



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Viceministerio
de Energía

Dirección
General de Electricidad

INFORME N° 029 - 2014 - MEM/DGE

EVALUACION DE LA PROPUESTA DE ACTUALIZACION DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2015-2024

Lima, Diciembre 2014



Contenido

1. OBJETIVO	3
2. MARCO LEGAL	3
3. NOMENCLATURA Y SIGLAS UTILIZADAS	3
4. ANTECEDENTES	4
5. CRONOGRAMA DEL PROCESO PARA LA ACTUALIZACION DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2015-2024	5
6. PROPUESTA DE ACTUALIZACION DEL PLAN DE TRANSMISION 2015-2024	6
7. REVISION Y VERIFICACION POR OSINERGMIN DEL CUMPLIMIENTO DE POLITICAS Y CRITERIOS ESTABLECIDOS POR EL MEM	7
7.1. EVALUACION DE LA OPINION DE OSINERGMIN	8
7.1.1. CONTINGENCIA DE LA LT CARABAYLLO-CHIMBOTE	8
7.1.2. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS Y DE ESTABILIDAD D EL PLAN DE TRANSMISIÓN 2024	10
8. RESUMEN DE LA PROPUESTA DEL COES	11
8.1. PROYECTOS VINCULANTES DEL PLAN DE TRANSMISIÓN	11
8.2. COMENTARIOS SOBRE LOS PROYECTOS DE REFUERZO	14
8.3. CONFIGURACIÓN AL AÑO HORIZONTE 2024	16
9. CONCLUSIONES	18
10. RECOMENDACIONES	21



EVALUACION DE LA PROPUESTA DE ACTUALIZACION DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2015-2024

1. OBJETIVO

Evaluar la propuesta de actualización del Plan de Transmisión 2015 – 2024 presentado por el COES, de conformidad con lo establecido en la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, y en el Reglamento de Transmisión, y sustentar su aprobación, o no, por parte del Ministerio de Energía y Minas (MEM), según las atribuciones y responsabilidades que le asigna la Ley.

2. MARCO LEGAL

Decreto Ley N° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas , publicado el 19 de noviembre de 1992.

Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, publicada el 23 de julio de 2006.

Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por Decreto Supremo N° 009-93-EM, publicado el 25 de febrero de 1993.

Reglamento de Transmisión, aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, publicado el 17 de mayo de 2007, que además modifica el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables, aprobado mediante Decreto Supremo N° 050-2008-EM, publicado el 02 de octubre de 2008.

“Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”, aprobados mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, publicada el 07 de marzo de 2009.

3. NOMENCLATURA Y SIGLAS UTILIZADAS

En adición a la nomenclatura y siglas utilizadas y definidas en la normativa vigente, en el presente informe se utilizan las siguientes siglas y abreviaturas:

LCE: DL No 25844, Ley de Concesiones Eléctricas

Ley: Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

MEM o Ministerio: Ministerio de Energía y Minas del Perú



PT: Plan de Transmisión

PT2015: Propuesta de actualización del PT para el periodo 2015-2024

Reglamento LCE: Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas

SGT: Sistema Garantizado de Transmisión

RM 129-2009 o Criterios: “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión” aprobado mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM

4. ANTECEDENTES

El Artículo 21° de la Ley N° 28832, “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica” dispone que el desarrollo del Sistema Garantizado de Transmisión se realiza conforme al Plan de Transmisión (PT), el cual se actualiza y publica cada dos (02) años.

La misma norma establece que los estudios de actualización del PT son elaborados por el COES, y que el Ministerio de Energía y Minas (MEM) lo aprueba previa la opinión del OSINERGMIN, entidad que deberá verificar que el estudio cumple con las políticas y criterios establecidos por el MEM. Asimismo, establece que el Plan de Transmisión tiene carácter vinculante para las decisiones de inversión que se adopten durante su vigencia.

El Reglamento de Transmisión, aprobado mediante Decreto Supremo N° 027-2007-EM, precisa, en su numeral 17.2 del Artículo 17°, que a más tardar el 1 de junio del año siguiente al que entra en vigencia el PT, el COES presentará al MEM y a OSINERGMIN la propuesta de actualización, y especifica el procedimiento a seguir hasta su aprobación por el MEM, lo cual se hará mediante Resolución Ministerial, a más tardar el 31 de diciembre del año previo a su vigencia.

Mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, el MEM aprobó los “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión”.

Con fecha 02/06/2014, mediante documento COES/D-377-2014, el COES presentó a OSINERGMIN su propuesta de Actualización del Plan de Transmisión, 2015-2024, a fin de que en el plazo de treinta (30) días hábiles establecido en el Reglamento de Transmisión, verifique que en su elaboración se ha cumplido con las políticas y criterios establecidos por el MEM.

Mediante Oficio N° 674-2014-GART del 11/07/2014, OSINERGMIN remitió al COES las Observaciones a su propuesta, para que en el plazo de cuarenta (40) días hábiles se subsanen y remitan su propuesta definitiva del Plan de Transmisión al MEM y a OSINERGMIN, con los informes y cálculos de sustento, conforme se establece en el numeral 17.4 del Reglamento de Transmisión.

En su oportunidad, mediante documento COES/D-570-2014 del 10/09/2014, el COES presentó a OSINERGMIN la subsanación de las observaciones y su propuesta definitiva de Actualización del Plan de Transmisión, periodo 2015-2024, a fin de que OSINERGMIN emita su opinión, conforme lo establece el numeral 17.4 del Reglamento de Transmisión.



Finalmente, mediante Oficio N° 0893-2014-GART del 3/10/2014 OSINERGMIN remitió al MEM su opinión sobre la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2015 – 2024 presentada por el COES, sustentada en el Informe Técnico No 465-2014-GART.

