



**UNIVERSIDAD
DEL PACÍFICO**

**Escuela de
Postgrado**

**“DINAMIZACIÓN DEL PROCESO DE ADJUDICACIÓN DE LOS
PROYECTOS VINCULANTES DEL PLAN DE TRANSMISIÓN
PARA CONTAR CON UN SUMINISTRO ELÉCTRICO SEGURO Y
SOSTENIBLE”**

**Trabajo de Investigación presentado
para optar al Grado Académico de
Magíster en Gestión Pública**

Presentado por:

Andres Pesaque Mujica

María Angelica Rondon Mestanza

William Jexon Huaman Mondragon

Asesor: Juan Fernando Suito Larrea

[0009-0000-1883-3391](tel:0009-0000-1883-3391)

Lima, junio 2024

REPORTE DE EVALUACIÓN DEL SISTEMA ANTIPLAGIO

A través del presente, Juan Carlos Ubillus Ramírez deja constancia que el trabajo de investigación titulado "DINAMIZACIÓN DEL PROCESO DE ADJUDICACIÓN DE LOS PROYECTOS VINCULANTES DEL PLAN DE TRANSMISIÓN PARA CONTAR CON UN SUMINISTRO ELÉCTRICO SEGURO Y SOSTENIBLE" presentado por don Andres Pesaque Mujica, de acuerdo con el D.N.I. 46481564, doña María Angelica Rondon Mestanza, de acuerdo con el D.N.I. 41939723, y don William Jexon Huaman Mondragon, de acuerdo con el D.N.I. 70407467 para optar al Grado de Magíster en Gestión Pública, fue sometido al análisis del sistema antiplagio Turnitin el 4 de setiembre de 2024 dando el siguiente resultado:



The screenshot displays a Turnitin report interface. At the top, the Turnitin logo and user information are visible. The main content area shows the logo of the Universidad del Pacífico and the text "Escuela de Postgrado". Below this, the title of the thesis is displayed: "DINAMIZACIÓN DEL PROCESO DE ADJUDICACIÓN DE LOS PROYECTOS VINCULANTES DEL PLAN DE TRANSMISIÓN PARA CONTAR CON UN SUMINISTRO ELÉCTRICO SEGURO Y SOSTENIBLE". The report indicates that this is a research thesis submitted for a Master's degree in Public Management. On the right side, a sidebar shows the "Resumen de similitud" (Similarity Summary) with a total score of 19%. Below the summary, a list of sources is provided, each with a similarity percentage of 1% or 2%.

Rank	Source	Similarity
1	...	2%
2	...	2%
3	...	1%
4	...	1%
5	...	1%
6	...	1%
7	...	1%
8	...	1%
9	...	1%
10	...	1%
11	...	1%
12	...	1%

4 de setiembre de 2024



Juan Carlos Ubillus Ramírez
Jefe Académico

Resumen ejecutivo

La Política Nacional Energética del Perú 2010-2040 (PNE) tiene como visión satisfacer la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, que promueva el desarrollo sostenible (Minem, 2010). Para lograrlo se requiere, entre otras cosas, que el sistema de transmisión eléctrica opere sin restricciones y de forma confiable. No obstante, se ha evidenciado que existen retrasos en la puesta en operación de infraestructura de transmisión incluida dentro de la lista de Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión Eléctrica (en adelante, Plan de Transmisión). Estos retrasos pueden comprometer el desempeño del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al impedir el ingreso de nuevas centrales de generación eléctrica y generar sobrecargas en la infraestructura de transmisión operativa a la fecha.

Los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión —el mismo que es actualizado bienalmente— no están siendo ejecutados en los plazos establecidos en las distintas versiones del mencionado plan debido, en parte, a que existen retrasos asociados específicamente al proceso de adjudicación de estos proyectos como asociaciones público-privadas (en adelante, el Proceso de Adjudicación PV)¹. Del análisis realizado, se observa que en un primer periodo de 7 años contado a partir del 2007 al 2014 se adjudicaron 15 Proyectos Vinculantes en un plazo promedio de 24 meses, mientras que, a partir del año 2015 al 2023, un segundo periodo de 8 años, se adjudicaron 18 proyectos en un plazo promedio de 38,7 meses. Es decir, un promedio superior por 14,7 meses que supone un incremento de 61,25% respecto del plazo promedio en el primer periodo.

En ese contexto, el presente trabajo de investigación tiene como objetivo identificar los factores del retraso asociados al Proceso de Adjudicación PV y plantear una propuesta de mejora del mismo.

Nuestra investigación se ha enfocado en analizar los requisitos, plazos, responsabilidades, actividades y productos del Proceso de Adjudicación PV, para lo cual hemos tomado en cuenta

¹ Para efectos de mayor claridad, usaremos la definición “Proceso de Adjudicación PV” para distinguir a las cuatro primeras fases del desarrollo de un Proyecto Vinculante como Asociación Público Privada según el marco normativo vigente, esto es: (i) planeamiento y programación; (ii) formulación; (iii) estructuración; y (iv) transacción. Asimismo, este mismo término será empleado para referirnos al proceso de adjudicación de los Proyectos Vinculantes antes de la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1224 en setiembre de 2015, periodo en el que dicho proceso no se encontraba formalmente regulado por fases.

los marcos normativos vigentes relacionados al régimen de concesiones para el desarrollo de infraestructura eléctrica y al Sistema Nacional de Promoción de la Inversión Privada (SNPIP) durante el periodo 2007 al 2023. Hemos complementado nuestro análisis con entrevistas a funcionarios de la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversión), Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES), Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) y a expertos del sector eléctrico, así como con encuestas al sector privado y otros actores no estatales claves.

Del análisis realizado, se identificó que la principal causa del retraso en la adjudicación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión está asociada a un cambio sustancial en el régimen que regula las asociaciones público-privadas, específicamente la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1224 publicado en el año 2015. Explicamos que este cambio normativo representa el punto de inflexión en las adjudicaciones promovidas por Proinversión y, si bien esta norma fue reemplazada por el Decreto Legislativo N° 1362 en el año 2018, —según el mismo se ha visto modificado por los Decretos Legislativos N° 1543 y 1550— notamos que persiste un diseño de proceso ineficiente.

