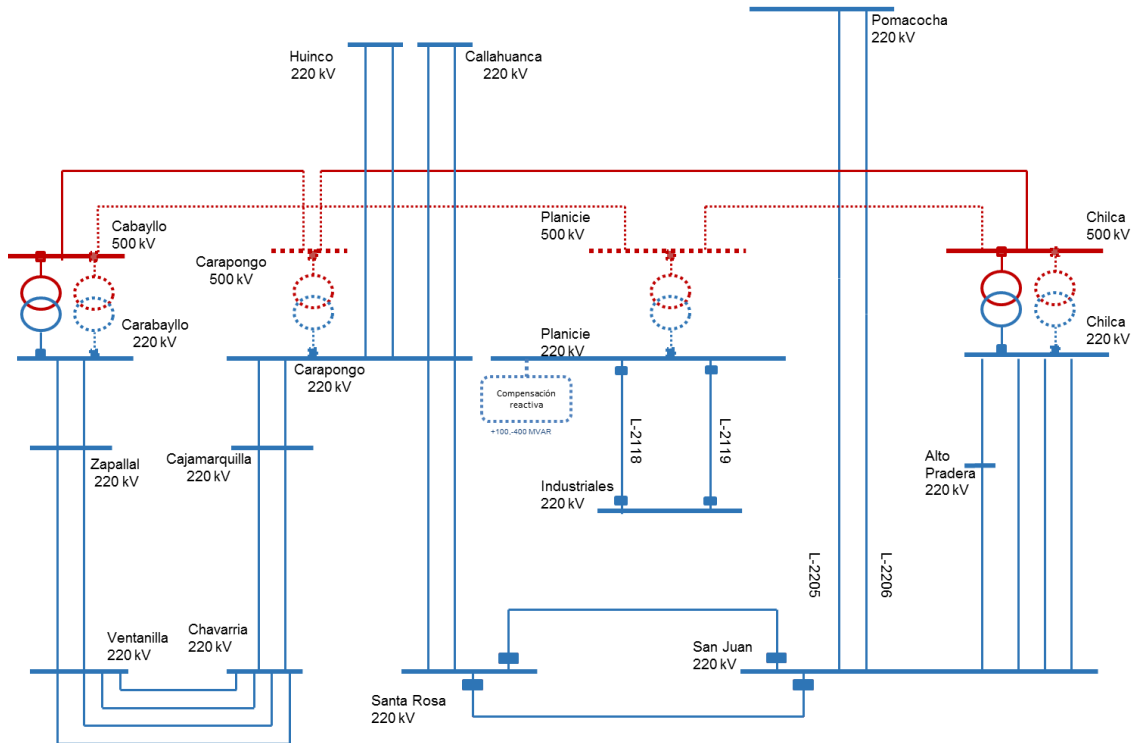


Figura 8.2 Topología 2 sin derivación en la SE Planicie 220 kV.

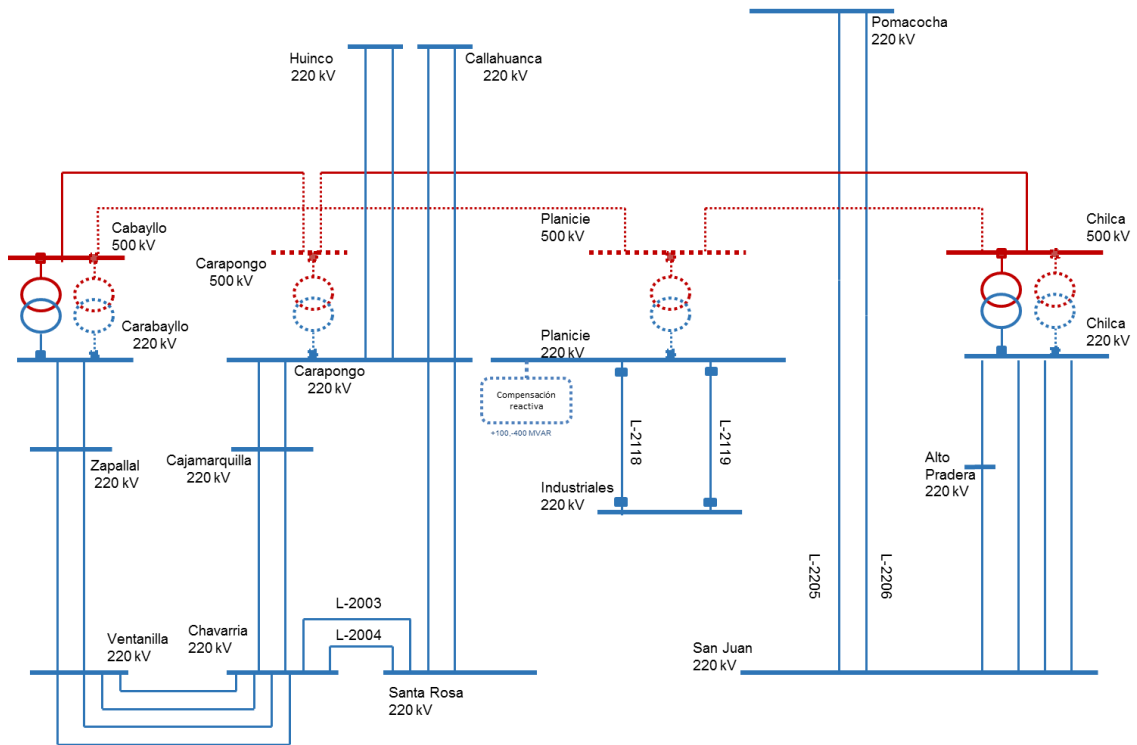


Figura 8.3 Topología 3 sin derivación en la SE Planicie 220 kV.

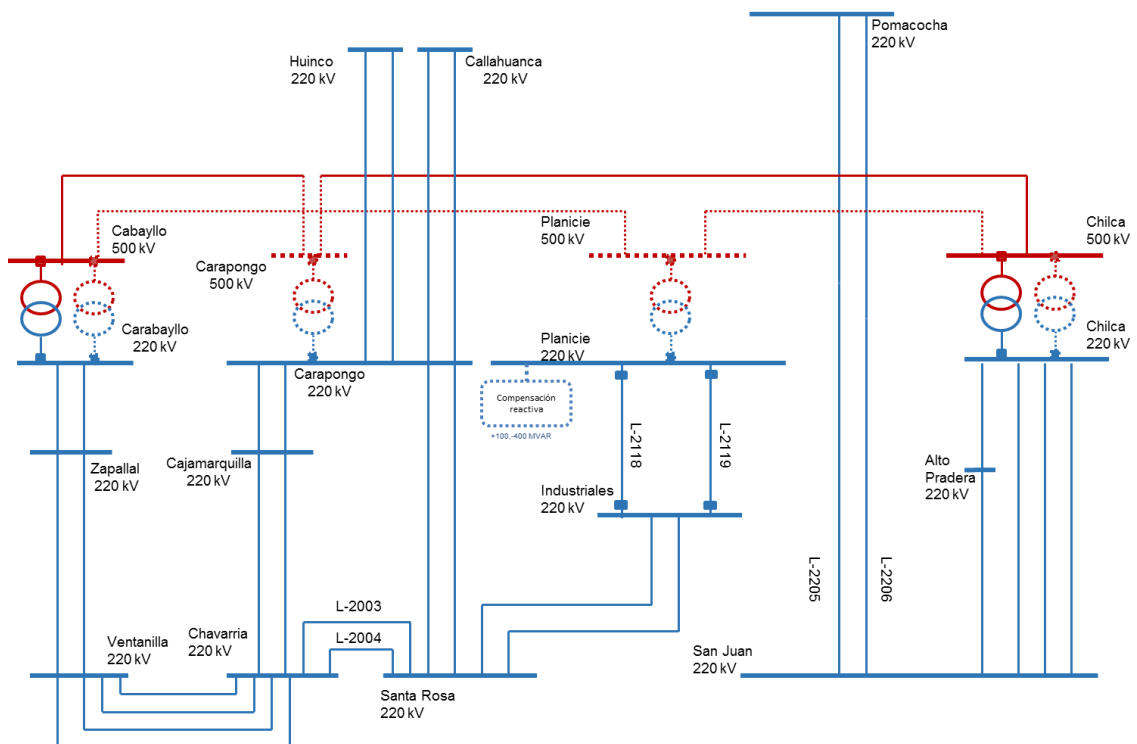


Figura 8.4 Topología 4 sin derivación en la SE Planicie 220 kV.

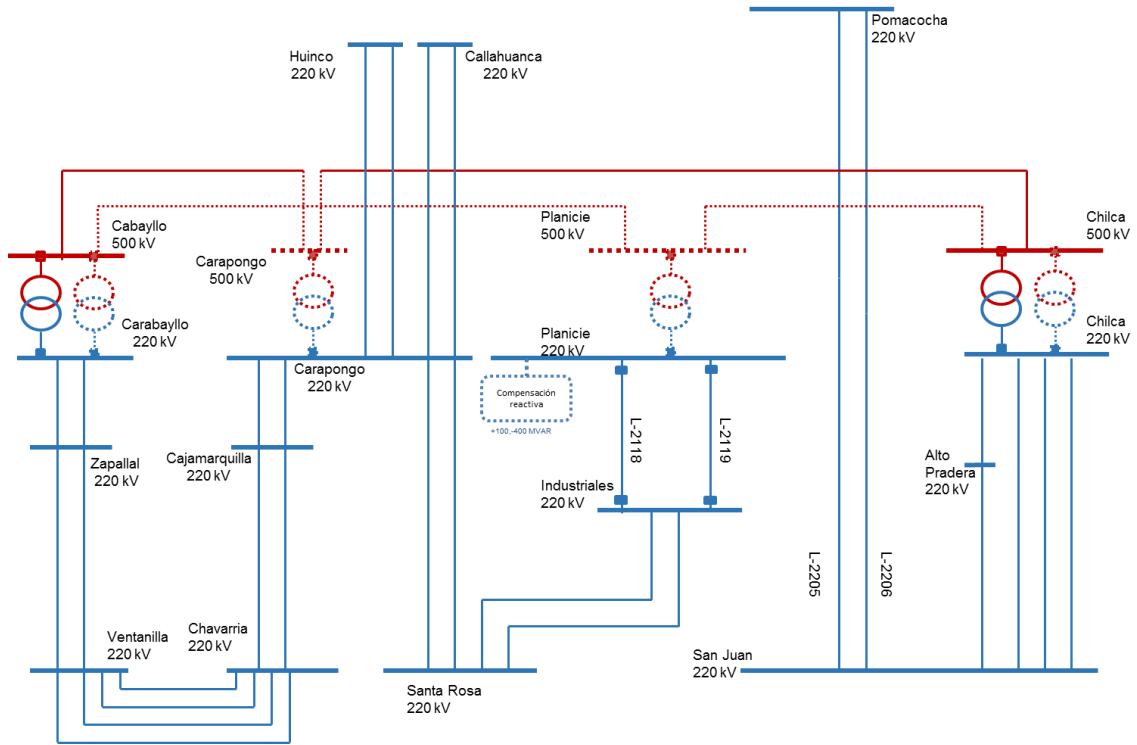


Figura 8.5 Topología 5 sin derivación en la SE Planicie 220 kV.

En la siguiente figura se muestra el análisis de márgenes de carga y comparación de las cuatro mejores topologías (topologías 2, 3, 4 y 5) en la zona de Lima, para la condición N y avenida máxima 2022. Se observa que las topologías 2, 3 y 5 presentan márgenes de carga bajos entre 30 MW a 50 MW, con un límite de transmisión definido por las tensiones mínimas (0,95 p.u.) en las barras 220 kV de San Juan o Chavarria. La topología 4, a pesar que presenta una característica similar a las otras topologías, resulta en un mayor margen de carga (210 MW) debido a un aumento del mallado de la red de transmisión de 220 kV producto de un mayor número de enlaces sobre la S.E. Santa Rosa (3 enlaces).



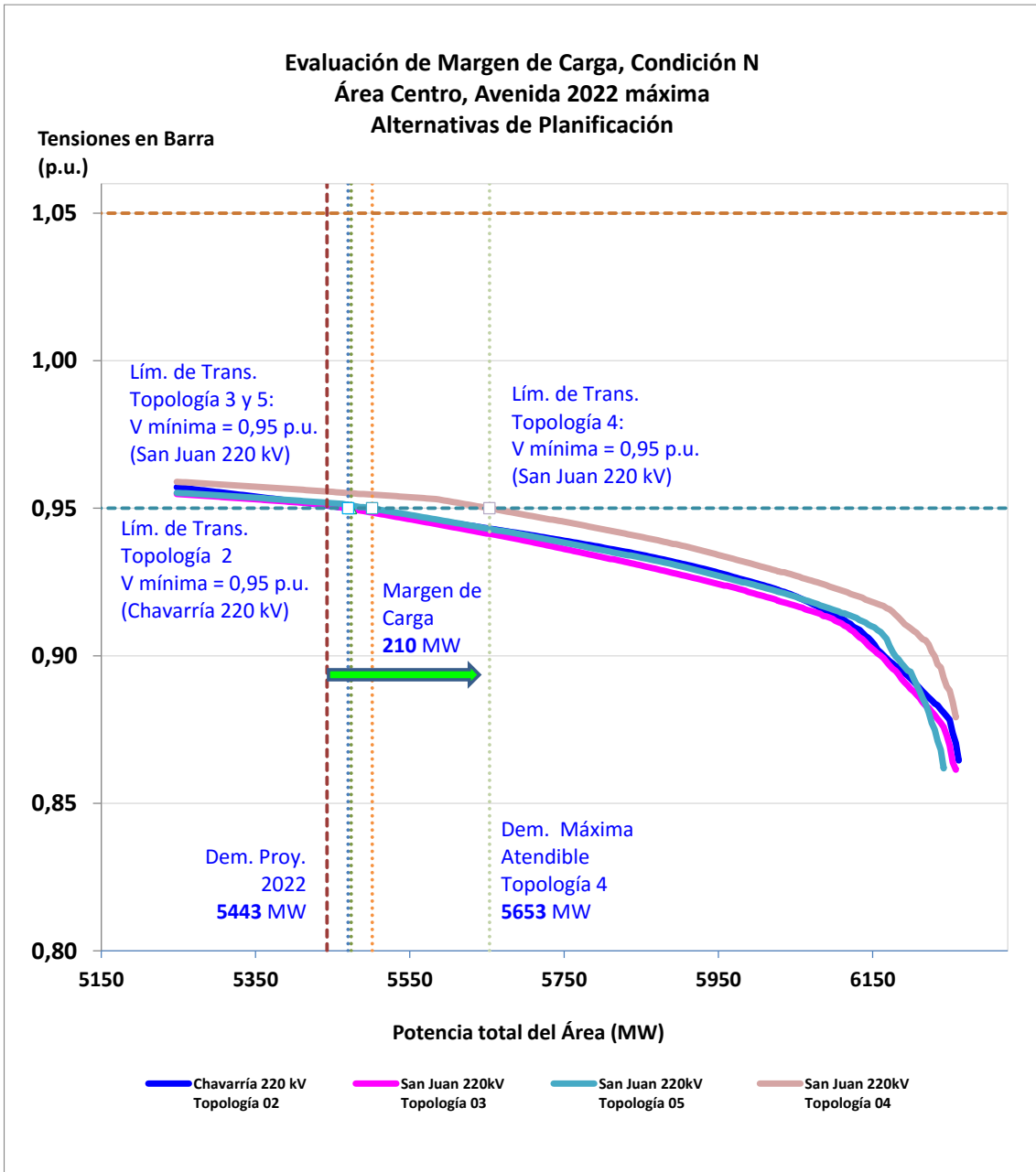


Figura 8.6 Análisis de márgenes de carga y comparación de topologías en zona Lima, área Centro, condición N

En el siguiente cuadro se muestra el resumen de resultados del desempeño eléctrico de las cuatro topologías evaluadas para distintos escenarios de operación en el año 2022 (avenida y estiaje, para máxima, media y mínima demanda). Según se observa, solo la topología 2 no cumple con el criterio de carga en la L.T. 220 kV Chilca - Alto Pradera, dado que presenta cargas de 105% (respecto a un límite de transporte de

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

360 MVA en condiciones normales) en avenida máxima. Todas topologías cumplen con los criterios de tensiones, carga en líneas de 220 kV y cortocircuitos máximos en barras de 220 kV. Por otro lado, si bien las topologías 4 y 5 no cumplen con el criterio de carga del EACR Planicie 220 kV, estas presentan los mayores márgenes de carga. El criterio de carga del EACR Planicie no es decisivo para la elección de la mejor topología dado que el mismo podría señalar una necesidad de compensación reactiva local en la red de subtransmisión de la zona de Lima.

ÍTEM	CRITERIO	ANÁLISIS 2022 TOPOLOGÍAS			
		T2	T3	T4	T5
Tensión de barra	$\pm 5\% V_{nom}$	√	√	√	√
Flujos de Potencia	Carga < 100%	√	√	√	√
Cortocircuito en barra Santa Rosa 220 kV	$I_{cc} < 40 \text{ kA}$	√	√	√	√
EACR Planicie 220 kV	$Q < 270 \text{ MVAR}$ (aprox. 70% de $Q_{cap.}$ )	√	√	<b>NO CUMPLE</b>	<b>NO CUMPLE</b>
Flujo de Potencia en L.T. 220 kV Chilca - Alto Pradera	Carga < 95%	<b>NO CUMPLE</b>	√	√	√
Márgenes de Carga, respecto al año 2022 (MW)	Mayor $\Delta P$ (*)	31	27	210	58

√: Cumple con los criterios

#: Mejorable a nivel de distribución.