5. CRONOGRAMA DEL PROCESO PARA LA ACTUALIZACION DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2015-2024

Según lo establecido en el Artículo 17° del Reglamento de Transmisión, para la actualización del Plan de Transmisión se debe seguir el siguiente procedimiento y plazos:

- a) Antes del 30 de junio del año en que entra en vigencia la última actualización (en este caso el 30/06/2013) los Agentes e interesados presentan al COES sus propuestas de solución a los problemas identificados por el COES en el último informe de diagnóstico, o cualquier otro problema que el COES no haya identificado.
- b) Antes del 1 de junio del año siguiente a la entrada en vigencia de la última actualización del PT, el COES presentará al MEM y a OSINERGMIN la propuesta de nueva actualización del Plan de Transmisión, con los informes y cálculos de sustento, elaborada siguiendo el procedimiento especificado en el Artículo 19° del mismo reglamento. El COES cumplió con esta norma al presentar su propuesta el 2/06/2014 (primer día útil del mes de junio).
- c) OSINERGMIN, en un plazo de treinta (30) días hábiles de recibida la propuesta, debe verificar el cumplimiento de las políticas y criterios establecidos por el Ministerio. En caso de existir observaciones, debe devolver la propuesta al COES, con sus observaciones debidamente fundamentadas, con conocimiento del Ministerio. OSINERGMIN cumplió con la norma al emitir sus observaciones el 11/07/2014.
- d) El COES en un plazo máximo de cuarenta (40) días hábiles debe subsanar debidamente las observaciones formuladas por OSINERGMIN y remitir su propuesta definitiva del Plan de Transmisión al Ministerio y a OSINERGMIN, con los informes y cálculos de sustento. El COES presentó el levantamiento de observaciones y la propuesta definitiva de actualización del PT el 10/09/2014, dentro del plazo establecido.
- e) Finalmente, OSINERGMIN en un plazo de veinte (20) días hábiles contados desde la recepción de la propuesta definitiva, debe remitir al Ministerio su opinión sustentada sobre dicha propuesta. OSINERGMIN cumplió con esta disposición, elevando su opinión al MEM, mediante oficio N° 0893-2014-GART del 3/10/2014 .
- f) Recibida la opinión de OSINERGMIN, el Ministerio debe publicar la Resolución Ministerial que aprueba la actualización del Plan de Transmisión antes del 31 de diciembre 2014. Asimismo, debe publicar en su portal de Internet los informes y cálculos de sustento del Plan de Transmisión aprobado.



6. PROPUESTA DE ACTUALIZACION DEL PLAN DE TRANSMISION 2015-2024

El estudio para la actualización del PT tiene como objetivo identificar las obras de transmisión que permitan el abastecimiento económico y seguro de la energía eléctrica en bloque; promover la competencia entre Agentes del SEIN; propiciar el desarrollo armónico de las instalaciones de transmisión económicamente justificadas que satisfagan los requerimientos de seguridad y calidad del servicio establecidos en las normas pertinentes, y promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica.

El plan de obras comprende un horizonte de 10 años (horizonte de estudio), que en esta actualización abarca el periodo 2015-2024.

De conformidad con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, el PT debe contener como mínimo:

- a) La relación de instalaciones del Sistema de Transmisión (ST) cuya construcción se recomienda en el horizonte del estudio, especificando la fecha requerida de operación comercial de cada una de ellas.
- b) Para cada Proyecto Vinculante, entre otros, el cronograma de actividades, el Anteproyecto, presupuesto de inversión estimado, propuesta de beneficiarios y asignación de compensaciones para su remuneración.
- c) La relación de instalaciones del Sistema de Transmisión que deben continuar en operación, señalando las obras de renovación y reposición necesarias, así como el plazo para el nuevo periodo de concesión a ser licitada. (para instalaciones cuyo plazo de concesión concluye dentro de los 2 primeros años del horizonte del estudio).
- d) La relación de instalaciones del Sistema de Transmisión que deberán salir del servicio.

El informe presentado por el COES está compuesto por tres volúmenes:

- Volumen I: 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: 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 (PERSEO, DigSilent Power Factory, TOR y SDDP)
- Volumen III: Anteproyectos del Plan Vinculante 2020 y del Plan de Transmisión 2024, en los cuales se presenta la ingeniería conceptual de cada uno de ellos.



La evaluación del contenido del documento presentado por el COES, respecto al cumplimiento del contenido mínimo establecido en el Reglamento de Transmisión, se presenta en el siguiente cuadro:

Contenido mínimo	Evaluación de cumplimiento
Relación de instalaciones del ST cuya construcción se recomienda en el horizonte del estudio, especificando la fecha requerida de operación comercial (OC) de cada una de ellas.	Cumple con presentar la relación de proyectos desagregado en dos grupos: <ul style="list-style-type: none">• Instalaciones requeridas antes del 2020 que forman el grupo de proyectos vinculantes. Especifica la fecha requerida de OC• Instalaciones del Plan a Largo Plazo 2021-2024. No incluye fecha requerida; se entiende que entre el 2021 al 2024.
Para cada Proyecto Vinculante, entre otros, el cronograma de actividades, el Anteproyecto, presupuesto de inversión estimado, propuesta de beneficiarios y asignación de compensaciones para su remuneración	Cumple con presentar el cronograma de actividades, el Anteproyecto y el presupuesto de inversión estimado de cada proyecto. No especifica beneficiarios directos, pero si destaca los beneficios de cada proyecto en el conjunto del SEIN. No especifica asignación de compensaciones. Por defecto se considera que se remuneran según lo establecido en la Ley, como SGT, si son concesionados mediante Licitación Pública, o como Sistema Complementario, si son construidos por iniciativa de los Agentes.
La relación de instalaciones del Sistema de Transmisión que deben continuar en operación, señalando las obras de renovación y reposición necesarias, así como el plazo para el nuevo periodo de concesión a ser licitada	No especifica. Se entiende que no existen instalaciones cuya concesión concluya en los próximos 2 años.
La relación de instalaciones del Sistema de Transmisión que deberán salir del servicio	No especifica.