Producto de nuestra investigación presentamos una propuesta de mejora del Proceso de Adjudicación PV, toda vez que los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión cuentan con características únicas al ser: i) autofinanciados; ii) de iniciativa estatal; iii) resultado de una planificación exhaustiva y continua a través de la elaboración bienal del Plan de Transmisión en el que participan múltiples actores y autoridades del sector eléctrico; y iv) el riesgo lo asume casi al cien por ciento el sector privado.

De esta manera, la propuesta de mejora materializada en un procedimiento simplificado busca evitar la duplicidad de funciones, reiteraciones y reprocesos, así como actividades que no agregan valor con el objetivo de lograr una gestión por procesos eficiente en beneficio de los ciudadanos en el marco de la Política Nacional de Modernización de la Gestión Pública. La citada propuesta de mejora apunta a que la adjudicación de los Proyectos Vinculantes se concrete en un plazo aproximado de quince a dieciocho meses (por ende, dentro del plazo de vigencia de cada Plan de Transmisión) y, así, contribuir a la ejecución oportuna de estos proyectos para garantizar el ingreso de nuevas centrales de generación a base de energías renovables al SEIN y evitar interrupciones en el suministro de energía eléctrica.

Índice de contenido

Índice de tablas	ix
Índice de gráficos	x
Índice de anexos	xi
Capítulo I. Introducción	1
Capítulo II. Planteamiento del problema	3
1.Antecedentes	3
2.Problema de investigación	6
2.1 Situación problemática	6
2.2 Proyectos adjudicados bajo cada Plan de Transmisión	6
2.3 Problema de investigación	14
3.Objetivos.....	14
3.1. Objetivo general.....	14
3.2. Objetivos específicos	14
4.Justificación	15
4.1. Expansión del sistema de transmisión	15
4.2. Evitar la congestión del SEIN.....	16
4.3. Asegurar la conexión de más centrales de generación eléctrica	16
4.4. Cumplimiento de múltiples políticas públicas.....	17
5.Delimitación y limitaciones	18
5.1. Delimitaciones	18
5.2. Limitaciones.....	18
Capítulo III. Marco teórico	20

1. Enfoque teórico.....	20
1.1. Asociaciones público-privadas como instrumento para el cierre de brechas de infraestructura eléctrica.....	20
1.2. Las APP autofinanciadas y de iniciativa estatal	21
1.3. Operatividad de las líneas de transmisión para asegurar el aumento de energías renovables en el SEIN.....	22
1.4. Gestión por procesos.....	23
2. Marco normativo.....	25
2.1. Marco legal del proceso de promoción de la inversión privada APP	25
2.2. Marco legal sobre los planes de transmisión eléctrica.....	26
2.3. Marco legal de gestión por procesos.....	26
2.4. Marco legal sobre la generación de energías limpias	26
3. Marco conceptual.....	28
Asociaciones público-privadas (APP)	28
APP autofinanciadas	28
APP de iniciativa estatal	28
Proyecto en activos	28
SNPIP.....	29
Fase de Planificación y Programación.....	29
Fase de Formulación.....	29
Fase de Estructuración	30
Fase de Transacción.....	30
Plan de Transmisión.....	30
Proyectos Vinculantes.....	31
Refuerzos	31
Período de vigencia del Plan de Transmisión.....	31
Sistema de Transmisión	31
Sistema Garantizado de Transmisión	31

Sistema Eléctrico Interconectado Nacional	32
Recursos Energéticos Renovables	32
Capítulo IV: Marco metodológico	33
1. Escenario de estudio	33
2. Enfoque de investigación.....	33
3. Alcance de la investigación	33
4. Objeto de estudio	33
5. Recolección de datos	34
Capítulo V. Análisis y Propuesta	36
1. Diagnóstico situacional.....	36
1.1. Proceso de elaboración y aprobación del Plan de Transmisión.....	36
1.2. Estructura Orgánica del SNPIP.....	37
1.3. Descripción de macro-proceso de promoción de la inversión privada para Proyecto Vinculantes	38
1.4. Macro proceso de APP desde el rol de Proinversión.....	45
1.5. Seguimiento y medición del proceso	46
1.6. Análisis de tiempos en el proceso.....	46
1.7. Identificación de puntos críticos	56
1.8. Análisis Causa - Efecto.....	56
2. Propuesta de mejora.....	66
2.1. Identificación de posibles soluciones	66
2.2. Comparación y análisis de viabilidad de las alternativas propuestas	85
2.3. Casos comparativos para el desarrollo de proyectos de líneas de transmisión en Chile y Colombia	91
2.4 Presentación de proceso mejorado.....	95

Conclusiones y Recomendaciones	101
1.Conclusiones.....	101
2.Recomendaciones	103
Referencias bibliográficas	106
Anexos	109

Índice de tablas

Tabla 1. Plan Transitorio de Transmisión 2007 - 2008	7
Tabla 2. Plan de Transmisión 2011 – 2012	9
Tabla 3. Plan de Transmisión 2013 - 2022	9
Tabla 4. Plan de Transmisión 2015 - 2024	10
Tabla 5. Plan de Transmisión 2017 - 2026	11
Tabla 6. Plan de Transmisión 2019 - 2028	11
Tabla 7. Plan de Transmisión 2021 - 2030	12
Tabla 8. Resumen de los planes de transmisión	13
Tabla 9. Fase de Planeamiento y Programación	41
Tabla 10. Fase de Formulación	41
Tabla 11. Fase de Estructuración	42
Tabla 12. Fase de Transacción	43
Tabla 13. Objetivos y actividades estratégicas.	46
Tabla 14. Ventajas y desventajas de las alternativas propuestas	85
Tabla 15. Matriz de evaluación de alternativas	89
Tabla 16. Propuesta de procedimiento simplificado.....	95