Tabla 8.4 Resumen de resultados para la selección de las topologías de Lima, 2022.

En resumen, en la zona de Lima se recomienda la topología 4, dado que presenta un mayor margen de carga debido al aumento del mallado de la red de transmisión de 220 kV, mayor número de enlaces sobre la S.E. Santa Rosa (3 enlaces), y no se transgreden las capacidades máximas de cortocircuito en las barras de 220 kV de la zona de Lima.

En la Tabla 8.5 se muestra los flujos con la topología recomendada Figura 8.7, donde se observan que se solucionan prácticamente todas las sobrecargas.

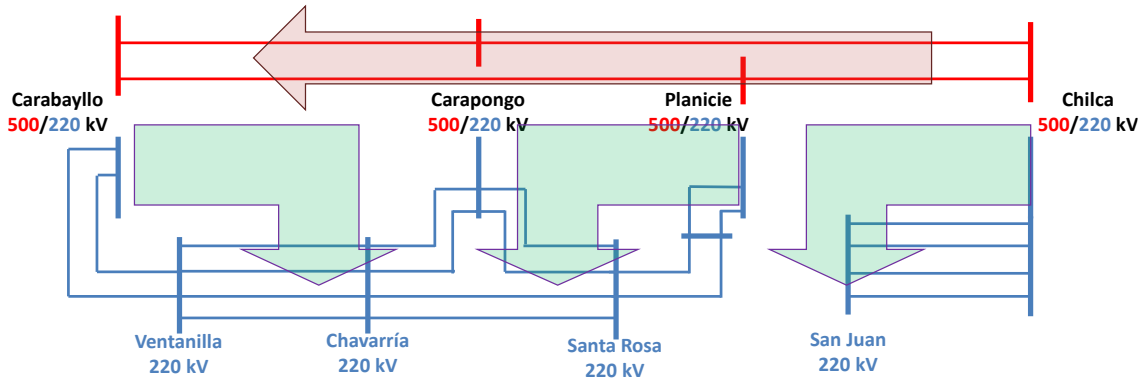


Figura 8.7 Configuración de redes de Lima recomendada.

			Plan A																			
			Desarrollo según lista priorizada				Desarrollo en el Centro				Desarrollo en el Norte y Sur											
			Dem Opt N-S Dem Base		Dem Opt C-C Pes		Dem Opt N-S Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S Dem Base		Dem Opt C-C		Dem Opt N-S Dem Base		Dem Opt C-C					
Área	Línea de Transmisión	Código	MVA	1AS0A	1BS0A	2AS0A	2BS0A	3AS0A	3BS0A	4AS0A	1AS1A	1BS1A	2AS1A	2BS1A	3AS1A	3BS1A	4AS1A	4BS1A				
Redes para abastecer la demanda de Lima Metropolitana	LT 220 kV Ventanilla - Zapallal	LNE-011	270	39%	56%	41%	46%	54%	75%	57%	39%	51%	41%	46%	54%	76%	39%	65%	41%	55%	54%	76%
	LT 220 kV Ventanilla - Zapallal	LNE-087	270	39%	56%	41%	46%	54%	75%	57%	39%	51%	41%	46%	54%	76%	39%	65%	41%	55%	54%	76%
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	LNE-012	189	50%	56%	53%	60%	54%	62%	59%	51%	62%	53%	60%	55%	66%	50%	62%	53%	64%	55%	65%
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	LNE-013	189	50%	56%	53%	60%	54%	62%	59%	51%	62%	53%	60%	55%	66%	50%	62%	53%	64%	55%	65%
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	LNE-014	189	48%	54%	51%	58%	52%	60%	57%	49%	59%	51%	58%	53%	64%	48%	60%	51%	61%	53%	63%
	LT 220 kV Ventanilla - Chavarría	LNE-148	189	48%	54%	51%	58%	52%	60%	57%	49%	59%	51%	58%	53%	64%	48%	60%	51%	61%	53%	63%
	LT 220 kV Chavarría - Santa Rosa	LNE-015	152	58%	57%	55%	55%	64%	62%	46%	57%	54%	55%	55%	84%	59%	58%	58%	55%	54%	64%	63%
	LT 220 kV Chavarría - Santa Rosa	LNE-016	152	58%	57%	55%	55%	64%	62%	46%	57%	54%	55%	55%	84%	59%	58%	58%	55%	54%	64%	63%
	LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX-003	350	91%	90%	91%	89%	98%	97%	84%	91%	88%	91%	89%	98%	96%	91%	90%	91%	90%	98%	98%
	LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX-008	350	91%	90%	91%	89%	98%	97%	84%	91%	88%	91%	89%	98%	96%	91%	90%	91%	90%	98%	98%
LT 220 kV San Juan - Chilca REP	LNX-009	350	96%	95%	95%	94%	103%	102%	88%	96%	93%	95%	94%	103%	101%	96%	95%	95%	95%	103%	103%	
LT 220 kV San Juan - Alto Praderas	LNX-101	350	89%	88%	89%	88%	96%	95%	82%	89%	86%	89%	88%	95%	94%	89%	88%	89%	88%	96%	96%	
LT 220 kV Alto Praderas - Chilca REP	LNX-102	350	95%	94%	95%	94%	102%	102%	87%	95%	92%	95%	94%	102%	101%	95%	94%	95%	94%	102%	103%	
LT 220 kV Santa Rosa - San Juan	LNE-017	152	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	
LT 220 kV Santa Rosa - San Juan	LNE-018	152	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	

Tabla 8.5 Diagnóstico: Flujos asociados las redes para abastecer la demanda de Lima

Por otro lado, de simulaciones en condiciones de emergencia (criterio N-k), se verifica que el corredor de 500 kV con doble circuito Carabayllo - Carapongo - Planicie - Chilca proporciona una suficiente mejora en la seguridad operativa en la zona de Lima, pero no logra el soporte de tensión en barras de 220 kV más próximas a los centros de carga. La operación del EACR de Planicie 220 kV estaría cumpliendo parcialmente este objetivo dado que las necesidades reales de compensación reactiva están en el lado de la carga y el transporte de reactivos, desde el punto de conexión del EACR Planicie 220 kV hacia los centros de carga, produciría cargas mayores en las líneas de 220 kV conectadas a la barra Planicie 220 kV.

El problema de regulación de tensión podría ser solucionado con compensación reactiva a nivel de carga (distribuido en función de la demanda) y/o desarrollo de nuevos enlaces de transmisión en 500 kV que atiendan a los centros de carga, todo esto dentro del ámbito del Plan de Inversiones. Sobre este punto, el desarrollo de

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

futuros enlaces de transmisión de 220 kV dentro de las zonas de subtransmisión o compensación reactiva en barras frontera con la transmisión principal no permitirán atender integralmente las necesidades de control de tensión en los centros de carga.

En el Anexo N se detalla los diagramas unifilares y los resultados de todas las topologías analizadas.

## **8.2 Análisis de la problemática de Piura**

Piura cuenta con una sola subestación de 220/60 kV ubicada al Oeste de la ciudad, a partir de la cual se desarrollan redes de 60 kV hacia el Este (Piura), hacia el Oeste (Paita), hacia el Norte (Sullana) y hacia el Sur (Sechura). En el caso específico de las redes hacia el este, estas atraviesan el área urbana, lo cual dificulta su ampliación.

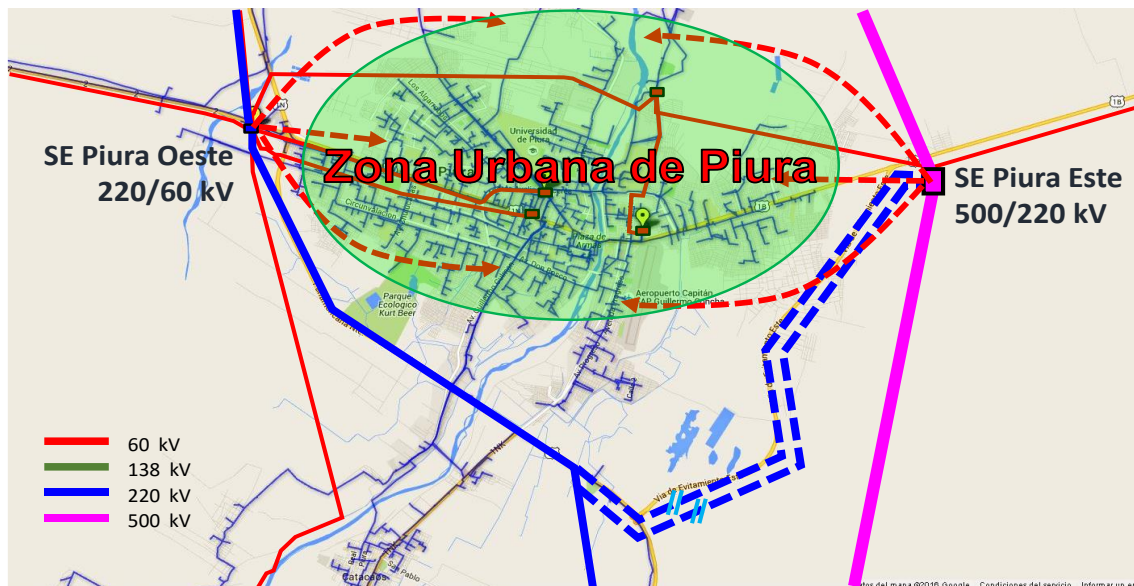
Por otro lado, en el Plan de Transmisión 2013-2022 se aprobó la LT 500 kV La Niña – Frontera, para la interconexión con Ecuador. Para el desarrollo de esta línea, las autoridades sectoriales de Ecuador y Perú han contratado un consultor para el desarrollo del Anteproyecto de Ingeniería que permita su licitación y construcción.

Como parte del proyecto mencionado, se requirió definir la ubicación de una nueva subestación 500/220 kV en Piura. Desde el punto de vista de desarrollo de transmisión se utilizaron los siguientes criterios:

- Zona amplia, fuera del casco urbano
- Fácil acceso de nueva LT de 500 kV La Niña – Piura – Frontera
- Fácil acceso de nueva LT de 220 kV para conexión con Piura Oeste
- Fácil acceso de futuras LLTT de 220 kV para alimentación de Piura y proyectos de demanda de la zona.
- Fácil acceso de futura LT de 500 kV desde Celendín (Cajamarca) y segunda LT de 500 kV a la Frontera.

Para este fin, en las reuniones con el consultor y con ENOSA, el COES propuso una ubicación y un esquema de conexión que esta facilite el desarrollo de la subtransmisión de la zona. Esta propuesta plantea que la nueva subestación Piura 500/220 kV se ubique al Este de Piura, como se muestra en la Figura 8.8, de manera que la empresa de distribución pueda desarrollar su redes hacia la ciudad (hacia el Oeste) y hacia el norte, disminuyendo las dificultades que implican atravesar la ciudad.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva



Fuente: OSINERGMIN, elaboración propia.

Figura 8.8 Alternativa de ubicación de la SE Piura 500 kV.

### 8.3 Análisis de la problemática de Pucallpa

Como parte del proceso del Plan de Inversiones 2017-2021, la empresa concesionaria de distribución de la zona de Pucallpa presentó una propuesta de desarrollo de sus redes de subtransmisión considerando una LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa y varias subestaciones conectadas a esta a lo largo de su trayecto. No obstante, dicha propuesta no ha considerado en su análisis: La ampliación de la capacidad de transmisión de la LT 138 kV Aguaytía – Pucallpa (de 50 a 80 MVA), el nuevo transformador en la SET Pucallpa 138/60/10 kV (55/55/18 MVA), el nuevo transformador en la SET Aguaytía 220/138/22.9 kV (60/60/20 MVA), la compensación reactiva (SVC) de -10/+45 MVAR en 60 kV en la SE Pucallpa y la segunda terna de la LT 138 kV Aguaytía – Pucallpa, los cuales, según corresponda, son parte del PI 2013-2017, de la Ampliación N° 3 del contrato de ISA Perú o del Plan vinculante 2020 del PT.

La expansión del sistema de transmisión y subtransmisión de la Región Ucayali ha sido estudiada y definida en los siguientes estudios y procesos previos:

- En el Plan de Transmisión 2013-2022 se aprobó la repotenciación de la LT 138 kV Aguaytía – Pucallpa existente de 50 MVA hasta 80 MVA con P/S el año 2015 (actualmente en servicio), y la instalación de compensación reactiva por 20 MVAR en 60 kV.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

- En el Plan de Inversiones 2013-2017, se definió la ampliación de la capacidad de transformación en las SSEE de Aguaytía y Pucallpa, para el año 2017.
- En el Plan de Transmisión 2015-2024, se aprobó la construcción de un segundo circuito de 138 kV Aguaytía - Pucallpa con P/S posible para el año 2018. La propuesta de construcción de una segunda terna partió sobre la base de lo aprobado en el PI 2013-2017, razón por la cual es complementaria a esta última.

De acuerdo a los estudios indicados, la configuración con dos circuitos de 138 kV y capacidades de transformación ampliadas en las subestaciones Aguaytía y Pucallpa, permitirá atender la demanda de la zona de Pucallpa el año 2020, e inclusive posteriormente. Asimismo, de acuerdo a los análisis del presente PT, la configuración prevista serviría hasta el año 2022.

Cabe indicar que en los estudios mencionados en los párrafos anteriores, realizados por el OSINERGMIN y el COES, con información del Concesionario, se han utilizado diversas tasas de crecimiento de la demanda, que varían desde 5,0% a 9,8% anual, lo que da una idea de la incertidumbre que existe en el crecimiento de la zona, lo cual tiene un efecto muy importante en el análisis de la necesidad de nuevas instalaciones de transmisión.

Por otro lado, respecto al seccionamiento de la LT 220 kV Aguaytía - Pucallpa para la conexión de varias subestaciones de distribución a lo largo de su recorrido, planteado en el Plan de Inversiones, se considera que no es técnicamente adecuada esta configuración a ese nivel de tensión para cargas tan reducidas como las señaladas. Más bien, se propone que la línea de 220 kV, planteada en el presente PT en el Plan de Largo Plazo 2026, se implemente como una línea troncal a 220 kV, función más adecuada para ese nivel de tensión, y que se analice el uso de una de las líneas de 138 kV, como un sistema de subtransmisión que sirva a las cargas señaladas. Este esquema es mostrado en la figura siguiente.

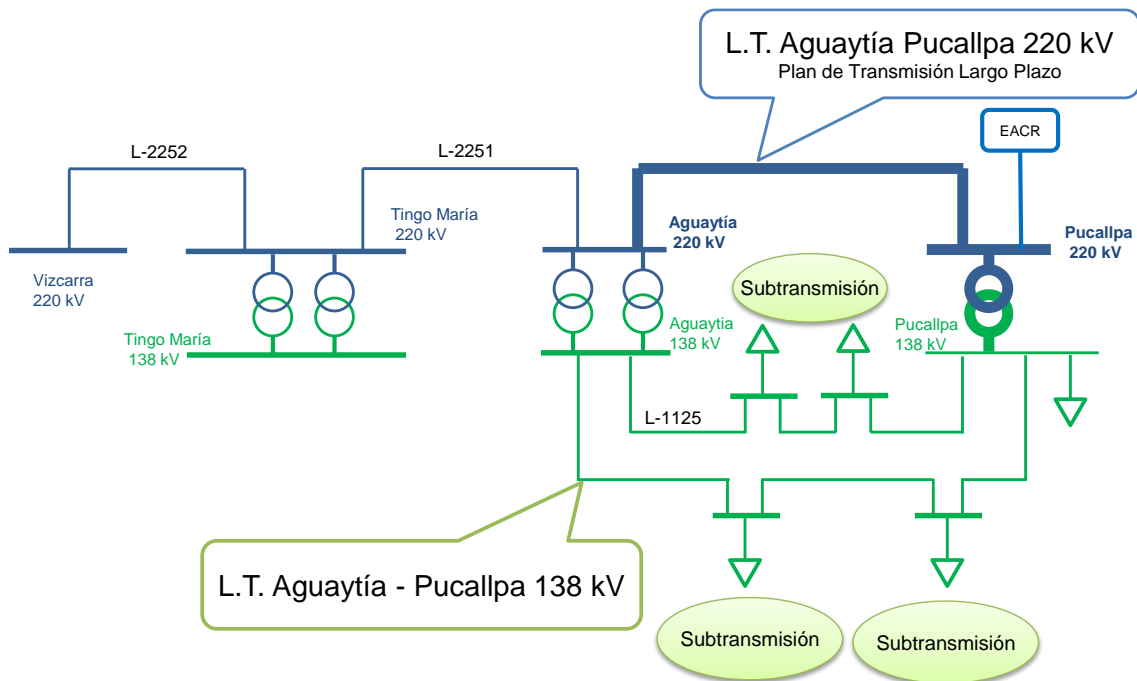


Figura 8.9 Esquema unifilar de la zona Pucallpa.

Otro beneficio de la configuración 220 kV como troncal y 138 kV como subtransmisión sería la mejora de la confiabilidad del suministro a la zona, dado el respaldo que se brindarían ambos enlaces entre Aguaytía y Pucallpa.