7. REVISION Y VERIFICACION POR OSINERGMIN DEL CUMPLIMIENTO DE POLITICAS Y CRITERIOS ESTABLECIDOS POR EL MEM

De conformidad con lo dispuesto en el Artículo 21, numeral 21.2 de la Ley 28832, OSINERGMIN está encargado de verificar que el estudio del COES haya cumplido con las políticas establecidas por el Ministerio¹.

¹ Los Criterios y Metodología fueron aprobados mediante Resolución Ministerial N° 129-2009-MEM/DM, publicada el 07 de marzo de 2009



OSINERGMIN ha cumplido con la fase de revisión y ha emitido sus observaciones al COES, entidad que a su vez ha presentado el documento de absolución y la versión final de su Propuesta con la inclusión de las mejoras y modificaciones correspondientes.

Finalmente OSINERGMIN ha emitido su opinión mediante Oficio N° 0893-2014-GART del 3/10/2014, sustentada en el Informe Técnico No 465-2014-GART de octubre 2014.

La opinión de OSINERGMIN es que el “Plan Vinculante elegido no cumple a cabalidad los Criterios Técnicos de Desempeño”. Por lo cual recomienda que, de conformidad con lo establecido en el numeral 17.6 del Reglamento de Transmisión, “la propuesta de actualización del Plan de Transmisión debe ser revisada”.

En el Informe Técnico No 465-2014-GART sustenta su opinión en los siguientes términos:

“Después de revisada la PROPUESTA DEFINITIVA, se encuentra que ésta cumple parcialmente con las políticas y criterios establecidos por el Ministerio para la elaboración y actualización del Plan de Transmisión. Cabe señalar que existen algunas observaciones subsanadas parcialmente cuya explicación se encuentra contenida en la Sección 3 del presente informe; a continuación se presentan las más relevantes:

- A. *El Plan Vinculante 2020 no da solución a los problemas de sobrecarga de 6 líneas de transmisión de 220 kV ante la contingencia de la LT 500 kV Carabayllo – Chimbote. Por tal razón dicho Plan no cumple a cabalidad con los Criterios Técnicos de Desempeño.*
- B. *El Plan de Transmisión 2024 Elegido no cumple con los Criterios Técnicos de Desempeño establecidos en el Artículo 10° de la RM 129-2009, en razón a que no se han efectuado los análisis de contingencias y de estabilidad con el fin de verificar el cumplimiento de dichos criterios, tal como lo señala el numeral 16.8 de la RM 129-2009.”*

7.1. EVALUACION DE LA OPINION DE OSINERGMIN

7.1.1. CONTINGENCIA DE LA LT CARABAYLLO-CHIMBOTE

La observación de OSINERGMIN se sustenta en que al verificar los criterios de desempeño del Plan Vinculante hasta el 2020, de conformidad con el numeral 16.8² de los Criterios *“se observa que el peor escenario para la zona norte sucede cuando sale fuera de servicio la LT 500 kV Carabayllo – Chimbote, dado que se sobrecargan 6 líneas de 220 kV por encima de 120% (Figura 5.34 – folio 180 de la Propuesta Inicial³); de suceder este hecho se producirían rechazos de carga significativos ocasionando perjuicios económicos a los usuarios. Por lo mencionado, el Plan Vinculante 2020 no*

² 16.8 Verificación de los Criterios Técnicos de Desempeño: Se debe verificar la factibilidad técnica del Plan Robusto o de la Lista Corta para todos los Escenarios en el año horizonte. A fin de determinar en qué año se requiere que entren en operación las instalaciones de estos Planes, se evaluará el cumplimiento de los Criterios Técnicos de Desempeño en los años intermedios. Para realizar los cálculos a que refiere este numeral el COES recurrirá al modelo destinado a la Simulación de la Operación del Sistema.

³ Que se mantiene en la Figura 5.31 de la Propuesta Definitiva



cumple satisfactoriamente los Criterios Técnicos de Desempeño y no estaría acorde con los objetivos establecidos en los numerales 13.1 y 13.4 del Reglamento de Transmisión". OSINERGMIN recomienda incluir en el Plan Vinculante la LT Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo 500 kV, considerado en el Plan al 2024 propuesto por el COES.

Por su parte el sustento del COES se basa en el cumplimiento del numeral 11.1 de los Criterios, según el cual *"El criterio para incluir líneas por confiabilidad está definido en el numeral 11.1 de la norma RM 129-2009 (criterio N-1) ⁴. En aplicación de dicho criterio se realizaron los análisis correspondientes indicados en el numeral 4.7 de la PROPUESTA FINAL, evaluando la inclusión de la línea LT Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo 500 kV, encontrándose que dicho proyecto no cumple con el criterio mencionado en la norma RM 129-2009."*

EVALUACIÓN

La norma sobre los Criterios y Metodología para la elaboración del PT, en su Artículo 11º "Criterios Técnico-Económicos", indica que para la evaluación de los Planes se deberán tener en cuenta los criterios técnico - económicos indicados, los cuales deben emplearse únicamente como indicadores referenciales para la evaluación y ranking de las Opciones o Planes.

Por otra parte el Artículo 10º, "Criterios Técnicos de Desempeño", establece que se deberán tener en cuenta diversos criterios técnicos determinísticos de comportamiento del SEIN, también denominados criterios de desempeño mínimo, que entre otros considera el límite de sobre carga en situaciones de emergencia. Según la Segunda Disposición Final, las sobre cargas en emergencia no están permitidas.