Índice de gráficos

Gráfico 1. Evolución del coeficiente de electrificación nacional 1993-2021	5
Gráfico 2. Análisis del Proceso de Adjudicación PV, periodo 2007-2023.....	13
Gráfico 3. Crecimiento del sistema de transmisión 2005-2022.....	14
Gráfico 4. Proceso de elaboración y aprobación del Plan de Transmisión 2023-2032 ..	37
Gráfico 5. Entidades que conforman el SNPIP.....	38
Gráfico 6. Fases del proceso de APP de iniciativa estatal autofinanciadas	39
Gráfico 7. Flujo de la fase de Planeamiento y Programación de APP.....	40
Gráfico 8. Proceso de una APP de iniciativa estatal autofinanciada.	44
Gráfico 9. Mapa de procesos de Proinversión	45
Gráfico 10. Tiempo transcurrido desde la aprobación del Plan de Transmisión - aprobación del IMIAPP	48
Gráfico 11. Tiempo transcurrido desde la aprobación del IMIAPP hasta el encargo a Proinversión (2015 - 2021)	49
Gráfico 12. Tiempo transcurrido desde la aprobación del Plan de Transmisión hasta el encargo a Proinversión (2007-2021).....	50
Gráfico 13. Plazos de aprobación del Plan de Promoción de Inversión Privada considerando el Informe de Evaluación.....	53
Gráfico 14. Plazos hasta la aprobación de las bases	54
Gráfico 15. Convocatoria - Suscripción del contrato	55
Gráfico 16. Causas específicas centradas.	57
Gráfico 17. ¿Cuál cree usted que es la mejor alternativa para mejorar el proceso de promoción de la inversión privada de los Proyectos Vinculantes aprobados en el Plan de Transmisión?.....	87
Gráfico 18. Flujo del nuevo procedimiento simplificado	97
Gráfico 19. Flujo del nuevo procedimiento simplificado en la fase de planeamiento y planificación.....	98
Gráfico 20. Flujo del nuevo procedimiento simplificado en la fase de formulación.....	99

Índice de anexos

Anexo 1. Análisis de tiempos del proceso de adjudicación de los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión 2007-2021	110
Anexo 2. Análisis de tiempos por fases del Proceso de Adjudicación de PV	150
Anexo 3. Detalle de diagnóstico de corto plazo para operación en contingencia incluido en Plan de Transmisión 2023-2032:.....	170
Anexo 4. Análisis de consistencia vertical y horizontal.....	172
Anexo 5. Preguntas efectuadas y personas entrevistadas.....	178
Anexo 6. Preguntas y resultados de la encuesta aplicada	182
Anexo 7. Similitud en las conclusiones de los IMIAPP	184
Anexo 8. Evidencia de lo establecido en la Causa 1.2.....	200
Anexo 9. Presentación de los criterios para el análisis de alternativas	202

Capítulo I. Introducción

La inversión privada ha sido determinante en el desarrollo y consolidación del SEIN desde el año 1992. Dicho año marcó el punto de partida del marco normativo dirigido a promover el desarrollo de la infraestructura eléctrica a través de la inversión privada, contexto en el que Proinversión tuvo un rol protagónico. Desde el año 2007, el desarrollo de esta infraestructura ha sido objeto de un riguroso proceso de planeamiento en el que intervienen los agentes del mercado, el COES, Osinergmin y el Minem con el objetivo de asegurar que los proyectos de transmisión propuestos en cada Plan de Transmisión sean consistentes con la evolución de la oferta y demanda de energía eléctrica en el Perú, tanto en el corto como en el largo plazo, así como con los objetivos estratégicos institucionales del Minem.

Considerando lo anterior, el presente trabajo de investigación tiene como objeto de estudio el Proceso de Adjudicación PV, actualmente regulado por el Decreto Legislativo N° 1362, incluyendo sus modificaciones y su reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 240-2018-EF. Como se sugirió en el resumen ejecutivo, a partir de la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1224 en el año 2015 (norma que creó el SNPIP bajo la rectoría del MEF) no se ha conseguido adjudicar ningún proyecto dentro de los dos años de vigencia de cada uno de los últimos cuatro planes de transmisión (sin considerar el Plan de Transmisión 2023-2032, vigente desde el 1 de enero de 2023). En síntesis, se aprecia que el tiempo promedio de adjudicación de los Proyectos Vinculantes ha aumentado desde la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1224, situación que se ha mantenido luego de que la mencionada norma fuera reemplazada por el Decreto Legislativo N° 1362 en el año 2018.

Nuestro estudio incluye un análisis comparativo del Proceso de Adjudicación PV, según el mismo ha estado regulado bajo cada marco normativo que estuvo vigente desde el año 2007. Como parte del análisis, presentamos los correspondientes mapas de proceso y repasamos los principales hitos y productos clave de la cadena de valor público relacionados con el Proceso de Adjudicación PV. Nuestro estudio de campo ha incluido entrevistas con los distintos dueños de procesos del SNPIP, así como con representantes de los operadores del mercado eléctrico. El enfoque de nuestro estudio es cualitativo y se basa en el principio de evaluación permanente y mejora continua de la gestión por procesos orientada a resultados (Secretaría de Gestión Pública de la PCM, 2015), así como en los criterios establecidos en la Norma Técnica *Implementación de la Gestión por*

Procesos en las entidades de la Administración Pública (Secretaría de Gestión Pública de la PCM, 2018)².

El alcance de nuestro estudio es explicativo, toda vez que, de conformidad la Norma Técnica *Implementación de la Gestión por Procesos en las entidades de la Administración Pública*, la fase de mejora de procesos requiere de un análisis causa-efecto entre un problema de gestión y las causas que dan origen al mismo. Solo realizado este análisis es que se puede avanzar al siguiente paso de la fase de mejora de procesos, esto es, la identificación de posibles soluciones al problema y la elección de una alternativa.

Resultado de nuestra investigación ofrecemos unas recomendaciones orientadas a mejorar el Proceso de Adjudicación PV con el objetivo de asegurar que los mismos sean adjudicados en un plazo aproximado de quince a diechocho meses (es decir dentro de su plazo de vigencia de dos años). Creemos que la adjudicación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión dentro de los plazos establecidos es un factor que contribuirá al desarrollo oportuno de las instalaciones de transmisión evitando escenarios de interrupción del suministro de energía eléctrica en el corto o largo plazo.