Considerando la incertidumbre en la demanda, las razones técnicas presentadas respecto al uso de las LLTT de 220 kV, el tiempo que demora la ejecución de nuevos proyectos, y que los proyectos del Plan de Inversiones 2013-2017 y el Plan de Transmisión 2015-2024 ya se encuentran aprobados y en algunos casos en ejecución, se considera conveniente continuar con lo previsto y acelerar la ejecución de los proyectos para asegurar la atención de la demanda de la zona. Asimismo, se recomienda analizar en los siguientes Planes de Transmisión la inclusión como proyecto vinculante de la LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa, propuesto en el presente PT como parte del Plan de Largo Plazo 2026.

Finalmente, se debe mencionar que adicionalmente a los argumentos mencionados, dentro de los beneficios que se esperarían de la ejecución del proyecto de 220 kV mencionado está el ahorro en costos de operación de las centrales térmicas de la zona de Pucallpa. Efectivamente, se estima que el costo de inversión del proyecto sea

 <b>COES</b> <b>SINAC</b> <small>COMITE DE OPERACION ECONOMICA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL</small>	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

de US\$ 40,4 millones, con un VAN de US\$ 30,1 millones (tasa de descuento de 12% a 30 años) y una TIR de 17,6 %, valores que se muestran en la tabla siguiente:

		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	...	2055
Inversión		40.4											...	
Mantenimiento	3%		1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	...	1.2
Ahorro			5.1	5.5	5.9	6.3	6.8	7.3	7.9	8.5	9.1	9.8	...	41.5
Flujo		-40.4	3.9	4.3	4.7	5.1	5.6	6.1	6.7	7.2	7.9	8.6	...	40.3
<b>VAN</b>	12%	<b>30.1</b>												
<b>TIR</b>		<b>17.6%</b>												

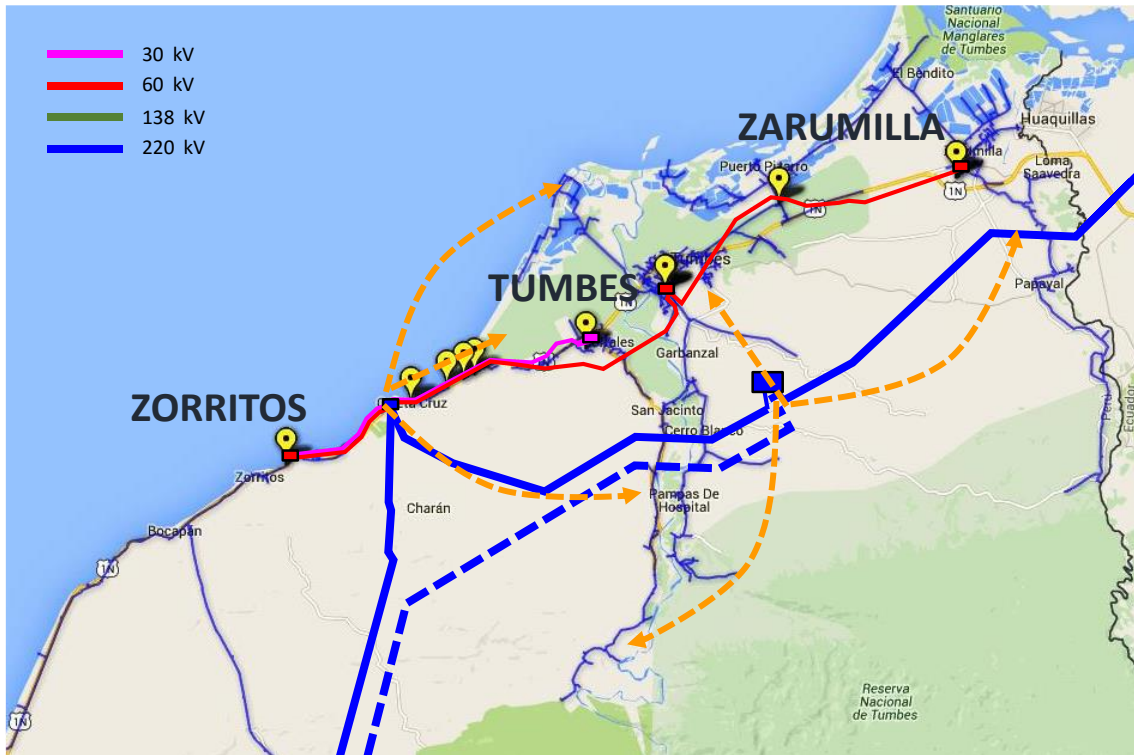
Tabla 8.6 Análisis Económico del Proyecto LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa, EACR y Ampliaciones Asociadas (cifras en millones de US\$)

El detalle del análisis se muestra en el anexo H.



#### 8.4 Análisis de la problemática de Tumbes

Como parte del anteproyecto LT 220 kV Pariñas – Tumbes (Zarumilla), se definirá la ubicación de la futura SE Tumbes 220 kV, de manera que esta facilite el desarrollo de la subtransmisión para atender la demanda de la zona, tal como se muestra en la figura siguiente:



Fuente: OSINERGMIN, elaboración propia

Figura 8.10 Esquema unifilar de la zona Tumbes.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## 9 Interconexiones Internacionales

### 9.1 General

En el presente capítulo se expone la situación de las interconexiones internacionales, y su efecto en la formulación de la Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026.

Las interconexiones internacionales del Perú con los países vecinos tienen potencial de desarrollo hacia el mediano y largo plazo. Se estima que hasta el año 2026 el SEIN contará con un sistema de transmisión de 500 kV con alcance geográfico cercano a las fronteras de varios de los países vecinos, y con una oferta de generación potencial que permita tener capacidad de intercambio de electricidad con esos países, conforme a los acuerdos binacionales o regionales a los que se arribe.

Los proyectos de interconexiones internacionales generalmente se desarrollan con fines específicos tales como la integración de mercados, exportación o importación de electricidad a partir de centrales eléctricas predefinidas y el aprovechamiento conjunto de complementariedades hidrológicas, pudiendo incluir en esto el manejo de capacidades de regulación hídrica estacional o multianual.

El Perú mantiene suscritos a la fecha, los siguientes acuerdos de integración eléctrica:

- Acuerdo Regional CAN: “Marco General para la Interconexión Subregional de Sistemas Eléctricos e Intercambio Intracomunitario de Electricidad”, Decisión 536 de diciembre de 2002. Esta Decisión fue posteriormente suspendida por las Decisiones 720 (Nov 2009), 757 (Ago. 2011) y 789 (Jun 2013), y reemplazada por un “Régimen Transitorio Aplicable a las Transacciones Internacionales de Electricidad entre Ecuador y Perú” mediante la Decisión 757, régimen vigente para el periodo de agosto de 2011 a agosto de 2016.
- Convenio de Integración Energética Perú-Brasil: Suscrito en mayo del 2008, este convenio tiene por objetivos principales el desarrollar estudios sobre el potencial energético de ambos países, evaluar proyectos hidroeléctricos para la exportación de energía eléctrica al Brasil, evaluar marcos normativos, analizar proyectos de conexión fronteriza e intercambiar experiencia en diversos aspectos energéticos. Posteriormente, en junio del 2010, se suscribió el Acuerdo Perú-Brasil entre el Gobierno de la República del Perú y el Gobierno de la República Federativa de Brasil, para el suministro de electricidad al Perú

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

y exportación de excedentes al Brasil. Sin embargo este acuerdo no fue aprobado por el Congreso del Perú, y fue archivado en mayo de 2014.

- Acuerdo de Cuenca Perú-Ecuador: Suscrito en noviembre de 2012, mediante el cual ambos países acordaron dar inicio al proyecto para la construcción y puesta en marcha de una nueva interconexión eléctrica entre Ecuador y Perú en un nivel de voltaje de 500 kV, que tendrá el carácter de Binacional, y en calidad de tal, será ejecutado conjuntamente respetando los procedimientos y normativa interna de cada país.

Sobre la base de la Decisión 536 de la CAN se desarrolló el proyecto de interconexión eléctrica Perú – Ecuador a 220 kV, enlace de capacidad limitada y a un nivel de intercambio marginal entre los países, relativo al tamaño de sus sistemas. Bajo este esquema se llegó a implementar un enlace de transmisión de simple circuito a 220 kV para transferencias de carga (sin sincronización), el cual ha estado siendo utilizado para suministros extraordinarios de emergencia entre los dos países.

La Decisión 757, de carácter temporal (mientras se revise integralmente la normativa), estableció un régimen transitorio aplicable a las transacciones internacionales de electricidad entre Ecuador y Perú que flexibiliza los intercambios de electricidad, enfocándose en los excedentes de potencia y energía, y aislando las demandas internas de los países de los efectos económicos de las exportaciones.

En cuanto al Convenio Perú – Brasil, éste facilitó realizar estudios del potencial de integración energética y evaluar proyectos hidroeléctricos en el lado peruano. Posteriormente, en el Acuerdo Perú – Brasil, se estableció la posibilidad de la construcción de grandes centrales hidroeléctricas en la cuenca Amazónica centro y sur del país con una capacidad inicial estimada en 6600 MW, para fines de suministro al mercado peruano y para exportación de excedentes al Brasil. Sin embargo, el posterior archivamiento del Convenio por parte del Congreso de Perú eliminó la posibilidad indicada.

No se cuenta con acuerdos binacionales de integración con Colombia, Bolivia ni Chile.

Las posibilidades de desarrollo de Interconexiones Eléctricas Internacionales del Perú son mostradas en la Figura 9.1. En general se avizora lo siguiente:



Figura 9.1 Posibles Interconexiones Eléctricas Internacionales del Perú.

## 9.2 Integración Regional: SINEA

Dentro de la iniciativa del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), se llevaron a cabo dos estudios en favor de la integración regional de Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador y Perú: uno de Armonización Regulatoria y otro de Planificación y Estudio de Factibilidad de la Infraestructuras de Integración Eléctrica de los Países Andinos. Estos estudios fueron realizados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y se culminaron el año 2014.

El estudio de Planificación de Infraestructuras tuvo como objetivo seleccionar las alternativas de interconexión más convenientes desde un punto de vista técnico, económico, regulatorio, político, ambiental y social. En este estudio se analizaron las siguientes posibles interconexiones: Colombia – Ecuador, Ecuador – Perú, Perú - Chile y Bolivia – Chile. De las interconexiones mencionadas, resultan de interés directo

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

para el presente informe las posibles interconexiones de Perú con Ecuador y Perú con Chile. Sin embargo, se debe tener en cuenta que las interconexiones de Colombia con Ecuador y Bolivia con Chile afectan los resultados de las interconexiones de Perú, y por lo tanto también interesa analizarlas.

El estudio concluyó que, dentro de ámbito bilateral, las siguientes alternativas de interconexión resultan factibles económicamente:

Sistema	Proyecto	Año más temprano de P/S
Ecuador - Perú	Línea 500 kV La Niña-Daule (540 km, 500 MVA)	2017
Perú - Chile	Back-to-back + línea 220 kV Los Héroes – Arica (70 km, 130 MVA)	2017
	Línea HVDC 500 kV Montalvo – Crucero (650 km, 1000 MVA)	2020
Chile - Bolivia	Línea 220 kV Laguna Colorada – Chuquicamata (140 km, 140 MVA)	2017

Fuente: Planificación y Estudio de Factibilidad de la Infraestructura de Integración Eléctrica de los Países Andinos (SINEA)

Tabla 9.1 Alternativas de Interconexión Factibles Económicamente en el Ámbito Bilateral

En el caso de la interconexión Ecuador – Perú, el estudio estimó un costo de inversión de US\$ 210 millones, con un VPN de US\$ 428 millones y una tasa de retorno global de 34%. Asimismo, se indica que las tasas de retorno por país serían similares, de 39% para Ecuador y 36% para el Perú, lo cual le da factibilidad para ser desarrollado en un ámbito bilateral. Los principales supuestos sobre los que se realizó el análisis son: i) cada país realiza las inversiones en infraestructura en su territorio; ii) las rentas de congestión se reparten en partes iguales; y iii) la energía se exporta e importa a los precios marginales de la barra de conexión de cada país. Estos mismos supuestos fueron utilizados en los análisis de todos los proyectos de la Tabla 9.1.

Para el caso de la interconexión Perú – Chile, se plantearon dos proyectos: uno Back-to-back + línea 220 kV Los Héroes – Arica (70 km, 130 MVA) y otro Línea HVDC 500 kV Montalvo – Crucero (650 km, 1000 MVA). Para el caso del proyecto de 220 kV el estudio estimó un costo de inversión US\$ 50 a 60 millones y una TIR global superior al 30%; mientras que para el caso del proyecto en HVDC 500 kV se estimó una inversión de US\$ 600 millones y una TIR global de 27%. Ambos proyectos resultan altamente rentables, sin embargo la ejecución y operación del proyecto HVDC 500 kV estaría condicionado a la interconexión de los sistemas SING y SIC de Chile, además de las

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

reformas regulatorias necesarias en ambos países. Por otro lado, dada la baja inversión y alta rentabilidad del proyecto de 220 kV, además de su rápida ejecución, el estudio resaltó la conveniencia de analizar su ejecución mientras se resuelven las condicionantes para el proyecto HVDC 500 kV.

Respecto a las posibles interconexiones de Bolivia, el estudio de SINEA indica que este país no cuenta con un plan de expansión de generación que permita prever que contará con reservas para pensar en una integración fuerte con Chile o Perú. En ese sentido, plantea solamente una interconexión de pequeña capacidad de Bolivia con Chile. Este proyecto tendría una inversión de US\$ 30 millones, un VPN de US\$ 24 millones y una TIR de 19%, todo lo anterior bajo el supuesto de que Perú y Chile no se interconecten. En el estudio también se indica que la interconexión Bolivia – Chile tendría como impacto un menor desempeño económico del proyecto de interconexión a 500 kV HVDC Perú - Chile, pero este último seguiría siendo un proyecto económico.

Además de los proyectos indicados en la Tabla 9.1, que resultan atractivos dentro del ámbito bilateral, existen proyectos que solo resultarían atractivos dentro de un marco regional que facilite su financiamiento, esto debido a que el reparto de los beneficios de los mismos no resultaría proporcionales a las inversiones que los países tendrían que efectuar dentro de sus territorios, de acuerdo a las premisas utilizadas en los análisis bilaterales. Estos proyectos son mostrados en la Tabla 9.2 siguiente:

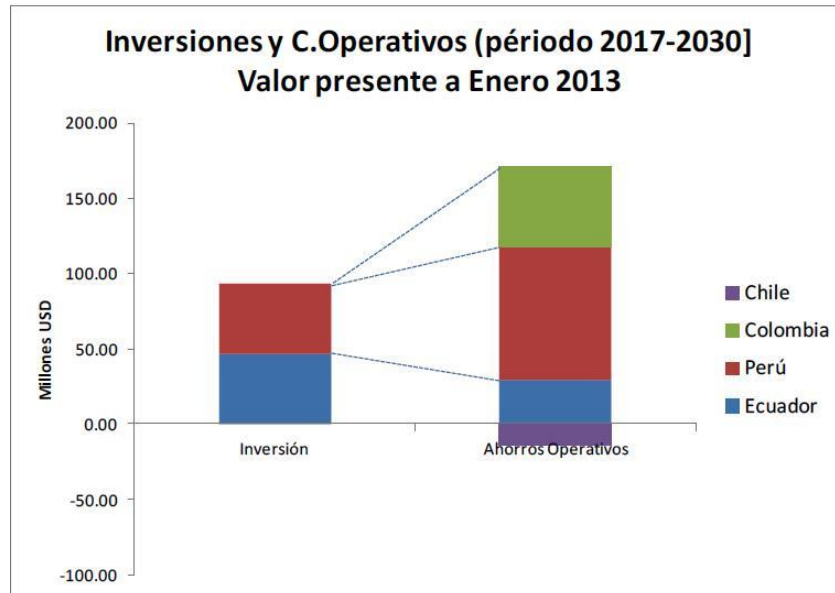
Sistema	Proyecto	Año	Comentario
Ecuador - Perú	2º línea 500 kV La Niña-Daule	2020	No factible bilateralmente porque los beneficios de Ecuador no son suficientes para compensar los costos de inversión de éste país.
Ecuador - Colombia	Línea 500 kV Alférez – Jamondino -Inga	2017 - 2020	No factible bilateralmente porque los beneficios de Colombia no son suficientes para compensar los costos de inversión de éste país.

Fuente: Planificación y Estudio de Factibilidad de la Infraestructura de Integración Eléctrica de los Países Andinos (SINEA)

Tabla 9.2 Alternativas de interconexión factibles económicamente en un ámbito regional

De acuerdo al estudio del SINEA, una segunda línea en 500 kV entre Ecuador y Perú tendría que ser financiada más o menos en partes iguales entre ambos países, de acuerdo a los criterios seguidos en ámbito bilateral. Sin embargo, los beneficios del mencionado proyecto serían mayores para Perú que para Ecuador, mientras que Colombia también se vería beneficiada en gran medida, sin haber realizado inversión

alguna. Por esta razón, el informe indica la necesidad de un organismo multilateral que pudiese asignar parte de los costos de inversión a terceros países del SINEA. La comparación de inversiones y beneficios se muestra en la Figura 9.2 siguiente:



Fuente: Planificación y Estudio de Factibilidad de la Infraestructura de Integración Eléctrica de los Países Andinos (SINEA)

Figura 9.2 Distribución de Costos de Inversión y Beneficios Operativos (2º línea La Niña - Daule)

Similarmente al proyecto anterior, el proyecto de línea 500 kV Alférez – Jamondino – Inga (Colombia – Ecuador) tendría un reparto de beneficios que no sería proporcional a las inversiones requeridas por los países, pues dentro de un ámbito bilateral, Colombia tendría que pagar la mayor parte de las inversiones y los beneficios que recibiría serían insuficientes para cubrir la inversión, mientras que Ecuador recibiría la mayor parte de los beneficios.