Como se aprecia, entre ambos Artículos aparentemente existe una contradicción sobre el criterio a adoptar para definir los planes de transmisión.

Según el Artículo 11º, los Planes y Opciones se evalúan considerando el costo de las instalaciones redundantes para preservar y mantener la confiabilidad del sistema de transmisión, lo que se traduce en el indicador N-1 (3 W / US\$). Según este criterio la garantía ante contingencias N-1 debe asegurarse, caso contrario es aceptable el rechazo de carga o pérdida de suministro.

Por otra parte, por el Artículo 10º, según la interpretación de OSINERGMIN, el sistema debería garantizar el suministro ante cualquier contingencia N-1, sin considerar el costo de construir las instalaciones redundantes. Como consecuencia, se entendería

⁴ 11.1 Criterio N-1

a) Al planificar la expansión de la transmisión del SEIN se seguirá el siguiente criterio: Se considera que una Opción o Plan satisface el criterio N-1 si la relación W/US\$ supera el rango establecido para el mismo.

b) Se entiende por "W" a la cantidad de potencia, expresada en vatios, que adquiere redundancia de conexión al SEIN gracias a la Opción o Plan evaluado. La cantidad de potencia debe considerar tanto a la generación (potencia efectiva) como a la demanda y no debe considerar a la potencia que, sin la Opción o Plan evaluado, ya cuenta con redundancia de conexión al SEIN.

c) Se entiende por "US\$" al costo total de inversión, expresado en US\$, de la Opción o Plan evaluado.

El valor vigente según la Segunda Disposición Final de la RM 129-2009 es 3 W / US\$



que en la evaluación Técnica-Económica de los planes no tendría sentido aplicar el criterio W/US\$ puesto que distorsiona la evaluación y selección del plan.

Esta aparente incompatibilidad se resuelve si se considera que en la operación del sistema es factible el rechazo automático de carga parcial ante contingencias críticas, y que existen los medios técnicos para ello. En efecto, ante la contingencia de pérdida intempestiva de la línea LT 500 kV Carabayllo – Chimbote, o de los otros tramos Chimbote-Trujillo-La Niña que también ocasionarían sobre cargas en contingencia, se pueden instalar equipos de rechazo automático de carga, de tal manera que se pueda mantener el resto de líneas dentro del margen de capacidad de sobre carga admisible, cumpliendo así con el criterio técnico de desempeño, según se establece en el Artículo 10º. Es de notar, además, que este Artículo no fija ningún criterio que impida el rechazo de carga automático.

En consecuencia, al haber el COES verificado que la inclusión de la LT Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo 500 kV, no cumple con el criterio económico N-1, debería implementar sistemas de rechazo automático de carga parcial en la zona Norte, a efectos de mantener el flujo de potencia de las otras líneas de la zona dentro de su rango de sobre carga admisible.

En conclusión, en la evaluación de este aspecto, se considera que el Plan propuesto por el COES se considera adecuado, y no se requiere incluir en el Plan Vinculante la LT Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo 500 kV, proyecto que debe ser revisado en la siguiente actualización del PT. Así mismo, se recomienda que el COES incluya, en los Anteproyectos y en las siguientes actualizaciones del PT, los esquemas de Rechazo de Carga que, en situaciones similares, permitan garantizar la continuidad operativa del SEIN.

7.1.2. ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS Y DE ESTABILIDAD DEL PLAN DE TRANSMISIÓN 2024

OSINERGMIN sustenta su opinión en que *“el Plan de Transmisión 2024, en estado estacionario, cumple con los Criterios Técnicos de Desempeño, sin embargo observa que el COES no ha realizado los correspondientes análisis de contingencias y de estabilidad, por lo cual, el Plan de Transmisión 2024 elegido no garantizaría un buen desempeño eléctrico y no estaría acorde con los objetivos establecidos en el numeral 13.1 y 13.4 del Reglamento de Transmisión”*. Por tanto, se requiere que el COES incorpore en el INFORME dichos análisis.

Sobre este punto OSINERGMIN, en la revisión de la respuesta del COES, precisa que, *“en concordancia con el numeral 16.8 de la RM 129-2009, se debe verificar la factibilidad técnica del Plan Robusto (Elegido) en el año horizonte, que para este caso resulta ser el año 2024, es decir que el Plan Elegido del 2024 debe cumplir con los Criterios Técnicos de Desempeño definidos en el Artículo 10º de la RM 129-2009”*.

Por su parte el COES argumenta que: *“El análisis sugerido contempla escenarios determinísticos de oferta y demanda, sin embargo, la metodología del Plan de Transmisión no contempla escenarios determinísticos para el largo plazo, sino solo para el corto y mediano plazo. En ese sentido, este análisis es aplicable para el Plan*



Vinculante pero no para el Plan No Vinculante que enfrenta altas incertidumbres en magnitud y ubicación de la oferta y demanda en el SEIN”.

“Por lo anterior, las simulaciones eléctricas de análisis de contingencia y estabilidad tienen la finalidad de verificar el desempeño de los proyectos que conforman el Plan Vinculante, que para esta actualización corresponde al año 2020”.

EVALUACIÓN

En el numeral 16.8 de los Criterios y Procedimientos para elaborar el PT, se establece que se debe verificar la factibilidad técnica del Plan Robusto o de la Lista Corta para todos los Escenarios en el año horizonte, sin precisar periodos de corto, mediano ni largo plazo, así como tampoco restringe esta verificación al equipamiento del Plan Vinculante.

La misma norma, en la Artículo 6º establece que el Horizonte de Estudio del PT será de diez (10) años a partir de la puesta en vigencia del Plan, de conformidad con la Ley y el Reglamento.