² Lineamientos para la implementación de la gestión por procesos en las entidades de la administración pública.

Capítulo II. Planteamiento del problema

1. Antecedentes

A inicios de la década de 1990, el Estado peruano, a través de Electroperú S.A. (*holding* estatal creada en 1972 durante el gobierno de Juan Velasco Alvarado) era el accionista mayoritario de todas las empresas dedicadas a la generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. El mercado eléctrico estaba completamente integrado verticalmente y concentrado en un solo agente. El suministro de energía eléctrica era tratado como un servicio público social que presentaba una cobertura nacional de apenas el 54,9%, y las tarifas a los usuarios eran subsidiadas, de hecho, el monto de las mismas no era suficiente para cubrir los gastos de operación de las distintas unidades operativas de Electroperú S.A. ni para solventar las inversiones necesarias para desarrollar la expansión del sistema. El déficit relacionado con el suministro de energía tenía que ser cubierto con cargo al erario público. Tras años de pérdidas y administración deficiente por el Estado (problema que se agudizó en la segunda mitad de la década de 1980, no sólo por los continuados defectos de gestión, sino también por los ataques terroristas a las instalaciones de transmisión) el sistema eléctrico se encontraba a punto de colapsar a inicios de 1990 y los cortes en el suministro eran habituales (Osinermin, 2016).

Tal como señala el ingeniero Guillermo Castillo Justo, quien tuvo un rol decisivo en la reforma del sistema eléctrico en el primer gobierno de Alberto Fujimori, en 1990 existía un déficit de atención de la demanda de energía eléctrica que se explicaba por ausencia de inversión para la expansión de las redes de transmisión y distribución. La demanda de energía en la capital había crecido debido al establecimiento de asentamientos en la zona periurbana. Estas nuevas necesidades simplemente no eran atendidas y los usuarios (que para entonces sí se beneficiaban de una red de distribución) no recibían tensión suficiente debido a la sobrecarga de las líneas existentes, cuya extensión y capacidad eran insuficientes. Por otro lado, la falta de mantenimiento periódico a las unidades de generación provocaba fallas críticas que se traducían en “apagones”. Según Castillo, en ese momento, la potencia efectiva instalada de generación apenas alcanzaba los 2.500 MW, la misma que era prácticamente igual a la demanda máxima (la ausencia de capacidad de reserva era lo que motivaba los apagones cuando fallaba un equipo de generación) y las líneas de transmisión en tensión de 220 Kv (que entonces eran las líneas de mayor tensión) no superaban los 4.000 kilómetros (Castillo, 2020).

La privatización del sistema eléctrico fue concebida como la única solución viable para que el suministro de energía eléctrica fuera capaz de acompañar el crecimiento de la inversión privada en otros sectores productivos. Se reconoció que el Estado no contaba ni con los recursos, ni con

la capacidad de gestión como para financiar y desarrollar los proyectos requeridos para la expansión del sistema. La atracción de la inversión privada extranjera requería del diseño de un nuevo marco normativo (Castillo, 2020).

Así es que, en 1992, se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley N° 25844, que determinó la división de las actividades del sector eléctrico en generación, transmisión y distribución, otorgándose concesiones y autorizaciones para dichas actividades, actuando el Estado como ente regulador. Dicho de otra forma, el Estado pasó de ser empresario a regulador (Osinermin, 2016). De esta manera, se buscó una mayor eficiencia en las operaciones del sector eléctrico con la participación del sector privado.

Uno de los hitos más notables alcanzados en la década de los 90 —a través de la promoción de la inversión privada— fue el desarrollo de la línea de transmisión troncal de 220 kV Mantaro-Socabaya. El proyecto fue adjudicado en 1998, bajo la vigencia 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 por Decreto Supremo N° 59-96-PCM (en adelante, el TUO de Concesiones) y fue puesto en operación en el año 2000, conectando el Sistema Centro Norte con el Sistema del Sur, estableciendo así, formalmente, el SEIN.

Por otro lado, en julio del 2006 se publicó la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, Ley N° 28832, la cual tiene como finalidad: i) asegurar la suficiencia de generación eficiente que reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de precios y a los riesgos de racionamiento prolongado por falta de energía, asegurando al consumidor final una tarifa eléctrica más competitiva; y ii) reducir la intervención administrativa para la determinación de los precios de generación mediante soluciones de mercado, entre otros objetivos.

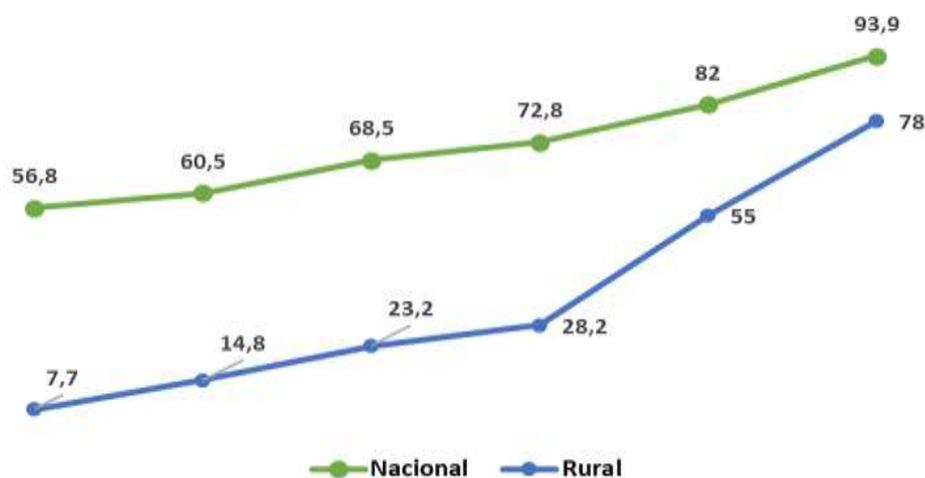
En concreto, la Ley N° 28832 apuntó a planificar la expansión del sistema de transmisión para incrementar la inversión privada en el mismo de forma ordenada. Es esta norma la que introduce el concepto del Plan de Transmisión y lo define como el estudio bienal preparado por el COES con la participación de los distintos agentes del mercado eléctrico, revisado por Osinermin y aprobado por el Minem. Según la definición de la Ley N° 28832, el Plan de Transmisión identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de diez años. El Plan de Transmisión recomienda las obras de transmisión tomando en cuenta diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la

demanda futura, el cronograma de ejecución y la asignación de las compensaciones para su remuneración. El conjunto de obras o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión constituyen el “Sistema Garantizado de Transmisión” y los “Proyectos Vinculantes” son aquellos cuyas actividades de ejecución deben de iniciarse dentro del periodo de vigencia de cada Plan de Transmisión (i.e. dos años).