### 9.3 Interconexión Perú – Ecuador

Los primeros estudios de la interconexión Perú – Ecuador se realizaron desde el año 2000. Uno de los primeros fue el del 2001<sup>22</sup>, que planteaba un enlace asíncrono entre

<sup>22</sup> Estudio Interconexión Perú – Ecuador, desarrollado por Hydro-Québec Intl., para ETECEN (Perú) y

TRANSELEC (Ecuador), año 2001.

ambos sistemas a 220 kV con una capacidad de transferencia de 2 x 125 MVA. Esta restricción en la capacidad se debía a las limitaciones de los sistemas de transmisión existentes en esos años, sobretodo en el lado peruano.

En el marco de la Decisión 536 de la CAN se llegó a implementar un enlace simple de 220 kV entre Zorritos (Perú) y Machala (Ecuador), de 160 MW de capacidad de transferencia de carga (sin posibilidad de conexión sincrónica plena)

De otro lado, no se llegó a concretar un acuerdo regulatorio para la operación de la interconexión por lo que el actual enlace no se encuentra en servicio. Sin embargo, éste ha operado como apoyo temporal entre los sistemas de ambos países en situaciones de emergencia, dentro de un marco regulatorio transitorio establecido por las Decisiones 757 y 789 (que junto con al Decisión 720 derogaron la Decisión 536).



Figura 9.3 Enlace de Interconexión Perú – Ecuador Existente.



**Interconexión Perú – Ecuador en 500 kV:**

Mediante Resolución Ministerial N° 583-2012-MEM/DM el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Plan de Transmisión 2013 -2022. Dentro de los proyectos vinculantes se incluyó la Línea de Transmisión 500 kV La Niña – Frontera, la cual formará parte del circuito de interconexión con Ecuador.

De esta manera, la interconexión Perú - Ecuador en 500 kV se presenta promisoría debido a las ventajas de complementariedad hidrológica entre las cuencas de ambos países, al desarrollo previsto de grandes centrales hidroeléctricas en Ecuador, la existencia de proyectos hidroeléctricos importantes en el norte de Perú, y al desarrollo de las redes de transmisión en 500 kV de ambos países, lo que facilitará una interconexión plena y de alta capacidad de transferencia. En la figura siguiente se muestra los despachos de centrales hidroeléctricas de Ecuador y Perú, en los que se observa que la complementariedad hidrológica de ambos países.

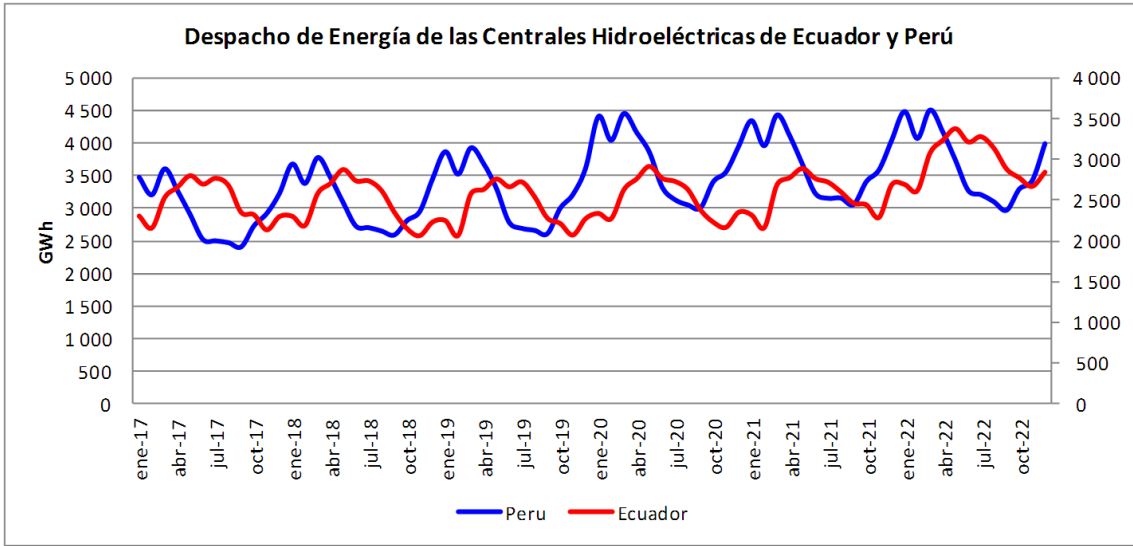


Figura 9.4 Despachos de centrales hidroeléctricas de Ecuador y Perú

Asimismo en la actualidad, ya se cuenta con un acuerdo para dar inicio al proyecto para la construcción y puesta en marcha de interconexión de 500 kV, habiendo realizando estudios conjuntos de evaluación de las posibilidades de intercambio de energía y definición del esquema de la interconexión. El cual resultado en la conexión de: LT Chorrillos – Pasaje – Piura – La Niña, 587 km un solo circuito en la primera etapa, el cual se muestra en las figuras siguientes:



Figura 9.5 Esquema de la Interconexión Ecuador – Perú 500 kV



Fuente: Anteproyecto Preliminar Interconexión Perú – Ecuador 500 kV (Leme Engenharia, 2016)

Figura 9.6 Esquema de la Interconexión Ecuador – Perú 500 kV

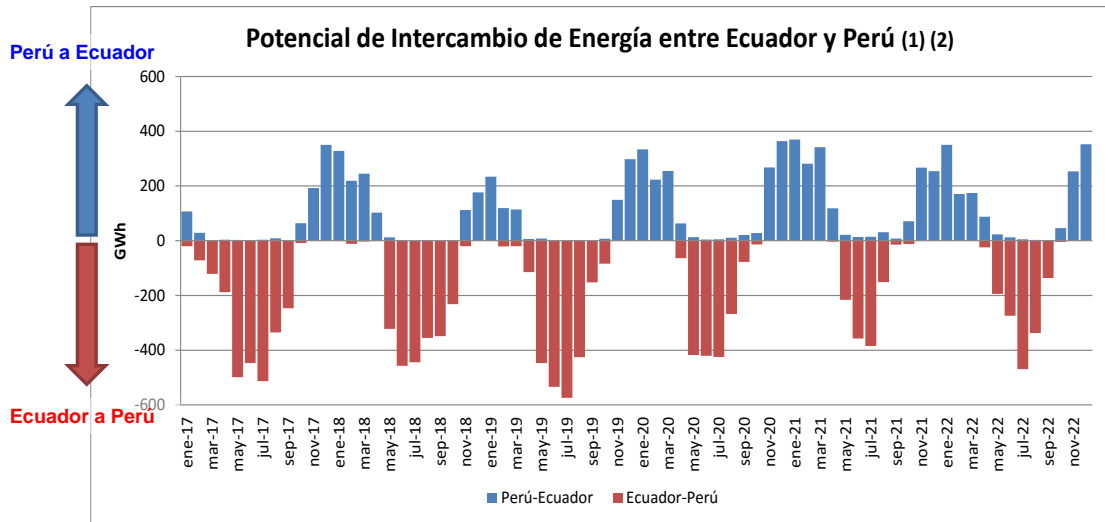
	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Como se puede ver en la figura, la interconexión con Ecuador comprende la línea de transmisión Chorrillos – Pasaje – Piura – La Niña, con una longitud de 587 km y un solo circuito (primera etapa). Como ya se indicó anteriormente, la parte peruana del enlace estaría siendo implementada en cumplimiento de la RM N° 583-2012-MEM/DM.

En cuanto al desarrollo de los sistemas de transmisión en 500 kV al interior de ambos países, en el caso del Perú se cuenta con un sistema de transmisión en 500 kV hasta la SE La Niña, y en el presente Plan de Transmisión se están proponiendo la construcción de una LT 500 kV hasta Piura. En el caso de Ecuador se tiene previsto que este se haya expandido hasta la SE Pasaje en el año 2017.

En Ecuador se encuentran en construcción más de 2 750 MW de capacidad de nuevas centrales hidroeléctricas, con entrada en servicio por el año 2016 - 2017. Asimismo, en el Perú se encuentran en construcción grandes centrales de generación hidroeléctricas y duales (diésel-gas) por más de 2 200 MW, las cuales también entrarán en servicio hasta el año 2017, y más adelante existe potencial de desarrollo de las grandes centrales del norte (Veracruz, Chadín y Río Grande que sumarian 2000 MW). Estos desarrollos hidroeléctricos se ven potenciados por la complementariedad hidrológica entre las cuencas de ambos países.

El grupo de trabajo Ecuador - Perú, realizó estudios energéticos en los que se pudieron obtener valores importantes de intercambio energéticos entre ambos países. Asimismo, se han realizado análisis operativos con resultados favorables, en los que se han definido los límites técnicos que permitirán transferencias sin comprometer la seguridad ni la calidad para los años 2017 a 2022. Los estudios desarrollados incluyeron los análisis económicos y los términos de referencia para la contratación de la elaboración del anteproyecto y los estudios pre-operativos correspondientes.



- (1) No considera restricciones operativas del sistema de transmisión
- (2) Resultado de la operación conjunta de Colombia – Ecuador y Perú

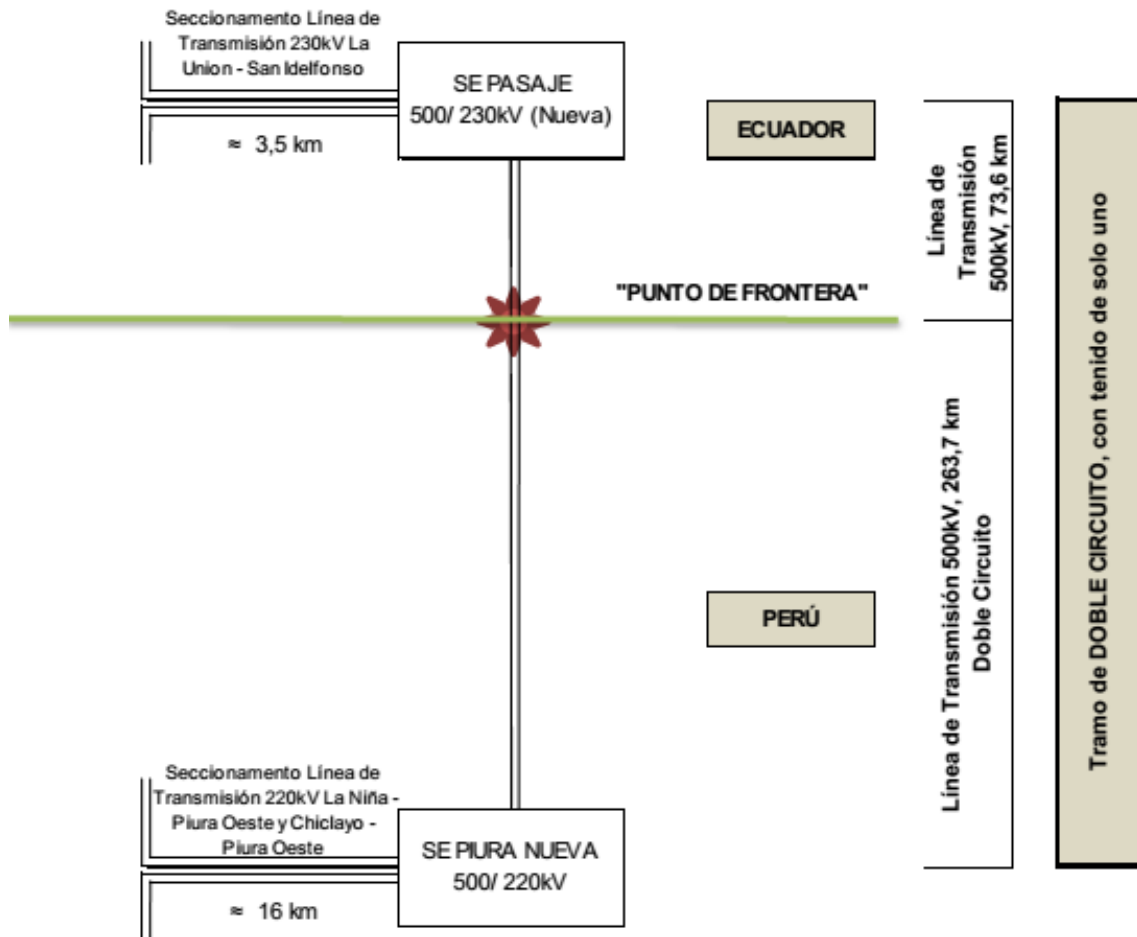
**Potencial de intercambio entre ambos países:**  
**De Ecuador a Perú : 750 MW hasta 1 000 MW**  
**De Perú a Ecuador : 500 MW hasta 1 000 MW**

Figura 9.7 Potencial de Intercambio de Energía entre Ecuador y Perú.

Con base en los términos de referencia mencionados, las autoridades sectoriales de Ecuador y Perú, con la participación del BID, llevaron a cabo una Licitación Pública Internacional y contrataron una empresa consultora que está elaborando el Anteproyecto de Ingeniería de la Línea de Interconexión Eléctrica Ecuador - Perú en 500 kV. En el caso de Perú, el Anteproyecto servirá para elaborar las Bases de la licitación de la Ejecución de la Línea de Interconexión Perú-Ecuador en 500 kV.

Actualmente el desarrollo del anteproyecto está bastante avanzado, contándose con alternativas de trazos de rutas de línea, ubicación de las subestaciones Piura Nueva (Perú) y Pasaje (que reemplaza a la SE Nueva San Francisco, en Ecuador) y definición del punto de cruce en la frontera común. La culminación del Anteproyecto está prevista para el primer trimestre del año 2016. En la figura siguiente se muestra el esquema unifilar actualizado, considerando el avance en el anteproyecto.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva



Fuente: Anteproyecto Preliminar Interconexión Perú – Ecuador 500 kV (Leme Engenharia, 2016)

Figura 9.8 Esquema de interconexión Perú - Ecuador

Por otro lado, los Grupos de Trabajo Binacionales, han avanzado en los procesos para el establecimiento de la regulación de los intercambios de energía y de la construcción de la línea de interconexión.

#### 9.4 Interconexión Perú – Colombia

No se presenta una viabilidad técnica de interconexión física directa, debido a que los sistemas eléctricos interconectados de ambos países se encuentran alejados de sus fronteras comunes. Sin embargo si podría accederse a una interconexión indirecta a través del Ecuador, y dado que también el Sistema Troncal de Transmisión a 500 kV de Ecuador se encuentra cerca de la frontera con Colombia, la interconexión plena entre estos dos países se presenta como realizable en el Mediano Plazo.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## 9.5 Interconexión Perú – Brasil

El desarrollo de una interconexión eléctrica Perú – Brasil fue planteado por las autoridades de ambos países en el año 2010 bajo los alcances de un Acuerdo de Suministro y Exportación de Electricidad, que consideraba el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos en la cuenca amazónica del Centro y el Sur del Perú, del orden de 6700 MW (grandes centrales del Oriente). Sin embargo este acuerdo no fue aprobado por el Congreso del Perú, y fue archivado en el año 2014.

Al margen de lo anterior, el desarrollo de las grandes centrales del Oriente sigue siendo una posibilidad que ha sido analizada en el presente Estudio, considerando futuros de oferta que incluye las mencionadas centrales.