En consecuencia, la opinión de OSINERGMIN es válida, puesto que no existe en la norma indicaciones sobre sub división del Horizonte del Estudio, ni se especifica para que sub periodos, o grupos de proyectos, debe efectuarse la verificación de cumplimiento de los criterios técnicos de desempeño.

Sin embargo, puesto que la falta de los estudios de contingencia y estabilidad para la configuración propuesta del año 2024 no afectan la relación de Proyectos Vinculantes, se considera aceptable la propuesta del COES, recomendándose que en futuras actualizaciones del PT el COES debe cumplir con la norma Criterios y Procedimientos para elaborar el PT, considerando que el Horizonte del Estudio es de 10 años.

8. RESUMEN DE LA PROPUESTA DEL COES

8.1. PROYECTOS VINCULANTES DEL PLAN DE TRANSMISIÓN

De acuerdo con lo señalado en el Reglamento de Transmisión, los Proyectos Vinculantes son los proyectos nuevos y los refuerzos incluidos en el Plan de Transmisión, cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro de los dos primeros años de la aprobación de su actualización, que para la presente actualización es entre el 01 de enero de 2015 y el 31 de diciembre de 2016.

El COES ha determinado que los proyectos Vinculantes corresponden a aquellos cuya entrada en Operación Comercial debe ocurrir antes del 2020, lo cual ha denominado “Plan Vinculante 2020”.

La relación de proyectos propuestos, el año requerido y la fecha disponible estimada de cada proyecto, se aprecia en el siguiente cuadro extraído del Informe COES/DP-01-2014 “Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2015 – 2024”:

**Cuadro No 8.1 RELACION DE PROYECTOS VINCULANTES - PROPUESTA COES**

Plan Vinculante 2020	Año Requerido	Fecha Disponible Estimada
Proyecto Enlace 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:		
LT Mantaro - Nueva Yanango 500 kV.	2020	2019
LT Nueva Yanango - Carapongo 500 kV.	2020	2019
LT Yanango - Nueva Yanango 220 kV.	2020	2019
SE Nueva Yanango 500/220 kV.	2020	2019
Proyecto Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas:		
LT Nueva Yanango - Nueva Huánuco 500 kV.	2020	2019
SE Nueva Huánuco 500/220/138 kV.	2020	2019
LT Nueva Huánuco - Yungas 220 kV.	2020	2019
SE Yungas 220 kV.	2020	2019
LT Tingo María - Chaglla 220 kV.	2020	2019
Seccionamiento en SE Nueva Huánuco de LT Chaglla - Paragsha 220 kV.	2020	2019
Seccionamiento en SE Nueva Huánuco de LT Tingo María - Vizcarra 220 kV.	2020	2019
LT Nueva Huánuco - Amarilis 138 kV.	2020	2019
Proyecto Cambio nivel de tensión a 500 kV LT Chilca - Planicie - Carabayllo 220 kV y ampliaciones asociadas:		
Reconfiguración de LT Chilca - Planicie - Carabayllo de dos circuitos de 220 kV a uno de 500 kV y ampliaciones asociadas.	2020	2018
Ampliación 500/220 kV en SE Chilca (segundo transformador).	2020	2018
Ampliación 500/220 kV en SE Planicie (nuevo patio a 500 kV y un transformador).	2020	2018
Proyecto Repotenciación a 1000 MVA de LT Carabayllo - Chimbote - Trujillo 500 kV:		
Repotenciación a 1000 MVA LT Carabayllo - Chimbote 500 kV con inclusión de compensación de capacitores serie.	2017-2018	2018
Repotenciación a 1000 MVA LT Chimbote - Trujillo 500 kV con inclusión de compensación de capacitores serie.	2017-2018	2018
Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en 500 kV en SE Trujillo.	2017-2018	2018
Otros Proyectos en 220 kV y 138 kV:		
LT Tintaya - Azángaro 220 kV.	2020	2019
Repotenciación a 250 MVA LT Chiclayo - Carhuaquero 220 kV.	2017	2016
Repotenciación a 250 MVA LT Oroya - Carhuamayo 220 kV.	2017	2016
Repotenciación a 250 MVA LT Mantaro - Huancavelica 220 kV.	2020	2016
Seccionamiento en SE La Niña de LT Piura - Chiclayo 220 kV.	2018	2018
SE Nueva Carhuaquero 220 kV	2020	2019
LT Aguaytia - Pucallpa 138 kV (segundo circuito).	2017	2018
Proyectos de Compensación Reactiva:		
Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en 220 kV en SE Planicie.	2017	2018
Banco de reactores de 100 MVAR en 500 kV en SE La Niña.	2015	2017
Banco de condensadores de 20 MVAR en 60 kV en SE Zorritos.	2016	2017

El monto de la inversión estimada por el COES, para construir los proyectos Vinculantes asciende a 531 millones de US\$.

Los proyectos del Plan Vinculante se pueden dividir en 2 grupos:

- Proyectos de refuerzo de la red troncal orientados a dar facilidades de transporte a los grandes proyectos de la vertiente del Atlántico.
- Proyectos para mejorar o repotenciar los sistemas de 220 y 500 kV en actual operación.