En el año 2006 también se aprobó el Plan Transitorio de Transmisión para el periodo 2007 - 2008. Posteriormente, en mayo de 2007 entró en vigencia el Reglamento de Transmisión, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 027-2007-EM, el mismo que estableció los criterios para la elaboración de los subsecuentes planes de transmisión.

La relevancia de la inversión privada en la expansión del sistema eléctrico nacional y la reducción de la brecha de acceso a energía se sintetiza con contundencia en las siguientes cifras: en 1993 el coeficiente de electrificación nacional era de 56,8% (el rural era apenas de 7,7%) mientras que, en 2015, el mismo coeficiente era de 93,8% (el rural alcanzó el 78,0%) (Osinergmin, 2016). Estas mismas cifras al cierre de 2015 fueron empleadas como línea base en el Plan Estratégico Multianual (Pesem) del Sector Energía y Minas para el periodo 2016 - 2025³. De acuerdo con el informe de evaluación de resultados del mencionado Pesem preparado en octubre de 2022, el coeficiente de electrificación nacional al cierre de 2017 ascendía a 95% (el mismo informe especifica que no se cuenta con información para dicho indicador respecto de ejercicios posteriores) y el coeficiente de electrificación rural al cierre de 2021 ascendía a 84,2%.

Gráfico 1. Evolución del coeficiente de electrificación nacional 1993-2021



Fuente: Osinergmin 2016; elaboración: propia

³ El horizonte del Pesem del Sector Energía y Minas fue ampliado al 2025 mediante Resolución Ministerial N° 163-2020-MINEM/DM.

Complementando lo anterior, el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Públicas Privadas (IMIAPP) del Minem para el periodo 2023-2026 indica que al cierre del año 2022: (i) la potencia efectiva instalada de generación ascendía a 11.942 MW (siendo la potencia firme 10.918 MW); (ii) la máxima demanda a 7.631 MW; y (iii) el margen de reserva 3.287 MW o el 43% de la demanda máxima. Por otro lado, el mismo instrumento de planeamiento del Minem indica que, al cierre del año 2022, el SEIN contaba con un total de 2.878.66 kilómetros de líneas de transmisión en tensión de 550 kV y 13.471.52 kilómetros de líneas de transmisión en tensión de 220 Kv, además de 4.977.92 kilómetros de líneas en tensión de 138 kV y 7.879,42 kilómetros de líneas en tensión menor a 75 kV.

2. Problema de investigación

2.1 Situación problemática

De acuerdo con el análisis realizado respecto de los Planes de Transmisión cuyos Proyectos Vinculantes fueron adjudicados durante el periodo 2007–2023 (ver anexo 1), se evidencia que existen retrasos en la puesta en operación comercial de los mismos. Estos retrasos pueden comprometer el desempeño del SEIN al impedir el ingreso de nuevas centrales de generación eléctrica y generar sobrecargas en la infraestructura de transmisión operativa a la fecha.

Conviene precisar que ciertos Proyectos Vinculantes que califican como “Refuerzos” según la ley Ley N° 28832⁴ y el Reglamento de Transmisión⁵ no fueron encargados a Proinversión para su licitación, toda vez que los agentes a cargo de la operación de las respectivas instalaciones ejercieron su derecho de preferencia para ejecutar los Refuerzos directamente de conformidad con lo establecido en el artículo 22.2 (b) de la Ley N° 28832 y en el artículo 7 del Reglamento de Transmisión. Por lo tanto, los mencionados Proyectos Vinculantes no fueron incorporados al Proceso de Adjudicación PV y, consecuentemente, no fueron incluidos en el análisis de la situación problemática.

2.2 Proyectos adjudicados bajo cada Plan de Transmisión

⁴ Según el artículo 1 numeral 26 de la Ley N° 28832 los “Refuerzos” son definidos como las instalaciones realizadas por un concesionario sobre redes y subestaciones en operación, destinadas 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 aquellas necesarias 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 que superen los montos de inversión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

⁵ De acuerdo al artículo 5 del Reglamento de Transmisión, para que una instalación de transmisión califique como Refuerzo, el monto global de inversión no debe superar la suma de treinta millones de dólares de los Estados Unidos de América para instalaciones de hasta 220 kV y de sesenta millones de dólares de los Estados Unidos de América para instalaciones de 500 kV.

El Plan Transitorio de Transmisión 2007-2008 se aprobó en el año 2006 mediante Resolución Ministerial N° 552-2006-MEM/DM considerando inicialmente dos proyectos vinculantes. Durante su periodo de vigencia, se incorporaron al mencionado plan nueve proyectos adicionales, sumando un total de once proyectos, en los que el Proceso de Adjudicación PV fue encargado a Proinversión.