En el estudio del Primer Plan de Transmisión, se definió un sistema de transmisión a 500 kV de conexión de las grandes centrales, comprendidas en el Acuerdo Perú – Brasil, al SEIN y preparado para la interconexión al Brasil. En la Actualización del Plan de Transmisión 2013 - 2024 se adecuó el esquema reemplazando el enlace 500 kV Colectora Sur – Independencia por Colectora Sur – Marcona, esquema que fue mantenido en la Actualización del Plan de Transmisión 2015-2026. En el presente Plan de Transmisión también se está manteniendo el esquema del PT anterior, pero al haberse añadido una nueva subestación Independencia 500/220 kV esta se constituye como un posible nuevo punto de conexión para las redes de 500 kV de conexión de las centrales mencionadas al SEIN, dependiendo de los proyectos de generación que se desarrollen. El esquema de transmisión planteado es el siguiente:

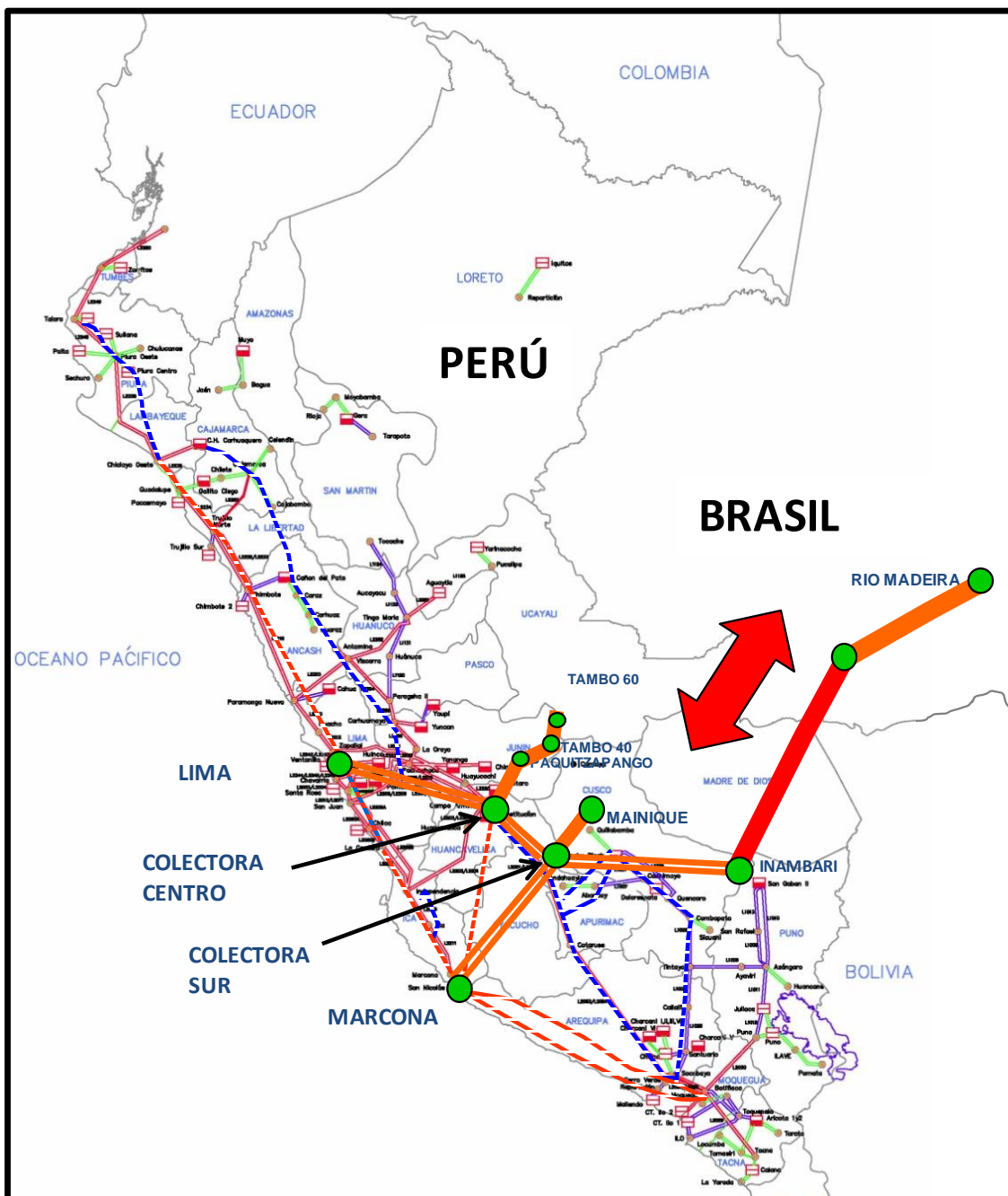


Figura 9.9 Configuración de Enlaces de Interconexión Perú - Brasil.

## 9.6 Interconexión Perú – Bolivia

Actualmente no se cuenta con un Acuerdo Binacional de interconexión eléctrica Perú – Bolivia, por lo que no se puede definir los términos de una posible interconexión entre ambos países. Tampoco se cuenta con estudios específicos de interconexión eléctrica Perú - Bolivia.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Asimismo, dentro del ámbito del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), se analizó la posibilidad de interconexión entre Perú y Bolivia, proponiéndose una interconexión indirecta Bolivia – Chile y Chile – Perú.

En cuanto al desarrollo de la infraestructura de transmisión al interior de los países, por el lado peruano, se cuenta con un enlace a 220 kV hasta la subestación Puno, aproximadamente a 150 km de la frontera con Bolivia, y para el año 2020 se contará con nuevas líneas a 220 kV que formen un anillo con Socabaya y Moquegua, con lo cual la subestación Puno contará con redundancia en transmisión.

Por el lado boliviano, se cuenta con enlaces 220 kV aproximadamente a 100 km de la frontera. Sin embargo, para posibilitar una interconexión entre ambos países se requeriría mayores proyectos de transmisión internos.

Se debe tener en cuenta que una interconexión entre Perú y Bolivia tendría un mayor costo respecto a un enlace sincrónico convencional, debido a la diferencia de frecuencia entre ambos sistemas (Perú: 60 Hz y Bolivia: 50 Hz), lo que obligaría al uso de convertidores asincrónicos “back-to-back”, o un enlace en corriente continua.

En lo que se refiere al desarrollo de la generación, por el lado peruano se tiene un sistema de generación hidro – térmica, mientras que en el lado boliviano predomina la generación a gas natural. Por esta razón, se tiene una baja complementariedad estacional entre ambos sistemas.

Asimismo, tomando en cuenta la composición de los parques generadores de Perú y Bolivia, se espera que las diferencias de costos marginales entre ambos sistemas sean relativamente pequeñas, debido a que los costos marginales en ambos países están definidos por la generación a gas natural local.

En consecuencia no se justificaría la interconexión sólo para intercambio temporal o estacional entre los sistemas, debido al alto costo de la interconexión con convertidores asíncronos. A no ser que el enlace se asocie a un proyecto específico de exportación, que podría ser de Bolivia al Perú, dado que Bolivia presenta un alto potencial de exportación de energía, por los importantes yacimientos de gas natural que posee. En la Figura 9.10 se presenta un esquema de a posible interconexión Perú-Bolivia a 220 kV.



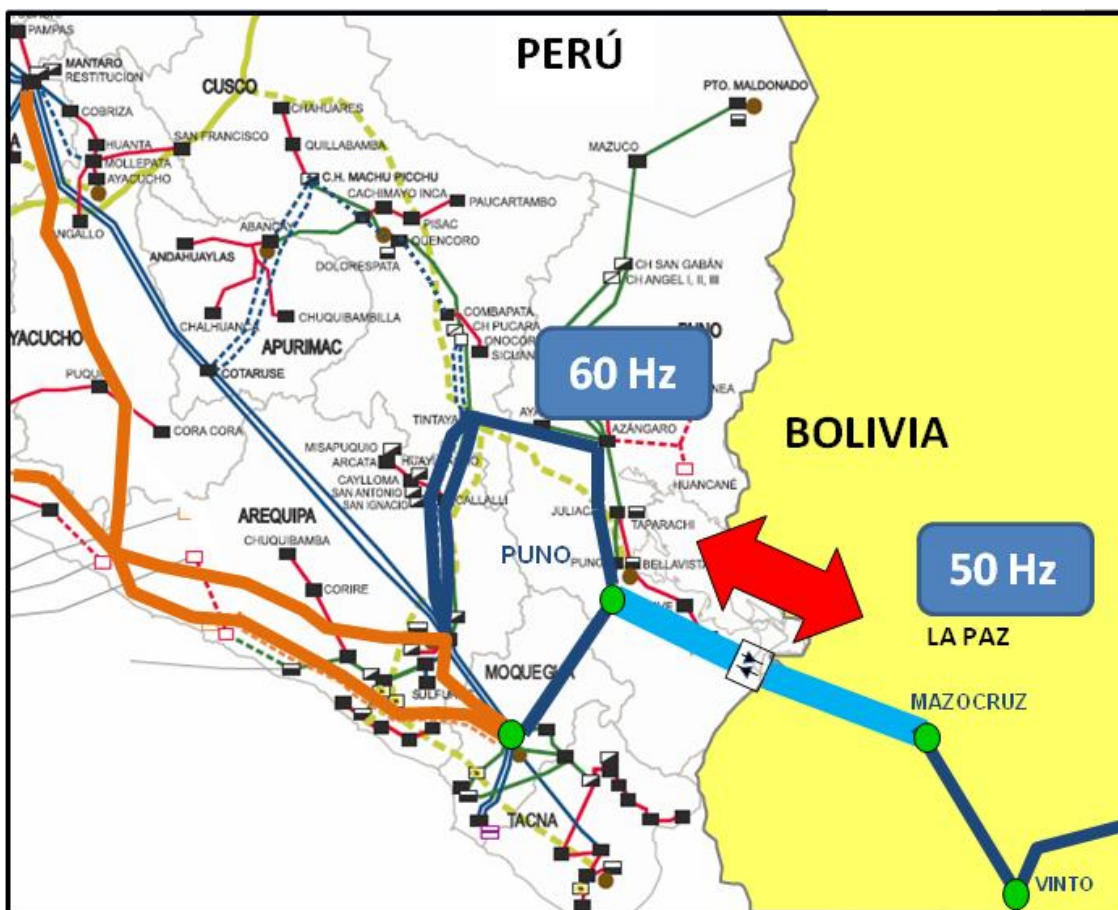


Figura 9.10 Posible Interconexión Perú – Bolivia

### 9.7 Interconexión Perú – Chile

Actualmente no se cuenta con un Acuerdo Binacional de interconexión eléctrica Perú – Chile, por lo que no se pueden definir los términos de una posible interconexión entre ambos países. Sin embargo han habido avances a nivel sectorial con la instalación de un Grupo de Trabajo Perú Chile sobre Temas Energéticos, y la conformación de dos comités binacionales: uno de armonización regulatoria y otro de planificación de la infraestructura.

El estado de una posible interconexión Perú – Chile no ha sufrido variación respecto al anterior Plan de Transmisión, en el cual se planteó un segundo enlace a 500 kV Centro –Sur hasta la SE Montalvo (Moquegua), punto muy cercano a la frontera con Chile. Actualmente dicho enlace se encuentra en construcción.

En cuanto a Chile, este país cuenta con dos sistemas eléctricos interconectados principales el Centro-Sur y el Norte Grande, estando prevista su interconexión de

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

ambos hasta el año 2021. Como se mencionó anteriormente, la interconexión de ambos sistemas sería una condición necesaria para una interconexión de gran potencia con el Perú.

En cuanto a la oferta de generación, se destaca que en el Perú se tiene previsto el ingreso de un Polo de Energético con más de 1000 MW de generación en la zona Sur, generación que inicialmente operará con combustible diésel, y posteriormente con gas natural asociado al Gasoducto Andino del Sur. Asimismo, en el presente estudio se consideran futuros de oferta importantes en el extremo Sur del SEIN, que incluyen el desarrollo de las futuras centrales hidroeléctricas en la zona sur del país.

Por su lado, Chile presenta un alto potencial de importación de energía, sobretodo en el denominado Sistema Interconectado del Norte Grande del país, el más cercano a la frontera con el Perú, debido a que su generación es térmica a carbón y gas natural. Este último energético es importado de manera limitada de la Argentina, y recientemente de productores internacionales mediante un terminal de regasificación de Gas Natural Licuado.

En este caso las diferencias esperadas de costos marginales entre ambos sistemas podrían ser importantes, debido a que estos costos serían fijados por la generación a gas natural local e hidroeléctrica en el Perú, y por la generación térmica a gas natural importado y carbón en Chile. Potencialmente se justificaría la interconexión asociada a un proyecto específico de exportación de electricidad del Perú, que podría ser a gas natural de Camisea (Proyectos Gasoducto Sur Andino y Polo Energético del Sur), y/o sobre la base de proyectos de centrales hidroeléctricas en el Sur u otros proyectos hidroeléctricos en otros puntos del SEIN, de manera similar al esquema de la interconexión con el Brasil.

En cualquier caso, estos proyectos de interconexión deben contar con acuerdos binacionales que fijen las condiciones y el marco en que se mueven, antes de ser definidos e incluidos en la planificación de la transmisión del Perú.

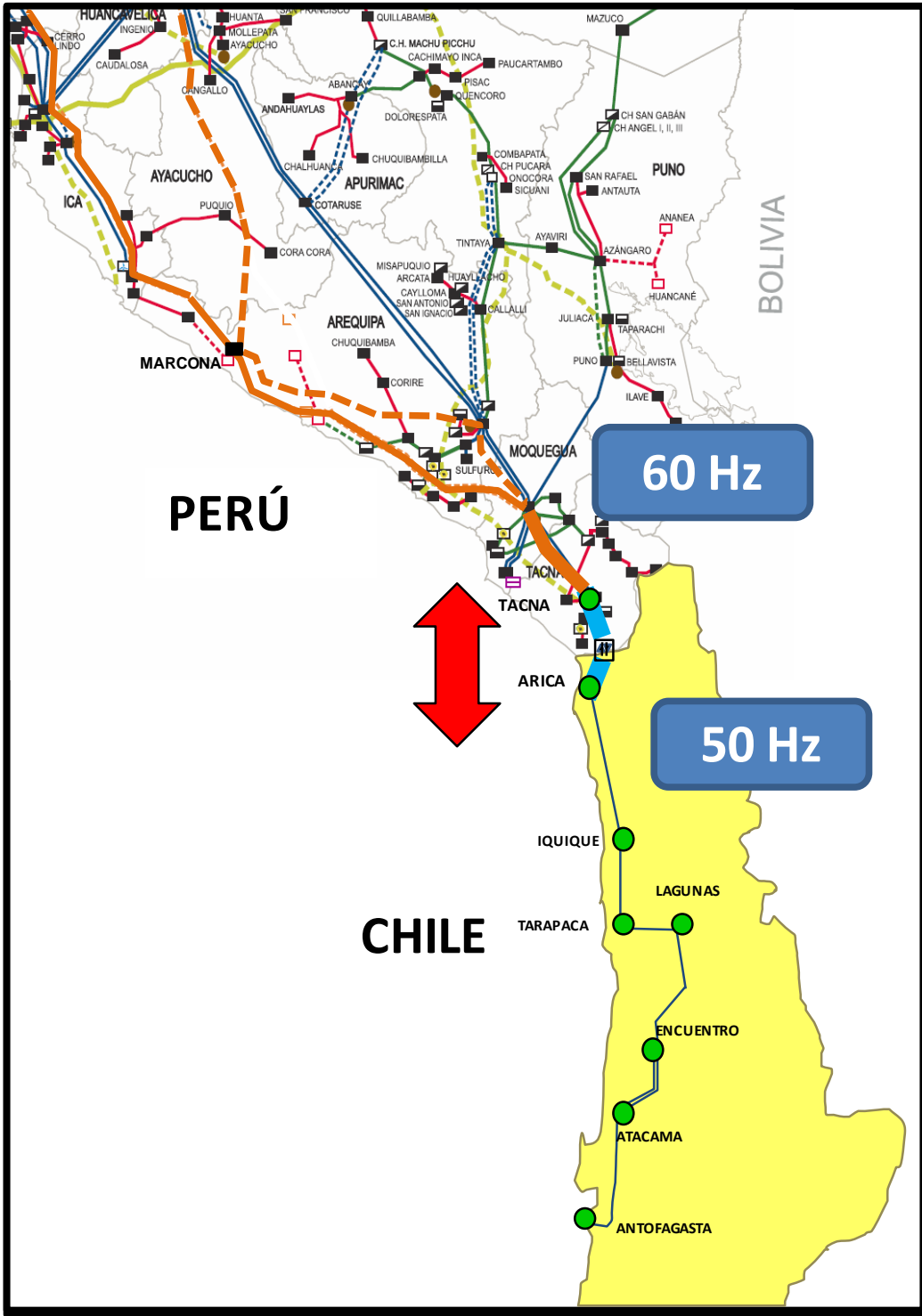


Figura 9.11 Posible Interconexión Perú – Chile.

En cuanto a estudios de interconexión, como ya se mencionó, dentro del ámbito del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), se analizó la posibilidad de

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

interconexión entre Perú y Chile, planteándose dos posibles conexiones, una de 150 MW en 220 kV entre Perú y el Norte de Chile y otra de gran potencia en 500 kV, ambas conexiones serían del tipo asíncrona, dada la diferencia de frecuencias entre ambos países (60 Hz en Perú y 50 Hz en Chile).