En el primer grupo destacan 2 proyectos en 500 kV:



- La línea Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo, que refuerza la capacidad de transmisión de la zona de Mantaro hacia Lima. Está asociada principalmente a los proyectos de generación hidroeléctrica de la zona central, Chaglla (456 MW) y Cerro del Aguila (525 MW). Además, con la instalación de las centrales a gas natural de Ilo y Mollendo, que forman parte del Nodo Energético del Sur, el flujo desde Mantaro hacia el sur se reduce y aún invierte, por lo que la producción de la zona sierra central se orienta hacia Lima y la zona norte del SEIN.
- La línea Nueva Yanango-Nueva Huánuco, que extiende un ramal de 500 kV hacia la sierra norte. Esta línea, si bien forma parte de la configuración a largo plazo de la red en 500 kV hacia el norte, en la etapa inicial, que corresponde al Plan Vinculante, está asociada básicamente al proyecto CH Belo Horizonte (180 MW), cuya construcción aún no está comprometida, pese a que cuenta con Concesión Definitiva.

En el segundo grupo destacan diversos proyectos en 500 y 220 kV, siendo las principales:

- Reconfiguración de la línea Chilca-La Planicie-Carabayllo: los dos circuitos en 220 kV actuales se convierten a un circuito de 500 kV; se anota que desde su diseño esta línea está preparada para su conversión a 500 kV. Además, el proyecto comprende la ampliación de la SE La Planicie con un patio 500 kV y un banco de transformación 500/220 kV. Este proyecto permitirá ampliar la capacidad del sistema que enlaza las líneas de conexión hacia el sur con las que van hacia el norte, a la vez que alimentar la red 220 kV de la zona de Lima.
- Repotenciación de la línea Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV, para pasar a una capacidad de 1000 MVA con la adición de compensación serie. Está asociado el incremento de la demanda de las zonas norte y norte medio.
- Los refuerzos y ampliaciones en 220 kV y 138 kV son de ámbito local o regional, que se justifican por la congestión de los tramos de línea y transformadores existentes, y la necesidad de compensación reactiva, como consecuencia del incremento de la demanda.

En los proyectos de interconexión con países vecinos, se propone la modificación del proyecto de interconexión Perú-Ecuador en 500 kV, aprobado en la versión anterior del Plan, para cambiar la ruta hacia un recorrido por la costa en lugar de atravesar las montañas andinas, evitando así problemas de cruce de altitudes elevadas. La modificación del trazo incluye una nueva SE en Piura.



8.2. COMENTARIOS SOBRE LOS PROYECTOS DE REFUERZO

De conformidad con la definición 26 de la Ley 28832, constituyen Refuerzos *“las instalaciones realizadas por un concesionario sobre redes y subestaciones en operación, destinados a mejorar el sistema de transmisión y la calidad del servicio para alcanzar y preservar los estándares de calidad establecidos en las normas aplicables, así como aquellos necesarios para permitir el libre acceso a las redes y las interconexiones. No constituyen Refuerzos aquellas instalaciones que se carguen contablemente como gasto de acuerdo a las normas aplicables o aquellas que superen el monto definido en el Reglamento.”*

Por su parte en el Artículo 5 del Reglamento de Transmisión, se especifica que *“para ser considerado como Refuerzo, una instalación de transmisión debe cumplir con los siguientes requisitos:*

- 5.1 *Estar incluido en el Plan de Transmisión;*
- 5.2 *Satisfacer lo establecido en la Definición 26 de la ley; y*
- 5.3 *No superar la suma de US\$ 30 000 000 (Treinta millones de Dólares Americanos) como monto global de inversiones. Este límite será actualizado anualmente por el Ministerio, considerando la variación del índice de precios denominado “Finished Goods Less Food and Energy”, serie WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor, de los Estados Unidos de América”.*

Igualmente, el Artículo 6 del Reglamento de Transmisión, indica que *“Los Refuerzos de las instalaciones pertenecientes al Sistema Principal o al Sistema Secundario de Transmisión y que se encuentren regulados por contratos Ley suscritos al Amparo del Texto único Ordenado de las Normas con Rango de Ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras públicas de infraestructura y de servicios públicos, aprobado mediante Decreto Supremo No 059-96-PCM, se rigen por las Cláusulas de dichos contratos.”*

Finalmente, en el Artículo 7 del Reglamento de Transmisión, se especifica el procedimiento para la implementación de los Refuerzos, en el cual se otorga Derecho de Preferencia a los Titulares de las instalaciones sobre las que se ha previsto ejecutar los Refuerzos.

En el Plan Vinculante de la Propuesta del COES, se incluyen diversos proyectos que corresponde a la categoría de Refuerzos, que sin embargo en los Anteproyectos respectivos fueron agrupados sin observar debidamente los alcances de las normas vigentes sobre Refuerzos. Estos son:

Anteproyecto 3: Repotenciación a 1000 MVA de la LT Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV, que agrupa a los siguientes proyectos:

- Repotenciación a 1000 MVA LT Carabayllo-Chimbote 500 kV con inclusión de compensación de capacitores serie.



- Repotenciación a 1000 MVA LT Chimbote-Trujillo 500 kV con inclusión de compensación de capacitores serie.
- Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en 500 kV en SE Trujillo.

En este grupo, el proyecto de compensador Reactivo Variable debe ser tratado como un proyecto independiente.

Anteproyecto 4: Cambio de nivel de tensión a 500 kV LT Chilca-La Planicie-Carabayllo 220 kV y ampliaciones asociadas, que agrupa los siguientes proyectos:

- Conversión de las 2 ternas de 220 kV a una terna de 500 kV en la línea Chilca-La Planicie-Carabayllo.
- Enlaces en 500 kV con las barras de 500 kV de las SSEE Chilca, La Planicie, Carabayllo.
- Ampliación de la SE Chilca: incluye 01 banco de autotransformadores 500/220 kV – 600 MVA, conformado por 3 unidades monofásicas de 200 MVA cada una
- Ampliación de la SE Carabayllo 500 kV
- Nueva SE La Planicie 500kV: incluye 01 banco de autotransformadores 500/220 kV – 600 MVA, conformado por 3 unidades monofásicas (más 01 de reserva) de 200 MVA cada una.
- Ampliación SE La Planicie 220 kV: incluye la instalación de un equipo automático de compensación reactiva de 220 kV, -100/+300 MVAR. (Nota: en la relación de proyectos figura Compensación Reactiva Variable +400/-100 MVAR en 220 kV).