Tabla 1. Plan Transitorio de Transmisión 2007-2008

Proyectos vinculantes	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión (o de incorporación al Plan de Transmisión)	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV
Proyecto N° 01: Línea de Transmisión Chilca - Planicie - Zapallal 220 kv o 500 kv⁶	Noviembre 2006 RM N° 552-2006-MEM/DM	Setiembre 2008	22 meses
Proyecto N° 02: Línea de Transmisión Machupicchu - Cotaruse⁷	Noviembre 2006 RMI N° 552-2006-MEM/DM	Agosto 2008	21 meses
Proyecto N° 03: Línea de Transmisión Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca - Cerro Corona - Carhuaquero⁸	Marzo 2007 RM N° 143-2007-MEM/DM y RM N° 400-MEM/DM	Junio 2008	15 meses
Proyecto N° 04: L.T. Mantaro - Caravelí - Montalvo⁹	Marzo 2007 RM N° 143-2007-MEM/DM	Agosto 2008	17 meses
Proyecto N° 05: Reforzamiento del Sistema Norte con un segundo círculo de transmisión entre Talara y Piura.¹⁰	Marzo 2007 RM N° 143-2007-MEM/DM	Agosto 2010	41 meses
Proyecto N° 06: Línea de Transmisión Tintaya - Socabaya en 220 KV y Subestaciones Asociadas¹¹.	Setiembre 2008	Setiembre 2010	24 meses

⁶ Primer Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión - RM N° 552-2006-MEM/DM

⁷ Segundo Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión - RM N° 552-2006-MEM/DM

⁸ LT incluida en Plan Transitorio de Transmisión por RM 143-2007-MEM/DM y 400-MEM/DM, antes denominado: Línea de Transmisión Vizcarra - Huallanca – Cajamarca – Carhuaquero -(RM N° 143.2007-MEM/DM), LT fue licitada en conjunto con LT Carhuamayo - Paragsha y LT Paragsha Vizcarra de la RM N° 400.2007-MEM/DM

⁹ Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante RM N° 143-2007.MEM/DM, bajo el nombre de “Reforzamiento de la Interconexión Centro - Sur”

¹⁰ Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante RM N° 143-2007.MEM/DM

¹¹ Incorporado al Plan Transitorio de Transmisión mediante RM N°418.2008-MEM/DM

	RM N° 418-2008-MEM/DM		
Proyecto N° 07: Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro - Norte Medio en 500 KV. ¹²	Marzo 2009 RM N° 159-2009-MEM/DM	Febrero 2010	11 meses
Proyecto N° 08: L.T Chilca - Marcona - Caravelí ¹³	Marzo 2009 RM N° 159-2009-MEM/DM	Julio 2010	15 meses
Proyecto N° 09: Línea 220 KV Machupicchu - Abancay - Cotaruse ¹⁴	Enero 2010 RM N° 024-2010-MEM/DM	Diciembre 2010	11 meses
Proyecto N° 10: L.T. Trujillo - Chiclayo en 500 KV ¹⁵	Julio 2010 RM N° 285-2010-MEM/DM	Mayo 2011	10 meses
Proyecto N° 11: L.T. Carhuaquero - Cajamarca - Caclic - Moyobamba en 220 KV ¹⁶	Enero 2011 RM N° 029-20101-MEM/DM	Marzo 2013	26 meses

Fuente: Osinergmin, 2023.
Elaboración propia

En la tabla 1, se puede observar que el Proceso de Adjudicación PV de los mencionados proyectos tomó un tiempo promedio de veinte meses, contabilizando desde la aprobación del Plan de Transmisión hasta la suscripción del contrato de concesión.

El primer **Plan de Transmisión 2011-2020** (aprobado con Resolución Ministerial N° 213-2011-MEM/DM), incluye dos Proyectos Vinculantes y uno de ellos fue encargado a Proinversión para su licitación, cuyo proceso tomó un tiempo de veintiséis meses (ver tabla 2).

¹² Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante RM N° 159.2009-MEM/DM.

¹³ Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante RM N° 159.2009-MEM/DM, bajo el nombre de: "Refuerzo de la Interconexión Centro-Sur Medio-Sur en 500 kV" - L.T, Chilca-Marcona-Caravelí", Configurado como "L.T, Chilca-Marcona-Caravelí" mediante RM N° 24.2010-MEM/DM.

¹⁴ Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante RM N° 024.2010-MEM/DM, La LT de 220 Kv Machupicchu - Cotaruse tuvo un retraso inicial por un dictamen de No Compatibilidad emitido por el Sernanp. Este retraso fue de dos años.

¹⁵ Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante Resolución Ministerial N° 285-2010-MEM/DM.

¹⁶ Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante RM N° 285-2010-MEM/DM y modificado por R M N° 029-2011-MEM/DM.

Es oportuno hacer un comentario específico a la línea de transmisión Moyobamba - Iquitos y subestaciones asociadas (ver tabla 2), la cual fue adjudicada en junio del año 2014. Hasta la fecha, el mencionado Proyecto Vinculante no ha entrado en operación, toda vez que la construcción de esta infraestructura atraviesa áreas naturales protegidas (ANP) de la Amazonía peruana y pueblos indígenas u originarios en situación de aislamiento y contacto inicial (Piaci). Estos elementos han generado conflictos socio-ambientales ocasionando que el citado proyecto sea inviable ambiental y socialmente, por lo que se ha considerado excluirlo del análisis de la presente investigación.

Tabla 2. Plan de Transmisión 2011–2012

Proyectos vinculantes	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV
Proyecto N° 01: LT 220 KV Machupicchu - Quencoro - Onocora y Subestaciones Asociadas	Abril 2011 RM N° 213-2011-MEM/DM	Junio 2013	26 meses
Proyecto N° 02: LT 220 KV Moyobamba - Iquitos y Subestaciones Asociadas	Abril 2011 RM N° 213-2011-MEM/DM1	Octubre 2014	42 meses

Fuente: Osinergmin, 2023.
Elaboración propia

En lo que respecta al segundo **Plan de Transmisión 2013-2022**, el mismo que fue aprobado con Resolución Ministerial N° 583-2012-MEM/DM en el año 2012, contiene doce proyectos vinculantes, de los cuales tres se encargaron a Proinversión, y fueron adjudicados en un plazo promedio de veintiséis meses desde la aprobación del Plan de Transmisión.