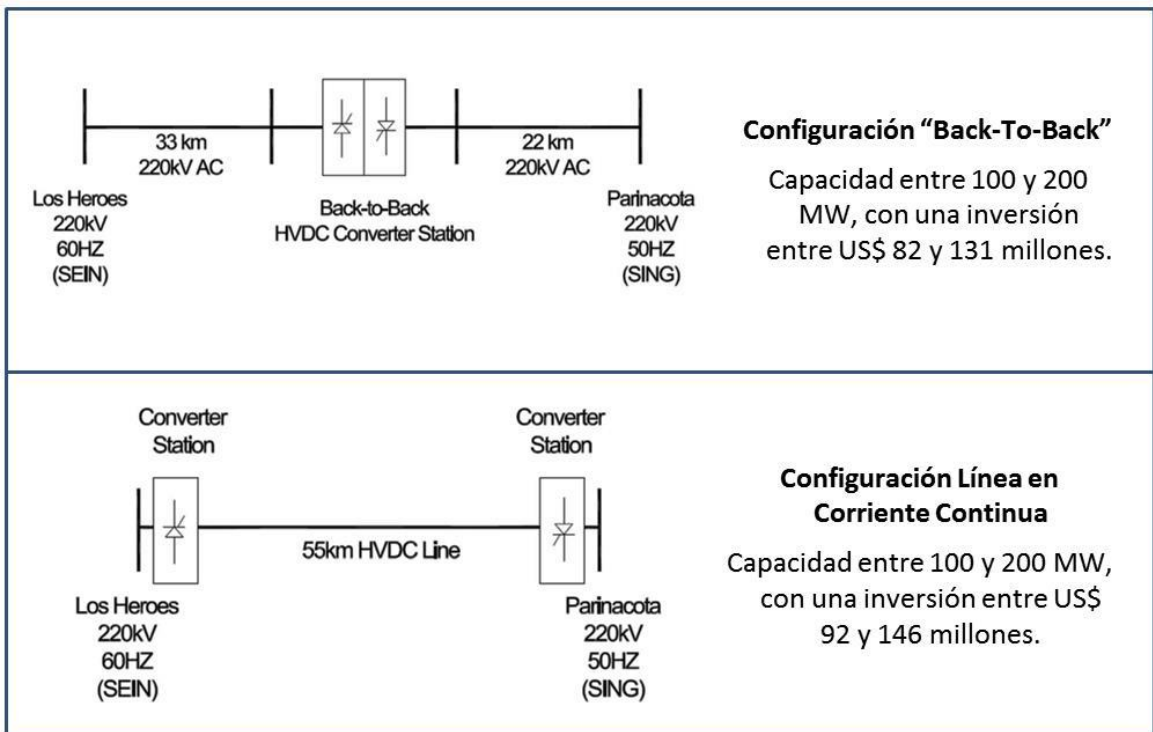
Con base en las alternativas planteadas en el SINEA, el COES (Perú) y el Centro de Despacho de Carga del Sistema Norte Grande de Chile (CDEC-SING) llevaron a cabo un estudio que tuvo como objetivo desarrollar los análisis, a nivel de factibilidad y elaborar la ingeniería a nivel de licitación de concesión, del enlace 220 kV – Los Héroes (Tacna) – Parinacota (Arica). Esta interconexión, tendría una longitud de 55 km y una capacidad de transferencia entre 100 y 200 MW, y estaría en servicio a partir del año 2020.



	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Figura 9.12 Interconexión Perú - Chile

Como resultado del estudio se plantearon dos arreglos conceptuales para la interconexión. El primero de ellos considera una línea de 220 kV con una estación convertidora Back-to-Back en la frontera entre Perú y Chile, con una capacidad entre 100 y 200 MW y una inversión entre US\$ 82 y 131 Millones, dependiendo de la capacidad de transmisión. El segundo arreglo considera una línea en corriente continua con estaciones convertidoras en las subestaciones de Los Heroes (Perú) y Parinacota (Chile), las capacidades también serían entre 100 y 200 MW y los montos de inversión estarían entre US\$ 92 y 146 millones, dependiendo de la capacidad de transmisión. Estos esquemas se muestran en la figura siguiente.



Fuente: Estudio COES / CDEC-SING

Figura 9.13 Esquema de configuraciones de interconexión.

El estudio concluyó que la solución más conveniente desde el punto de vista técnico y de costos es la configuración del enlace con una capacidad de 200 MW, con una inversión de US\$ 131 millones. El proyecto presenta una rentabilidad de 0,8 dólares

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del</b> <b>Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016  Propuesta Definitiva
---	--	--

por cada dólar invertido, con un estimado en ahorro neto de costos a valor presente de US\$ 104 millones respecto al caso de no realizar el proyecto.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## 10 Conclusiones

- a) Se formuló la Propuesta de Actualización del Plan Transmisión 2017-2026 acorde a los “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión, R.M. N° 129-2009-MEM/DM”, concluyendo en un Plan Vinculante para el año 2022 conformado por proyectos cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del periodo de vigencia del Plan, y un Plan de Trasmisión para el año 2026 que será revisado en futuras actualizaciones del Plan.

### Plan Vinculante del año 2022

- b) El Plan Vinculante para el año 2022 es el siguiente:

<b>Plan Vinculante</b>
<b>Esquemas Especiales de Protección</b>
Norte del SEIN (**)
Centro-Oriente del SEIN (**)
<b>Proyecto Enlace 220 kV Pariñas - Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas: (segunda terna) (*)</b>
<b>Proyecto Enlace 220 kV Tingo Maria - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (segunda terna) (*)</b>
<b>Proyecto Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
LT 500 kV La Niña - Piura (*)
SE Piura 500/220 kV (*)
EACR 500 kV Piura (*)(**)
(*) Sustentado por el criterio N-1 de la Norma (**) Sustentado por análisis eléctricos y del análisis por el Art. 14 del Reglamento de Transmisión.
<b>Costo de Inversión 142 Millones U\$S</b>

Tabla 10.1 Plan Vinculante.



Figura 10.1 Plan Vinculante.

Los proyectos más relevantes del Plan Vinculante son los siguientes:

En el Plan Vinculante se destaca el importante reforzamiento de la transmisión en la zona Norte del país mediante la implementación de la línea en 500 kV La Niña – Piura.



Asimismo la línea de 220 kV de Pariñas – Tumbes brindará confiabilidad en el suministro de electricidad a la zona de Tumbes.

**Proyectos Área Norte**

- LT 500 kV La Niña – Piura 500 kV
- LT 220 kV Pariñas – Tumbes (2da tema)



Figura 10.2 Proyectos del Área Norte.

c) Esquema Especial de protección del Norte del SEIN.

El Esquema Especial de Protección (EPP) del área Norte, asegurará la estabilidad de la operación del sistema especialmente ante salidas intempestivas de líneas de 500 k, usará la tecnología de sincrofasores y tendrá comunicación con los PMUs existentes.

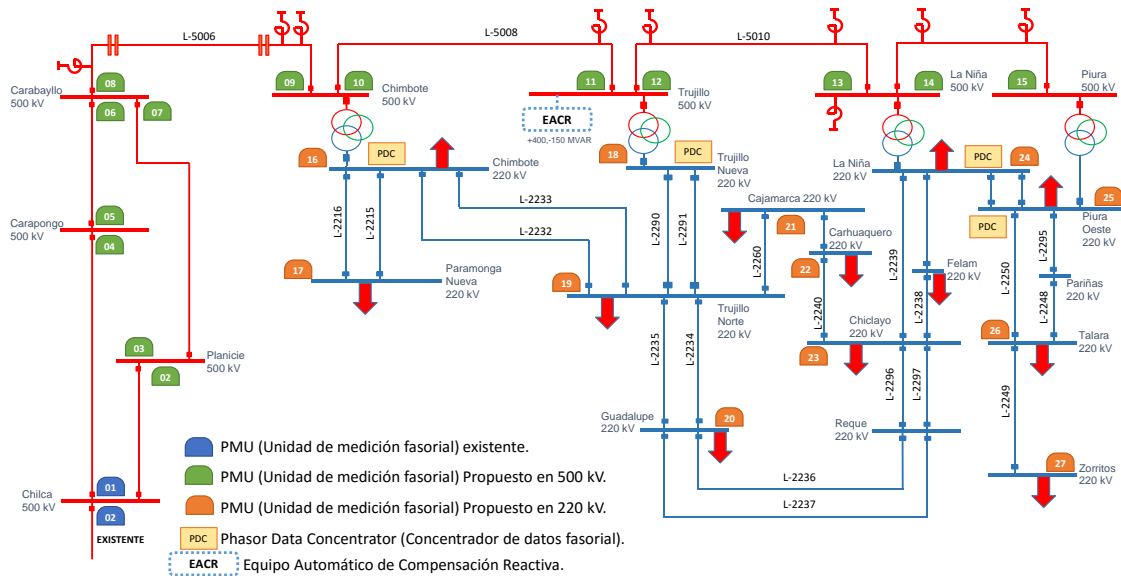


Figura 10.3 Esquema Especial de Protección del Área Norte.

d) Esquema Especial de protección del Centro-Oriente del SEIN. El EEP Centro-Oriente, asegurará la estabilidad de la operación del sistema ante la salida intempestiva de la LT Tingo María – Vizcarra 220 kV.

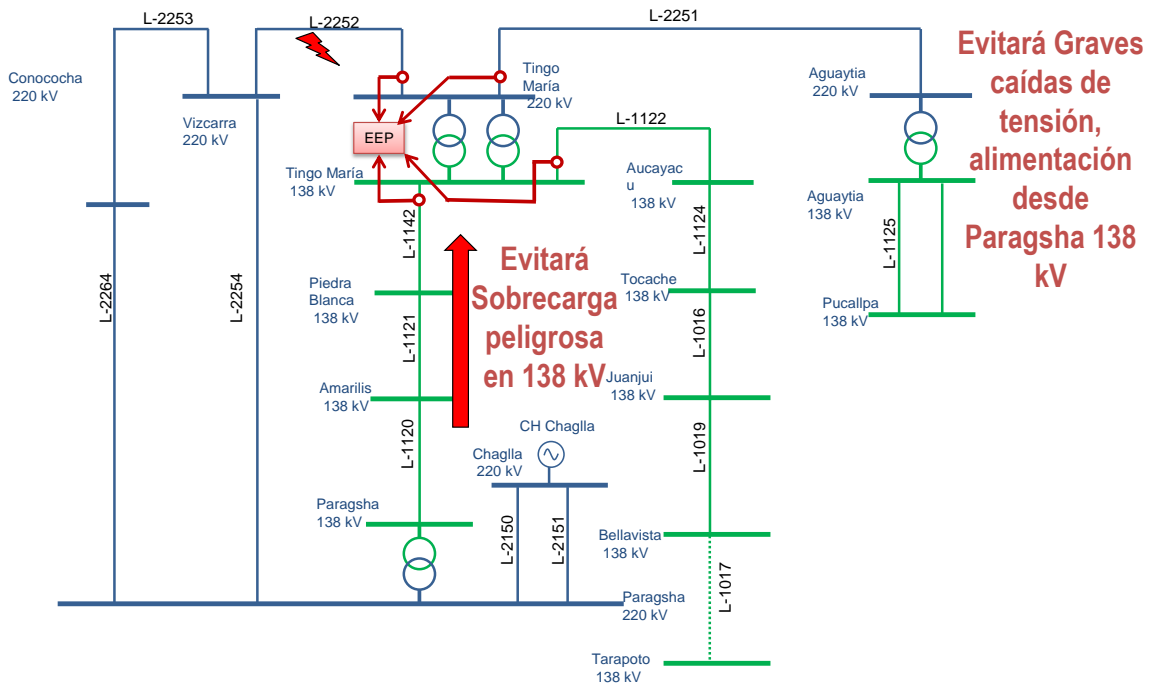


Figura 10.4 Esquema Especial de Protección del Área Centro-Oriente.

e) La segunda terna de la LT 220 kV Tingo María – Aguaytía, permite dar confiabilidad a la zona de Aguaytía y Pucallpa.

**Proyectos Área Pucallpa**

- LT 220 kV Tingo María - Aguaytía (2da terna)

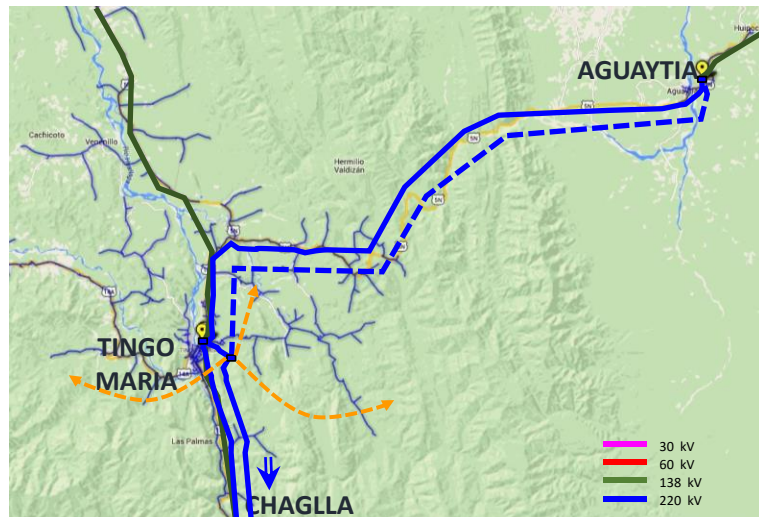


Figura 10.5 Proyectos del Área Pucallpa.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

f) Las fechas requeridas probables de ingresos de los Proyectos del Plan Vinculante 2022, se presentan en el cuadro siguiente:

<b>Plan Vinculante</b>	<b>Año Requerido</b>
<b>Esquemas Especiales de Protección</b>	
Norte del SEIN	2017
Centro-Oriente del SEIN	2017
<b>Proyecto Enlace 220 kV Pariñas - Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas: (segunda terna)</b>	<b>2020</b>
<b>Proyecto Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (segunda terna)</b>	<b>2022</b>
<b>Proyecto Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>	
LT 500 kV La Niña - Piura	2018
SE Piura 500/220 kV	2018
EACR 500 kV Piura	2018

Tabla 10.2 Plan Vinculante con el año de ingreso requerido.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

### Plan de Transmisión para el año 2026

- g) El Plan de Transmisión para el año 2026 es el siguiente (No se muestran los proyectos vinculantes, pues ya están indicados en el Plan Vinculante del 2022).

<b>Plan de Transmisión de Largo Plazo</b>
<b>Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
SE 500 kV Tocache
SE 500/220 kV Celendín
LT Nueva Huánuco - Tocache 500 kV.
LT Tocache - Celendín 500 kV.
LT Celendín - Trujillo 500 kV.
LT Cajamarca - Celendín 220 kV (doble terna).
<b>Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco -Paramonga, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
LT Nueva Huánuco - Paramonga 500 kV.
SE 500 kV Paramonga
<b>Proyecto Nueva SE Independencia 500/220 kV, líneas y ampliaciones asociadas:</b>
SE 500/220 kV Independencia
<b>Proyecto Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas::</b>
LT 220 kV Aguaytia - Pucallpa (**)(***)
SE Pucallpa 220/138 kV (**)(***)
EACR 220 kV Pucallpa (**)(***)
<b>Otros Proyectos en 500 kV:</b>
Ampliación 500/220kV en SE Carapongo (segundo transformador)
<b>Otros Proyectos en 220 kV:</b>
LT Cajamarca - Caclic - Moyobamba 220 kV (segunda terna) (*)
EACR 220 kV Moyobamba
Repotenciación a 250 MVA LT 220 kV Mantaro - Huayucachi

(\*) Sustentado por el criterio N-1 de la Norma

(\*\*) Sustentado por análisis eléctricos.

(\*\*\*) Sustento económico

## **Costo de Inversión 608 Millones U\$S**

Nota : Los proyectos vinculantes de la Tabla 10.1, también son parte del PT de Largo Plazo.

Tabla 10.3 Plan de Largo Plazo.

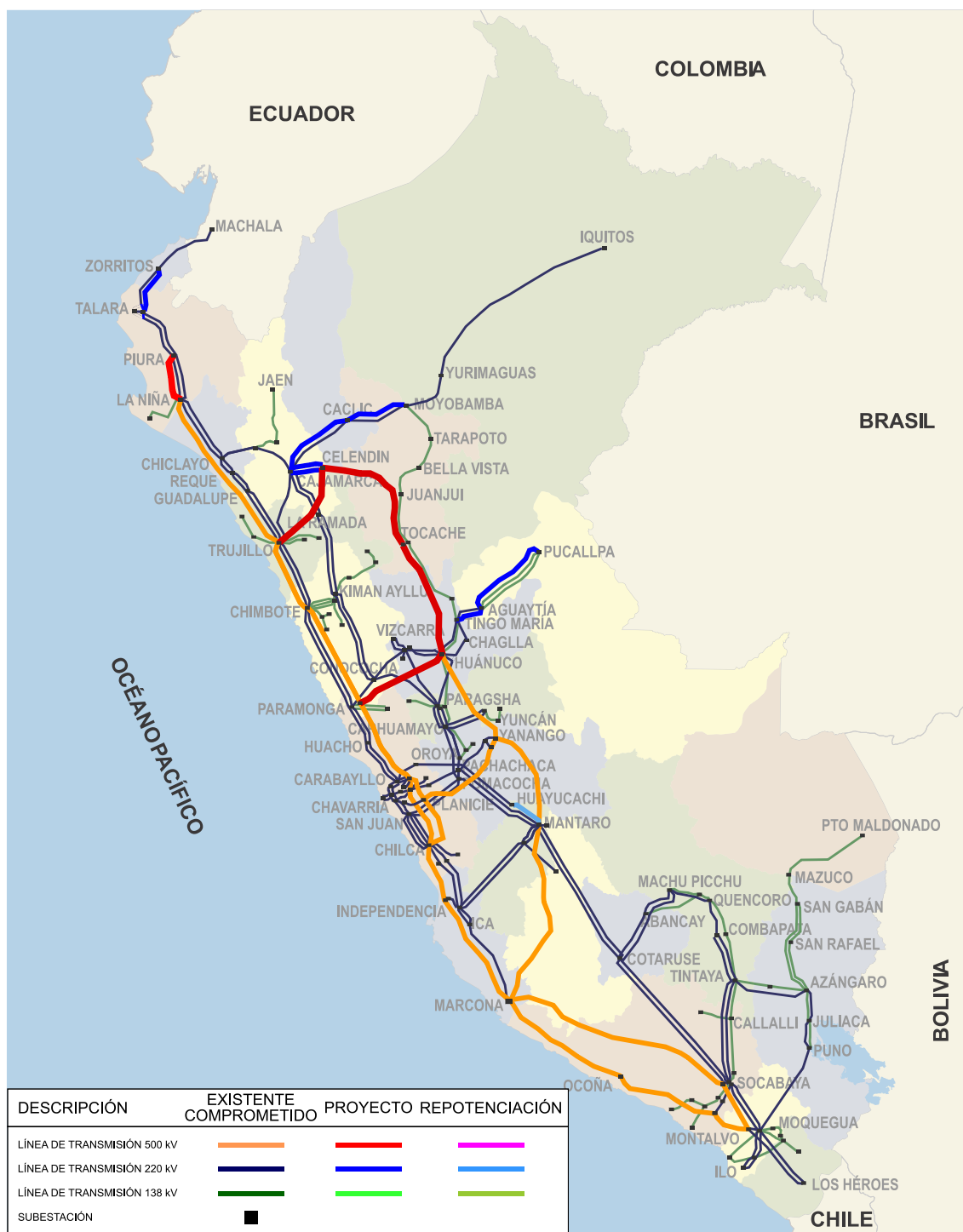


Figura 10.6 Plan de Largo Plazo.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

h) En el Plan de Transmisión para el año 2026 se destaca la expansión del sistema de 500 kV: L.T. Huánuco – Tocache – Celendín – Trujillo, que se muestra en la siguiente figura:



Figura 10.7 Proyectos del Área Centro-Norte.