En este grupo, los proyectos Nueva SE La Planicie 500 kV y Compensación Reactiva Variable, deben ser tratados como proyectos independientes.

Anteproyecto 9. Se incluye en este Anteproyecto:

- Repotenciación a 250 MVA LT Oroya-Carhuamayo 220 kV
- Repotenciación a 250 MVA LT Mantaro-Huancavelica 220 kV.

Si bien ambos califican como Refuerzo, los Contratos de Concesión corresponden a regímenes y empresas diferentes.

En consecuencia, para la etapa de implementación del Plan, se debe precisar que el agrupamiento de proyectos no tiene carácter vinculante, y que en el proceso de implementación de los Refuerzos, según lo dispuesto en el Artículo 7 del Reglamento de Transmisión, los titulares solo tendrán derecho de preferencia sobre los componentes de los proyectos que califican como Refuerzo.



En la eventualidad que los titulares no ejerzan su derecho de preferencia o no cumplan con suscribir el correspondiente Contrato, según el numeral 7.5 del Reglamento de Transmisión, tales proyectos se podrán agrupar según lo propuesto por el COES para efectos de la licitación que se deberá efectuar según lo dispuesto en dicho numeral.

En el caso del Anteproyecto 9, éste deberá previamente desagruparse y adecuarse a las características de cada Contrato de Concesión.

Proyecto línea Nueva Yanango-Nueva Huánuco. Esta línea, si bien forma parte de la configuración a largo plazo de la red en 500 kV hacia el norte, en la etapa inicial, está asociada básicamente al ingreso al sistema del proyecto CH Belo Horizonte (180 MW), cuya construcción, según la información disponible, aún no está comprometida pese a contar con Concesión Definitiva. Por lo tanto, la fecha de implementación de esta línea debería estar condicionada a la fecha de entrada del proyecto CH Belo Horizonte.

8.3. CONFIGURACIÓN AL AÑO HORIZONTE 2024

En adición a los proyectos del Plan Vinculante propuesto para implementarse hasta el 2020, para el periodo 2021-2024 el COES ha determinado la siguiente relación de proyectos, bajo la denominación de Plan de Largo Plazo:

**Cuadro No 8.2 RELACION DE PROYECTOS PARA EL PERIODO 2021-2014**

Plan de Largo Plazo 2024
Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo:
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).
Proyecto Enlace 500 kV Nueva Huánuco - Nueva Paramonga:
SE 500 kV Paramonga
Seccionamiento en SE Nueva Paramonga de LT Carabaylo - Chimbote 500 kV
LT Nueva Huánuco - Nueva Paramonga 500 kV
Otros Proyectos en 500 kV:
Ampliación 500/220 kV en SE Planicie (segundo transformador).
Ampliación 500/220 kV en SE Carapongo (segundo transformador).
Ampliación 500/220 kV en SE Montalvo (segundo transformador).
Otros Proyectos en 220 kV:
Ampliación 220/138 kV en SE Socabaya (tercer transformador).
LT Tingo María - Nueva Huánuco 220 kV.
Repotenciación a 250 MVA LT Huancavelica - Independencia 220 kV.

Nota: Todos los costos fueron estimados de acuerdo a los módulos de precios de Osinerghin

Costo de Inversión 542 Millones U\$S

Fuente: Informe COES/DP-01-2014 "Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2015 – 2024":

En el Plan de Transmisión para el año 2024 se destaca la expansión del sistema de 500 kV: Huánuco – Tocache – Celendín – Trujillo y Huánuco – Paramonga. 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, al igual que las líneas de 500 kV Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo, considerados en el Plan Vinculante.

Los proyectos de ampliación de subestaciones 500/220 kV en La Planicie, Carapongo y Montalvo, están asociados al incremento de la demanda en sus áreas de servicio. De manera similar los proyectos de ampliación y repotenciación en 220 kV.



9. CONCLUSIONES

- a. En general el Proyecto de Actualización del Plan de Transmisión 2015-2024 presentado por el COES, cumple con las normas vigentes para su aprobación por el Ministerio, de conformidad con lo dispuesto en la Ley 28832 : “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, el Reglamento de Transmisión, y los “Criterios y Metodología para la elaboración del Plan de Transmisión”.
- b. Las observaciones a la Propuesta Final vertidas en la Opinión de OSINERGMIN, no son determinantes para efectuar modificaciones en la relación de proyectos del Plan Vinculante, por las razones y sustento expuesto en el presente informe.
- c. En los Anteproyectos 3, 4 y 9 presentados por el COES, se agrupan proyectos y sub proyectos que califican como Refuerzos, según lo especificado en el Artículo 6 del Reglamento de Transmisión, con otros que no califican como tal, por lo que en la etapa de implementación de los Refuerzos, según el Artículo 7 del Reglamento de Transmisión, deberá asignarse a los titulares que ejerzan su derecho de preferencia, solo aquellos proyectos o sub proyectos que califiquen como Refuerzos. Posteriormente, al concluirse este proceso, deberán modificarse y adecuarse los correspondientes Anteproyectos.
- d. En la relación de proyectos del plan Vinculante, a efectos de precisar mejor la conclusión anterior, los proyectos: Nueva Subestación la Planicie 500 kV y Compensación Reactiva Variable en La Planicie 220 kV deberían desagruparse del Anteproyecto Cambio de nivel de tensión a 500 kV LT Chilca-La Planicie-Carabayllo 220 kV y ampliaciones asociadas.
- e. De manera similar, en el Anteproyecto 3 debe desagregarse el Proyecto Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en 500 kV en SE Trujillo, y el Anteproyecto 9 deberían descomponerse en los 2 proyectos: Repotenciación a 250 MVA LT Oroya-Carhuamayo 220 kV y Repotenciación a 250 MVA LT Mantaro-Huancavelica 220 kV.
- f. El proyecto LT Nueva Yanango-Nueva Huánuco en su etapa inicial está asociada básicamente a la fecha de entrada del proyecto CH Belo Horizonte (180 MW), por lo que en la implementación del Plan Vinculante su construcción debería asociarse al cronograma de obras de dicha central.
- g. Como resultado de las conclusiones anteriores, en el cuadro 9.1 adjunto se presenta la relación de proyectos del plan Vinculante a aprobarse.
- h. La relación de proyectos para el periodo 2021-2024, que no forman parte de los proyectos Vinculantes, se presenta en el cuadro 9.2.