Tabla 3. Plan de Transmisión 2013-2022¹⁷

Proyectos Vinculantes	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV
------------------------------	--	-----------------------------------	--

¹⁷ Este Plan de Transmisión también incluyó el proyecto de interconexión internacional con Ecuador “Piura Nueva - Frontera”, el mismo cuyo proceso de adjudicación recién concluyó en 2023. Dadas las particularidades involucradas en los proyectos ejecutados en dos territorios nacionales en lo que respecta a su formulación y estructuración (siendo “Piura Nueva - Frontera” el primero encargado a Proinversión) hemos optado por excluir este proyecto de nuestro estudio de tiempos para evitar una distorsión en el análisis.

Proyecto N° 01: Línea de Transmisión 500 KV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asoc¹⁸.	Diciembre 2012 RM N° 583-2012- MEM/DM	Setiembre 2013	12 meses ¹⁹
Proyecto N° 02: Primera etapa de la Subestación Carapongo	Diciembre 2012 RM N° 583-2012- MEM/DM	Noviembre 2015	35 meses
Proyecto N° 03: Línea de Transmisión 220 KV Azángaro - Juliaca - Puno y Subestaciones Asoc.	Diciembre 2012 RM N° 583-2012- MEM/DM	Junio 2015	30 meses

Fuente: Osinergmin, 2023.
Elaboración propia

El tercer **Plan de Transmisión 2015-2024** contiene dieciséis Proyectos Vinculantes, de los cuales cinco proyectos fueron encargados a Proinversión y cuatro de ellos²⁰ se adjudicaron en un plazo promedio de 37 meses, como se puede apreciar en la tabla 4.

Tabla 4. Plan de Transmisión 2015-2024

Proyectos Vinculantes	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV
Proyecto 1: L.T. Aguaytía-Pucallpa 138 kV (segundo circuito)	Diciembre 2014 RM N° 575-2014- MEM/DM	Setiembre 2017	33 meses
Proyecto 2: Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas	Diciembre 2014 RM N° 575-2014- MEM/DM	Enero 2018	37 meses
Proyecto 3: Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas	Diciembre 2014 RM N° 575-2014- MEM/DM	Enero 2018	37 meses

¹⁸ Este proyecto, tiene la particularidad de que fue encargado a Proinversión antes de la aprobación del Plan de Transmisión, debido a que, mediante comunicación COES/D-124-2012 de 21 de junio de 2012, el COES presentó al Minem el Informe COES/DP-SPL-06-2012, con el "Análisis de la Necesidad de Ingreso al SEIN del Segundo Circuito Centro - Sur en 500 kV para el año 2016", en el que recomendó priorizar la implementación de la Línea de Transmisión 500kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo para que su ingreso al SEIN se dé en la fecha más cercana posible.

¹⁹ Para este caso, el cálculo del plazo se realiza desde la fecha de encargo a Proinversión.

²⁰ Cabe mencionar que el Proyecto Vinculante referido a la S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV del PT 2015-2025 fue integrado a un Proyecto Vinculante del Plan de Transmisión 2019-2028. Mediante Oficio N° 14-2019/Proinversión/DPP/EL, Proinversión solicita al Minem integrar este Proyecto Vinculante con el Enlace 220 kv Reque – Carhuaquero, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas. Posteriormente, mediante Oficio N° 1964-2019-MINEM/DGE de diciembre 2019, el Minem acepta dicha incorporación.

Proyecto 4: L.T. Tintaya -Azángaro 220 kV (1 circuito)	Diciembre 2014 RM N° 575-2014- MEM/DM	Febrero 2018	38 meses
---	---	--------------	----------

Fuente: Osinergmin, 2023.
Elaboración propia

El **cuarto Plan de Transmisión 2017-2026** se aprobó con seis Proyectos Vinculantes, de los cuales tres proyectos fueron encargados a Proinversión y se adjudicaron en un plazo de 38 meses promedio (ver tabla 5).

Tabla 5. Plan de Transmisión 2017 - 2026

Proyectos Vinculantes	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV
Proyecto 1: Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Diciembre 2016 Resolución Ministerial 562-2016-MEM/DM	Febrero 2020	38 meses
Proyecto 2: Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas	Diciembre 2016 Resolución Ministerial 562-2016-MEM/DM	Febrero 2020	38 meses
Proyecto 3: Enlace 220 kV Tingo Maria - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Diciembre 2016 Resolución Ministerial 562-2016-MEM/DM	Febrero 2020	38 meses

Fuente: Osinergmin, 2023.
Elaboración propia

El quinto **Plan de Transmisión 2019-2028** contiene nueve Proyectos Vinculantes, de los cuales dos proyectos fueron encargados a Proinversión y se adjudicaron en un plazo de 47 meses, tal como se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla 6. Plan de Transmisión 2019-2028

Proyectos Vinculantes	Fecha de aprobación de Plan de Transmisión	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV
Proyecto 2: Enlace 220 Kv Reque - Nueva Carhuaquero	Diciembre 2018 - RM N° 540-2018-MEM/DM	Noviembre 2022	47 meses

Proyecto 8: SE Nueva Tumbes 220/60 kV - LT 60 kV Nueva Tumbes	Diciembre 2018 - RM N° 540-2018-MEM/DM	Noviembre 2022	47 meses
--	---	-----------------------	----------

Fuente: Osinergmin, 2023.
Elaboración propia

El sexto **Plan de Transmisión 2021-2030** fue aprobado con once Proyectos Vinculantes, encargándose a Proinversión nueve proyectos, de los cuales tres fueron adjudicados en un plazo de veintinueve meses, cuatro fueron adjudicados en 35 meses y dos fueron adjudicados en un plazo de 37 meses.