- i) Estas líneas permitirán la atención de la demanda de la zona de Cajamarca y la conexión de proyectos de generación de la cuenca del río Marañón. Asimismo, estas líneas incrementarán la confiabilidad del sistema nacional, mediante la provisión de dos nuevos anillos en 500 kV. Estas líneas forman parte del segundo eje longitudinal del esquema de transmisión troncal de 500 kV del SEIN.
- j) Para los planes Vinculante del 2022 y el Plan de Transmisión del 2026 se comprobaron los Criterios Técnicos de Desempeño, indicados en la Norma. Cumpliéndose que las tensiones se encuentren dentro del rango de operación normal, sobrecargas no admitidas y verificación de la estabilidad transitoria.
- k) Conforme a lo indicado en la Norma, se ha hecho una comprobación del Plan de Transmisión al quinto año adicional del horizonte del estudio, es decir al año 2031, verificándose que los proyectos del Plan se mantienen como soluciones consistentes en el tiempo.
- l) Se recomienda llevar a cabo la construcción de los proyectos del Plan Vinculante, pues será necesario que ya se encuentren en servicio para antes del año 2022.

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

m) En el estudio también se presenta una Visión de Largo Plazo de la Evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV del SEIN (Ver figura siguiente). En ella se plantea una estructura de transmisión troncal con dos ejes longitudinales: uno por la costa y otro por la selva, que brindarán confiabilidad y capacidad al SEIN para un adecuado abastecimiento de la demanda y facilidades para la conexión de nueva oferta de generación, ofreciendo además una plataforma de transmisión sólida y suficiente como para proyectar las interconexiones internacionales plenas a 500 kV hacia el eje Ecuador – Colombia, Brasil, Chile y Bolivia.

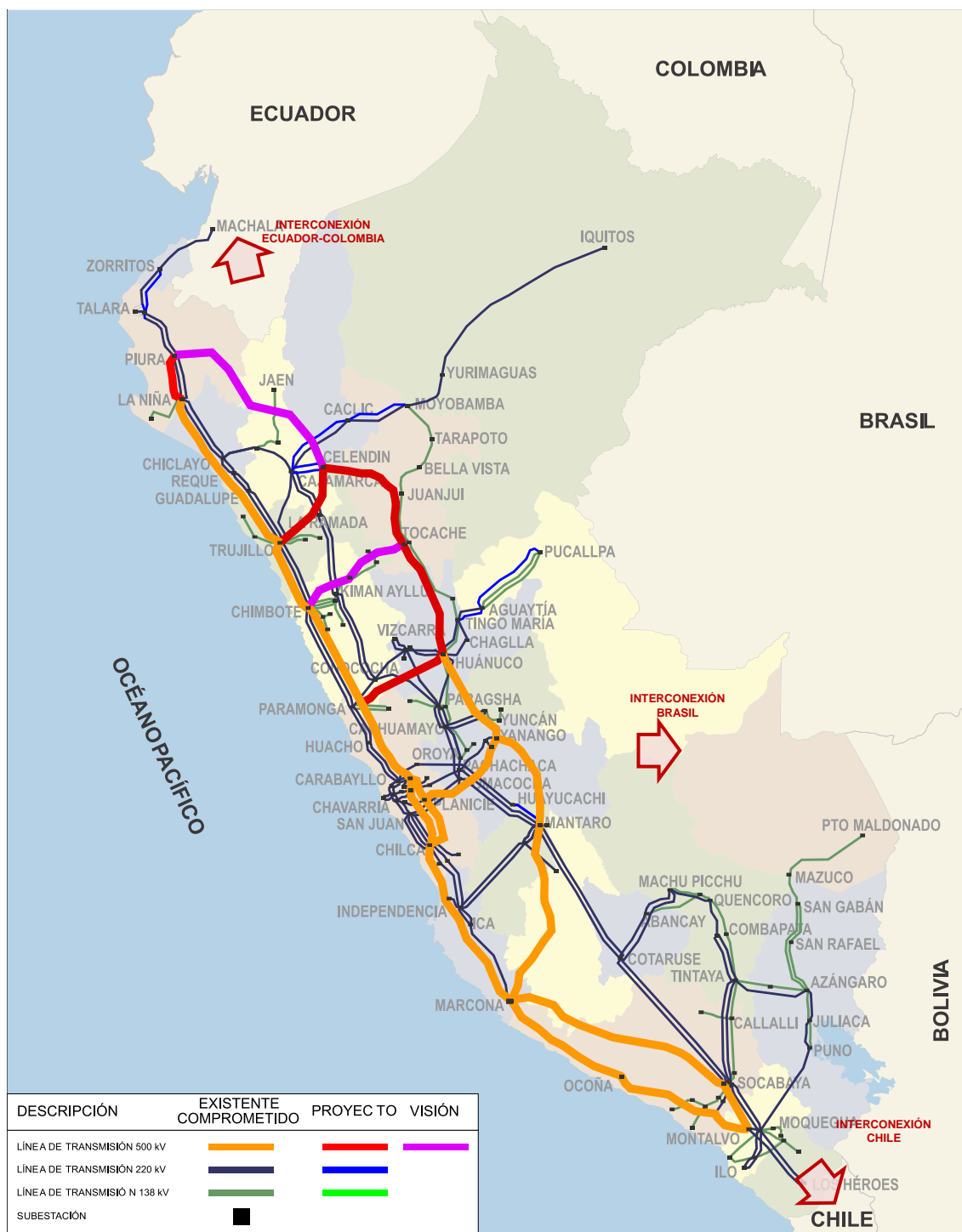


Figura 10.8 Visión de Largo Plazo de la Evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV.



	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

n) En cuanto a Interconexiones Internacionales, la Interconexión con Ecuador es la que tiene mayor grado de avance, dado que ya se tiene un a nivel gobierno para la construcción y puesta en marcha de una nueva interconexión eléctrica en un nivel de voltaje de 500 kV. Asimismo, ya se han realizado estudios conjuntos en los que se ha evaluado las posibilidades de intercambio de energía y se ha definido el esquema en 500 kV de la interconexión, el cual se muestra en la figura siguiente:



Fuente: Anteproyecto Preliminar Interconexión Perú – Ecuador 500 kV (Leme Engenharia, 2016)

Figura 10.9 Esquema de la Interconexión Ecuador – Perú 500 kV.

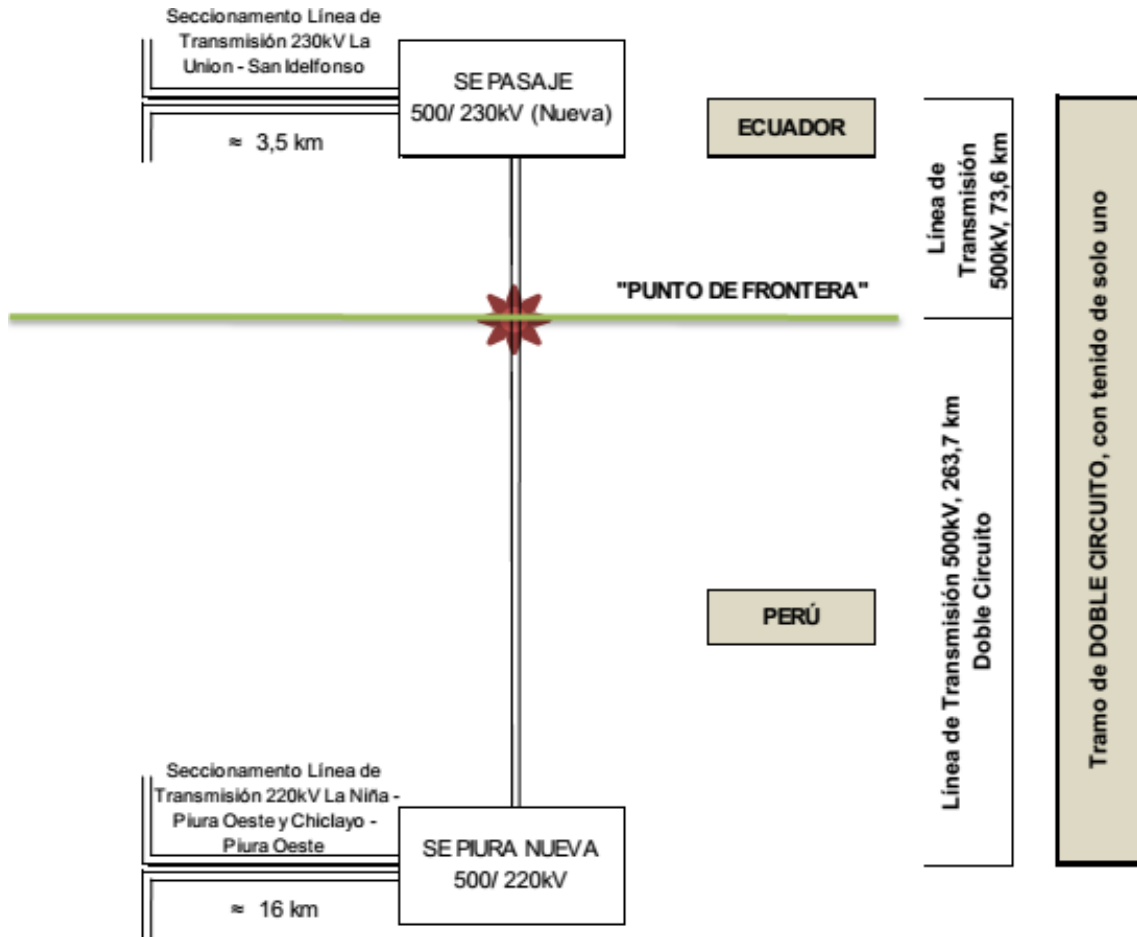
Como se puede ver en la figura, la interconexión con Ecuador comprende la línea de transmisión Chorrillos – Pasaje – Piura – La Niña, con una longitud de 587 km y un solo circuito (primera etapa). Cabe indicar que mediante RM N° 583-2012-MEM/DM el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Plan de

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

Transmisión 2013 – 2022, incluyendo como proyecto vinculante la Línea de Transmisión en 500 kV La Niña – Frontera, la cual formará parte de la interconexión mencionada.

En Ecuador se encuentran en construcción nuevas centrales hidroeléctricas por más de 2 750 MW, con entrada en servicio prevista para los años 2016 - 2017. Asimismo, en el Perú se encuentran en construcción grandes centrales de generación hidroeléctricas y duales (diésel-gas) por más de 2 200 MW, las cuales también entrarán en servicio hasta el año 2017, y más adelante existe potencial de desarrollo de las grandes centrales hidroeléctricas del norte (Veracruz, Chadín y Río Grande que sumarian 2000 MW). Estos desarrollos se ven potenciados por la complementariedad hidrológica entre las cuencas de ambos países.

El grupo de trabajo Ecuador - Perú, realizó los estudios energéticos, eléctricos y económicos de la interconexión, además de los términos de referencia para la elaboración del anteproyecto, los cuales sirvieron de base para que las autoridades sectoriales de Ecuador y Perú, con la participación del BID, contrataran una empresa consultora para este fin. Actualmente el anteproyecto se encuentra culminando, contándose con una propuesta de trazo de ruta de la línea, ubicación de las subestaciones Piura Nueva (Perú) y Pasaje (Ecuador) y definición del punto de cruce en la frontera común. En la figura siguiente se muestra el esquema unifilar de la interconexión.



Fuente: Anteproyecto Preliminar Interconexión Perú – Ecuador 500 kV (Leme Engenharia, 2016)

Figura 10.10 Esquema de interconexión Perú – Ecuador.

Por otro lado, los Grupos de Trabajo Binacionales, han avanzado en los procesos para el establecimiento de la regulación de los intercambios de energía y de la construcción de la línea de interconexión.

En cuanto a una posible interconexión eléctrica Perú – Brasil, esta fue planteada por las autoridades de ambos países en el año 2010 bajo los alcances de un Acuerdo de Suministro y Exportación de Electricidad, que consideraba el desarrollo de grandes proyectos hidroeléctricos en la cuenca amazónica del Centro y el Sur del Perú, del orden de 6700 MW (grandes centrales del Oriente). Sin embargo este acuerdo no fue aprobado por el Congreso del Perú, y fue archivado en el año 2014.

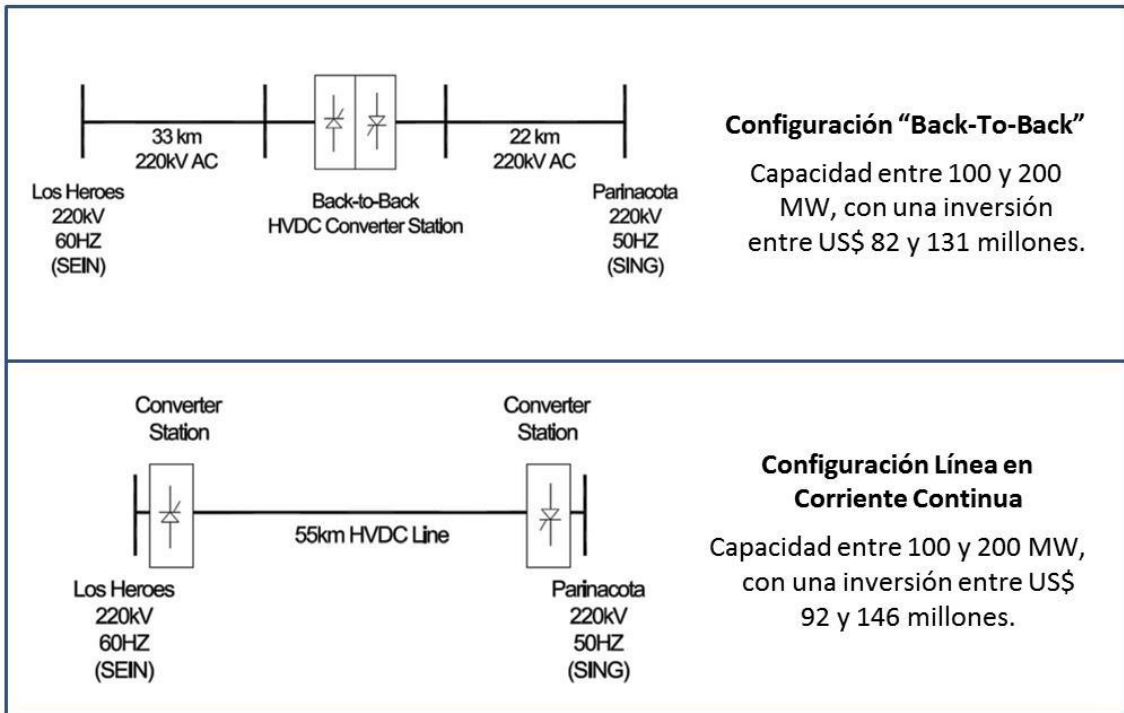
Al margen de lo anterior, considerando la posibilidad de desarrollo de las grandes centrales del Oriente, en el presente Plan de Transmisión se presenta una configuración de transmisión de 500 kV para la conexión de las

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

mencionadas centrales. Esta configuración tiene su origen en el estudio del Primer Plan de Transmisión, configuración que posteriormente fue modificada en el Plan de Transmisión 2013 – 2024, en el cual se reemplazó el enlace 500 kV Colectora Sur – Independencia por Colectora Sur – Marcona. En el presente PT se está añadiendo una nueva subestación Independencia 500/220 kV, que se constituye como un posible nuevo punto de conexión para las redes de 500 kV de conexión de las centrales mencionadas al SEIN, dependiendo de los proyectos de generación que se desarrollen.

Dentro del ámbito del Sistema de Interconexión Eléctrica Andina (SINEA), se analizaron las posibles interconexiones de Perú con Chile y Bolivia. En el caso de Chile se plantearon dos opciones, una de menor magnitud entre el sur de Perú y Arica (en Chile Norte) mediante una conexión back-to-back de unos 150 MW de potencia máxima, de relativamente rápida realización, y otra de gran potencia, probablemente entre las subestaciones de Montalvo (en Perú) y Crucero (en el SING), condicionada a que se materialice previamente la interconexión entre los sistemas SIC y SING al interior de Chile.