**Cuadro N° 9.1 RELACION DE PROYECTOS VINCULANTES DE LA ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISION 2015**

Proy. 1	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos :
	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
Proy. 2	Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes sub proyectos
	L.T. Nueva Yanango-Nueva Huánuco 500 kV (1 circuito)
	L.T. Nueva Huánuco - Yungas 220 kV (1 circuito)
	L.T. Tingo María-Chaglla 220 kV (1 circuito)
	L.T. Nueva Huánuco-Amarilis 138 kV (1 circuito)
	S.E. Nueva Huánuco 500/220/138 kV
	S.E. Yungas 220 kV
	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
Proy. 3	Cambio de nivel de tensión de la L.T. Chilca-La Planicie-Carabayllo y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes sub proyectos:
	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
Proy. 4	Nueva Subestación La Planicie 500/220 kV, que comprende:
	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
Proy. 5	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kV
Proy. 6	Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo-Chimbote-Trujillo 500 kV, que comprende:
	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
Proy. 7	Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV
Proy. 8	Banco de Reactores de 100 MVAR-500 kV en SE La Niña 500 kV
Proy. 9	L.T. Tintaya -Azángaro 220 kV (1 circuito)



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Viceministerio
de Energía

Dirección
General de Electricidad

Proy. 10	Repotenciación a 250 MVA L.T. Chiclayo-Carhuaquero 220 kV
Proy. 11	Repotenciación a 250 MVA L.T. Oroya-Carhuamayo 220 kV
Proy. 12	Repotenciación a 250 MVA L.T. Mantaro-Huancavelica
Proy. 13	Seccionamiento de la L.T. Piura-Chiclayo 220 kV y enlace con la SE La Niña 220 kV
Proy. 14	L.T. Aguaytía-Pucallpa 138 kV (segundo circuito)
Proy. 15	Banco de condensadores de 20 MVAR-60 kV en SE Zorritos
Proy. 16	S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV

**Cuadro N° 9.2 RELACION DE PROYECTOS NO VINCULANTES DE LA ACTUALIZACIÓN DEL PLAN DE TRANSMISION 2015-PERIDO 2021-2024**

Proy. 17	Enlace 500 kV Nueva Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo, que comprende los siguientes sub proyectos:
	L.T. Nueva Huánuco-Tocache 500 kV (1 circuito)
	L.T. Tocache-Celendín 500 kV (1 circuito)
	L.T.Celendín-Trujillo 500 kV (1 circuito)
	L.T. Cajamarca-Celendin 220 kV (doble circuito)
	S.E. Tocache 500 kV
	S.E. Celendín 500/220 kV
Proy. 18	Enlace 500 kV Nueva Huánuco-Nueva Paramonga, que comprende los siguientes sub proyectos
	L.T. Nueva Huánuco-Nueva Paramonga 500 kV (1 circuito)
	S.E. Paramonga 500 kV
	Seccionamiento L.T. Carabayllo-Chimbote 500 kV en S.E. Nueva Paramonga
Proy. 19	Ampliación SE La Planicie. Segundo Transformador 500/220 kV
Proy. 20	Ampliación SE Carapongo. Segundo Transformador 500/220 kV
Proy. 21	Ampliación SE Montalvo. Segundo Transformador 500/220 kV
Proy. 22	Ampliación SE Socabaya. Tercer Transformador 220/138 kV
Proy. 23	L.T. Tingo María-Nueva Huánuco 220 kV (1 circuito)
Proy. 24	Repotenciación a 250 MVA L.T. Huancavelica-Independencia 220 kV

10. RECOMENDACIONES

- i) Se recomienda aprobar el Plan de Transmisión 2015 - 2024 con los Proyectos Vinculantes indicados en el Cuadro No 9.1 del presente informe.
- ii) La próxima actualización del Plan de Transmisión que desarrolle el COES debe tomar en cuenta los aspectos observados por OSINERGMIN, en su Informe Técnico No 465-2014-GART, para mantener la seguridad, calidad y confiabilidad del servicio en el SEIN.
- iii) En relación al Criterio N-1, en las siguientes actualizaciones del PT, el COES debe incluir en su informe los mecanismos de rechazo automático de carga asociados a los planes en que no resulte económico garantizar al 100% redundancia.
- iv) Teniendo en cuenta el numeral 14.2 del Reglamento de Transmisión, y dada la importancia estratégica para Perú, se recomienda aprobar la modificación del trazo de Línea de Transmisión 500 kV La Niña – Frontera, que formará parte de la interconexión en 500 kV Perú – Ecuador, para cambiar la ruta hacia un



PERÚ

Ministerio
de Energía y Minas

Viceministerio
de Energía

Dirección
General de Electricidad

recorrido por la costa en lugar de atravesar las montañas andinas, e incluir una nueva Subestación de 500 kV en Piura.