Con base en las alternativas planteadas en el SINEA, el COES (Perú) y el Centro de Despacho de Carga del Sistema Norte Grande de Chile (CDEC-SING) llevaron a cabo un estudio que tuvo como objetivo desarrollar los análisis, a nivel de factibilidad y elaborar la ingeniería a nivel de licitación de concesión, del enlace 220 kV – Los Héroes (Tacna) – Parinacota (Arica). Esta interconexión, tendría una longitud de 55 km y una capacidad de transferencia de hasta 200 MW, y estaría en servicio a partir del año 2020. Como resultado del estudio se plantearon dos arreglos conceptuales para la interconexión, los cuales se muestran a continuación, incluyendo sus montos de inversión y capacidades.



Fuente: Estudio COES / CDEC-SING

Figura 10.11 Esquema de configuraciones de interconexión.

El estudio concluyó que la solución más conveniente desde el punto de vista técnico y de costos es la configuración del enlace con una capacidad de 200 MW, con una inversión de US\$ 131 millones. El proyecto presenta una rentabilidad de 0,8 dólares por cada dólar invertido, con un estimado en ahorro neto de costos a valor presente de US\$ 104 millones respecto al caso de no realizar el proyecto.

- o) Coordinación de los Proyectos del Plan de Transmisión con el Plan de Inversiones

**Zona de Lima**

El desarrollo de la transmisión en la zona de Lima con nuevas líneas en 500 kV, en paralelo con las líneas de 220 kV y 60 kV, que a su vez se encuentran anilladas, ocasiona sobrecargas y elevados niveles de corto circuito. Para evitar estos problemas se analizaron diversas configuraciones de transmisión, para finalmente seleccionar una de ellas, que es la que se recomienda a

continuación para su análisis y posible ejecución dentro del ámbito correspondiente del Plan de Inversiones:

- LT San Juan – Santa Rosa 220 kV (doble circuito) abierto.
- LT Santa Rosa – Chavarría 220 kV cerrado.
- Doble circuito de la LT Santa Rosa – Industriales 220 kV.

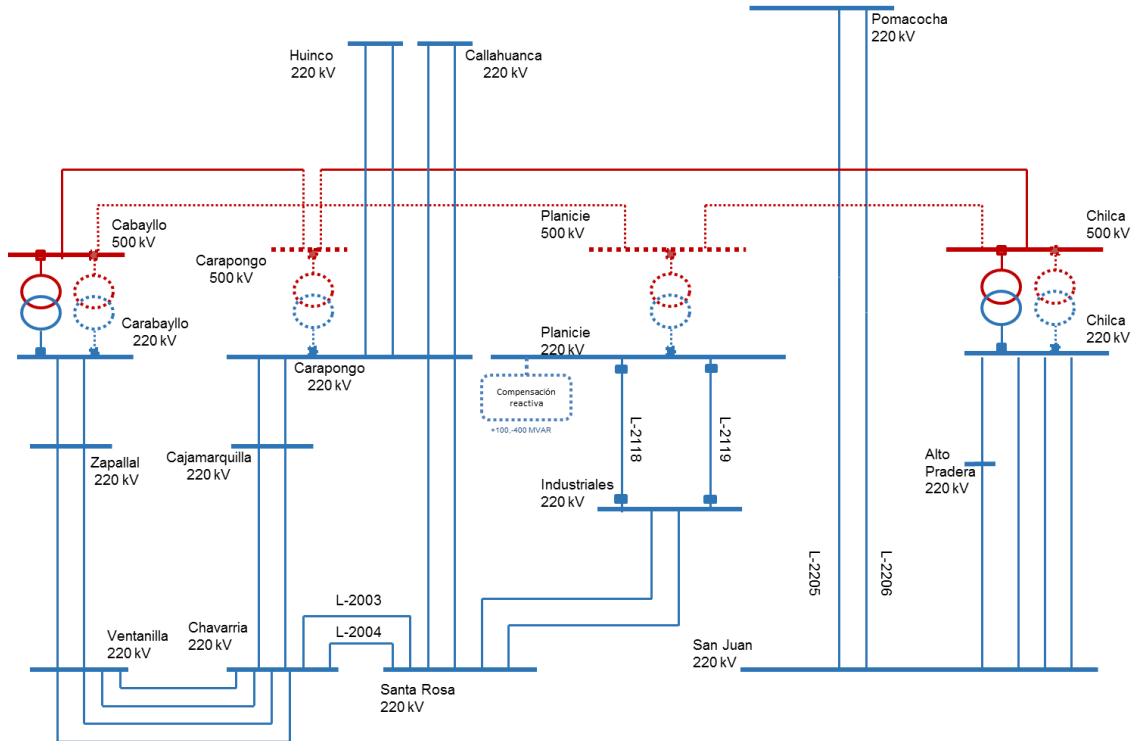


Figura 10.12 Configuración de la Red de Lima recomendada.

Se adopta esta configuración, considerando que provee un mayor margen de carga debido al aumento del mallado de la red de transmisión, sin transgredir las capacidades máximas de cortocircuito en las barras de dicha zona.

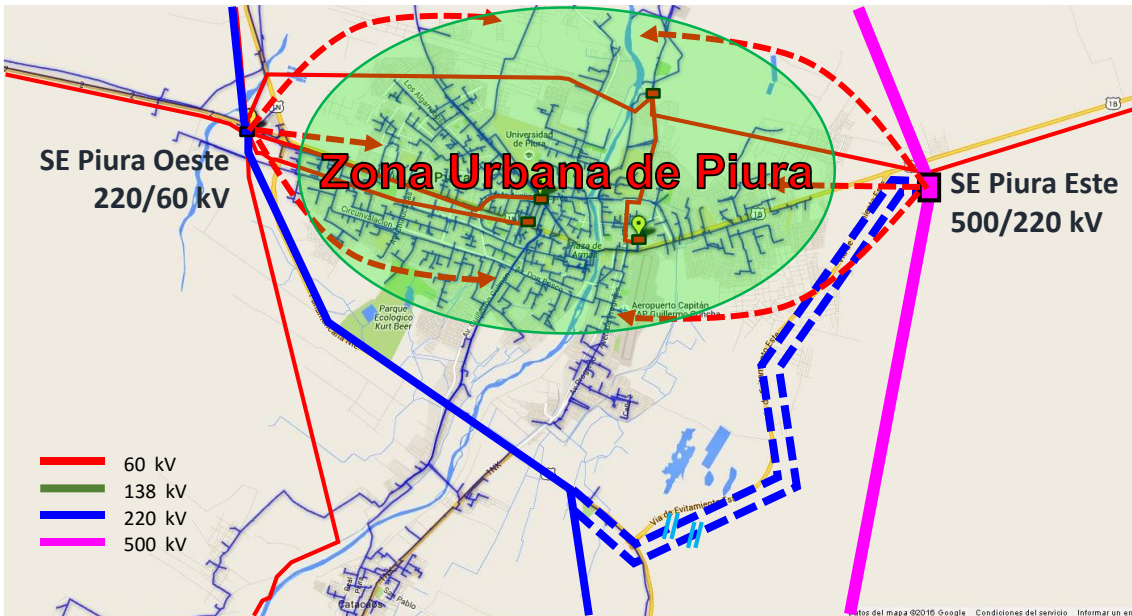
De otro lado existe un problema en cuanto a regulación de tensión, que podría ser solucionado con compensación reactiva a nivel de la carga o con nuevos enlaces que atiendan a los centros de demanda, todo ello deberá determinarse dentro del ámbito del Plan de Inversiones.

### **Zona de Piura**

Como parte del anteproyecto LT 500 kV La Niña – Frontera, COES definió la ubicación de la futura SE Piura 500/220 kV, de manera que esta facilite el

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

desarrollo de la subtransmisión para atender la demanda de la zona. En ese sentido, se propuso que la nueva subestación Piura 500/220 kV, se ubique al Este de la ciudad de manera que la empresa de distribución pueda desarrollar su redes de 220 y 60 kV hacia la ciudad (hacia el Oeste) y hacia el Norte, disminuyendo las dificultades que implican atravesar la ciudad. Esta ubicación se muestra en la figura siguiente:



Fuente: OSINERGMIN, elaboración propia

Figura 10.13 Alternativa de ubicación de la SE Piura 500 kV.

Como se puede observa en la figura, la nueva subestación Piura 500/220 kV se encuentra en una zona amplia, fuera del casco urbano, desde la cual se facilita el acceso de futuras LLTT de 220 kV para alimentación de Piura y proyectos de demanda de la zona. Además, se facilita la conexión en 220 kV con la SE Piura Oeste, y la línea de transmisión de 500 kV La Niña – Piura – Frontera, aprobada en un PT anterior, y las futuras líneas en 500 kV desde Celendín (Cajamarca) y segunda LT de 500 kV a la Frontera.

**Zona de Pucallpa**

En cuanto a la problemática de Pucallpa, en el presente Plan de Transmisión se está proponiendo una nueva línea de 220 kV en el Plan de Largo Plazo (con ingreso antes del año 2026). Se propone que esta línea se implemente como

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

una línea troncal, función adecuada para ese nivel de tensión, y que como sistema de subtransmisión se utilice una de las líneas de 138 kV para conectar las subestaciones previstas por Electroucayali. Un beneficio adicional de esta configuración sería la mejora de la confiabilidad del suministro a la zona, dado el respaldo que se brindarían ambos enlaces entre Aguaytía y Pucallpa. Este esquema es mostrado en la figura siguiente.

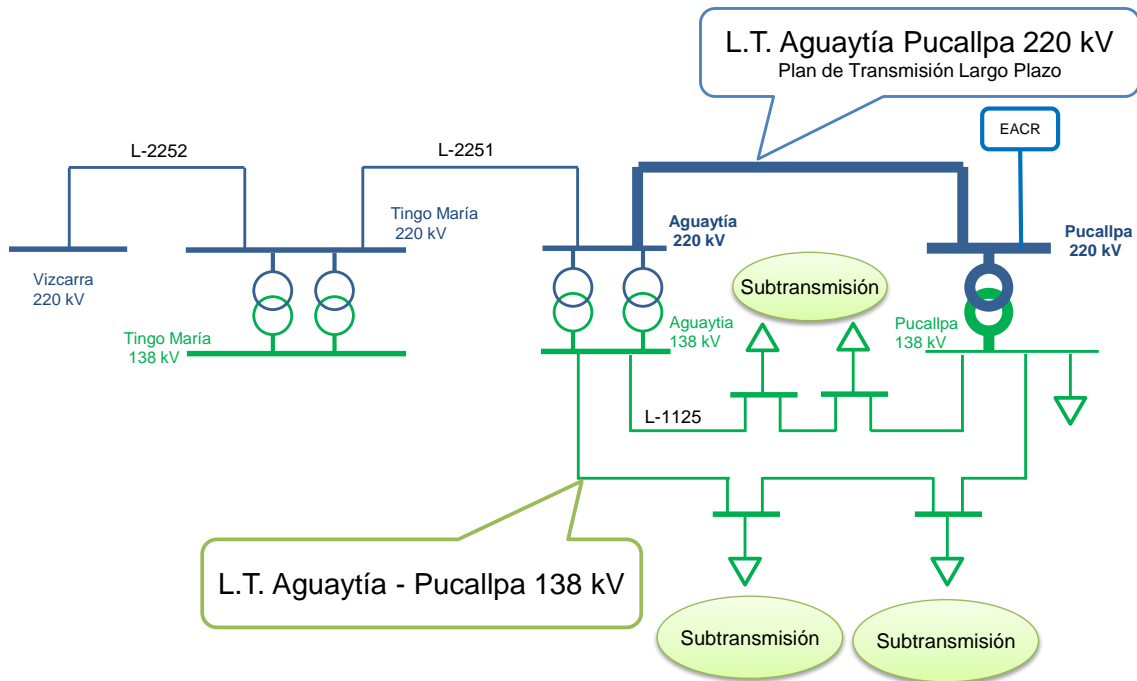


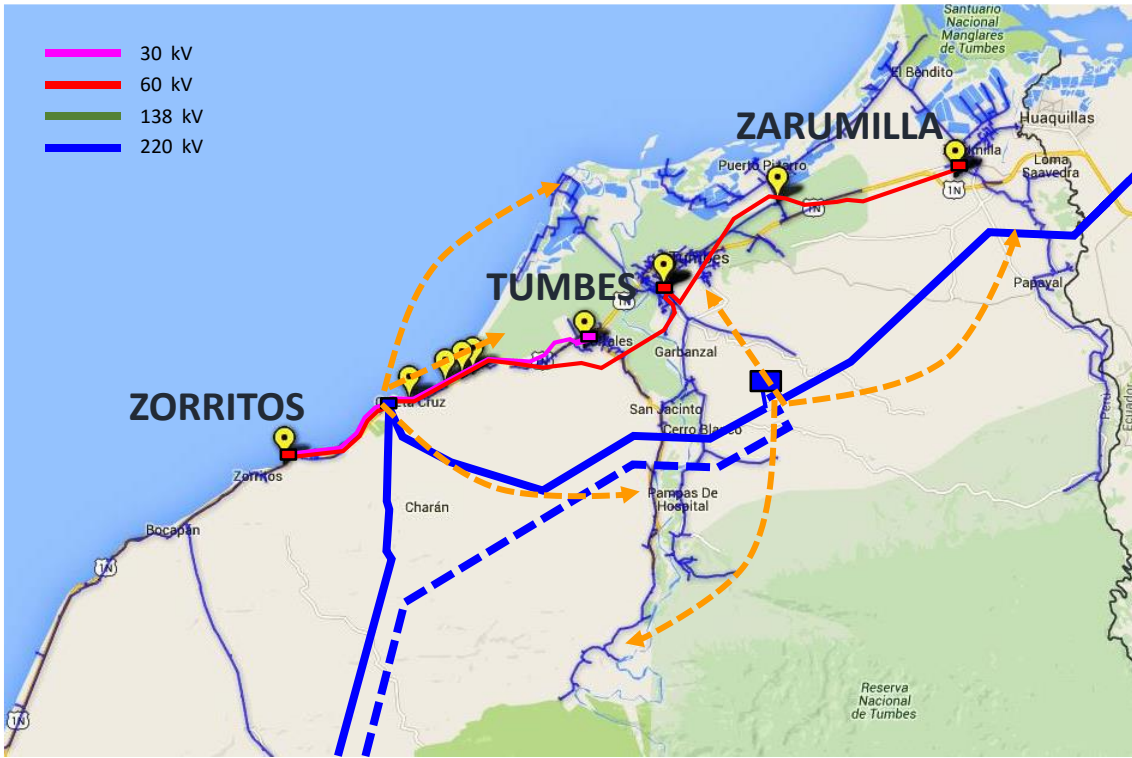
Figura 10.14 Esquema unifilar de la zona Pucallpa.

Asimismo se recomienda analizar en los siguientes Planes de Transmisión la inclusión como proyecto vinculante de la LT 220 kV Aguaytía – Pucallpa, ahora incluido en el Plan de Largo Plazo.

**Zona de Tumbes**

Como parte del anteproyecto LT 220 kV Pariñas – Tumbes (Zarumilla), se definirá la ubicación de la futura SE Tumbes 220 kV, de manera que esta facilite el desarrollo de la subtrasmisión para atender la demanda de la zona, tal como se muestra en la figura siguiente:





Fuente: OSINERGMIN, elaboración propia.

Figura 10.15 Esquema unifilar de la zona Tumbes.

Fecha	Versión	N° Informe	Elaborado	Revisado	Aprobado
28.03.16	Preliminar	COES/DP-01-2016	SPL/SNP	FPW	EAM
19.05.16	Propuesta	COES/DP-01-2016	SPL/SNP	FPW	EAM
09.09.16	Propuesta Definitiva	COES/DP-01-2016	SPL/SNP	FPW	EAM

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b> <b>“Propuesta Definitiva de Actualización del</b> <b>Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	09/09/2016
		Propuesta Definitiva

## VOLUMEN II

### ANEXOS

- A. RM 129-2009-MEM/DM**
- B. INFORMACIÓN UTILIZADA**
- C. FUTUROS DE DEMANDA**
- D. FUTUROS DE OFERTA**
- E. FUTUROS DE COMBUSTIBLES**
- F. ESTIMACIÓN DE COSTOS DE LAS OPCIONES**
- G. CÁLCULO DE ATRIBUTOS**
- H. ANÁLISIS DE OPCIONES INDIVIDUALES DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2024**
- I. RESULTADOS DEL ANALISIS ELECTRICO DEL AÑO 2026.**
- J. RESULTADOS DEL ANALISIS DE MARGENES DE CARGA 2022-2026.**
- K. ESQUEMA ESPECIAL DE PROTECCIÓN DEL NORTE Y ORIENTE.**
- L. RESULTADOS DEL ANALISIS ELECTRICO DEL AÑO 2022**
- M. FECHA REQUERIDA DE INGRESO DE LOS PROYECTOS DEL PLAN VINCULANTE HASTA EL 2022**
- N. RESULTADOS DE LOS ESTUDIOS COMPLEMENTARIOS DE**
- O. RESPUESTA A COMENTARIOS Y PROPUESTAS DEL INFORME DE DIAGNOSTICO DE CONDICIONES OPERATIVAS DEL SEIN 2017-2026.**

	<b>Informe COES/DP-01-2016</b>	09/09/2016
	<b>“Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026”</b>	Propuesta Definitiva

**VOLUMEN III**

**ANTEPROYECTOS**