Tabla 7. Plan de Transmisión 2021-2030

Proyectos Vinculantes	Fecha de aprobación de Plan de Transmisión	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV
Proyecto 1: Enlace 500 kV Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo	Diciembre 2020 - RM N° 422-2020-MEM/DM	Ene 2024	37 meses
Proyecto 2: Enlace 500 kV Celendín - Piura	Diciembre 2020 - RM N° 422-2020-MEM/DM	Ene 2024	37 meses
Proyecto 3: Enlace 500 kV San José - Yarabamba	Diciembre 2020 - RM N° 422-2020-MEM/DM	Nov 2023	35 meses
Proyecto 5: Ampliación Subestación Poroma	Diciembre 2020 - RM N° 422-2020-MEM/DM	Mayo 2023	29 meses
Proyecto 6: Enlace 220 kV Ica - Poroma	Diciembre 2020 - RM N° 422-2020-MEM/DM	Mayo 2023	29 meses
Proyecto 8: ITC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán	Diciembre 2020 - RM N° 422-2020-MEM/DM	Nov 2023	35 meses
Proyecto 9: ITC SE Lambayeque Norte	Diciembre 2020 - RM N° 422-2020-MEM/DM	Nov 2023	35 meses
Proyecto 10: ITC Enlace 220 kV Cállic Jaen Norte	Diciembre 2020 - RM N° 422-2020-MEM/DM	Mayo 2023	29 meses
Proyecto 11: Enlace 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte	Diciembre 2020 - RM N° 422-2020-MEM/DM	Nov 2023	35 meses

Fuente: Osinergmin, 2023.
Elaboración propia

Como se puede observar, la situación problemática se enfoca en los siete planes de transmisión cuyos Proyectos Vinculantes fueron adjudicados dentro del periodo 2007-2023.

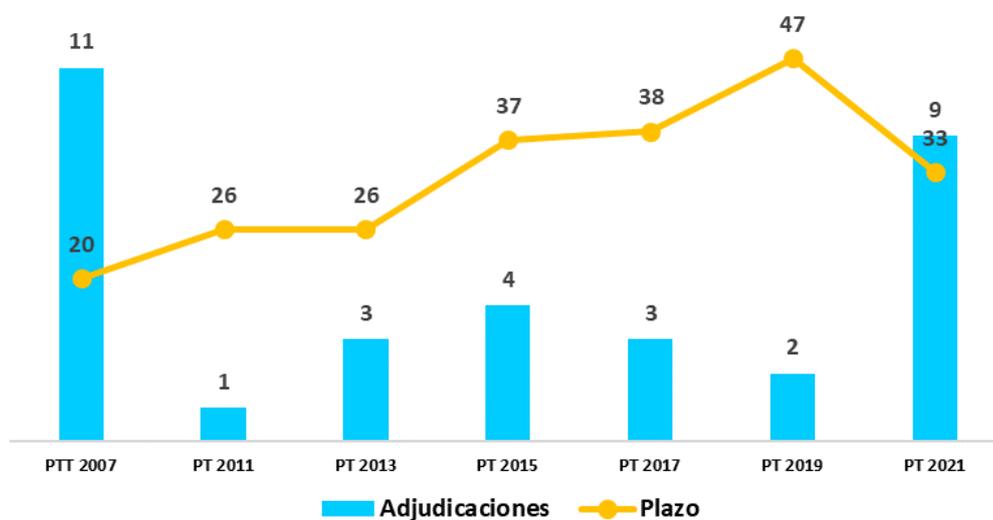
Tabla 8. Resumen de los planes de transmisión

Planes de Transmisión (PT)	Números de Proyectos Vinculantes (PV)	Número de proyectos encargados a Proinversión	Número de Proyectos adjudicados	Tiempo Promedio
PT 2007	11	11	11	20 meses
PT 2011	2	2	1	26 meses
PT 2013	12	3	3	26 meses
PT 2015	16	5	4	37 meses
PT 2017	6	3	3	38 meses
PT 2019	9	2	2	47 meses
PT 2021	11	9	9	33 meses

Fuente: Osinergmin, 2023.
Elaboración propia

Así, del análisis del Proceso de Adjudicación PV dentro del periodo 2007-2023, se aprecia en la tabla 8 que a partir del 2015 se incrementaron los plazos de adjudicación. El Proceso de Adjudicación PV pasó de tomar un tiempo aproximado de veinticuatro meses en el periodo 2007-2014 a tomar un plazo promedio de 38.7 meses para el periodo 2015-2023 (ver gráfico 2).

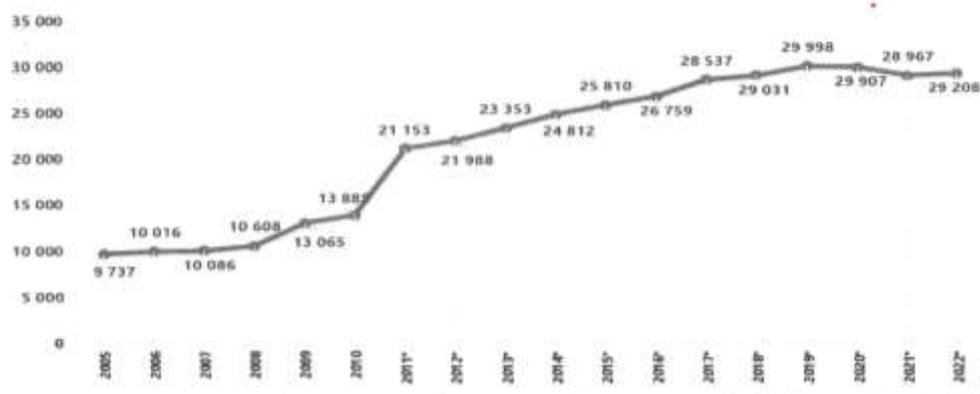
Gráfico 2. Análisis del Proceso de Adjudicación PV, periodo 2007-2023



Fuente: Osinergmin, 2023.
Elaboración propia

A partir de la tabla 8 y en el gráfico 3 se evidencia que durante el periodo 2007-2014, Proinversión adjudicó quince Proyectos Vinculantes, lo cual coincide con un pico de crecimiento de la infraestructura de transmisión, pues de 10.086 km en el año 2007 se pasó a más de 25.000 km de líneas de transmisión en el año 2015, un incremento de más del 100% (ver gráfico 3). En contraste, a partir del periodo 2015 hasta el año 2022, la infraestructura de transmisión se incrementó un 9,14% pasando de 26.759 km a 29.208 km.

Gráfico 3. Crecimiento del sistema de transmisión 2005-2022



Fuente: IMIAPP, 2023

2.3 Problema de investigación

El problema de investigación está enfocado en los retrasos asociados a las fases de planeamiento y programación, formulación, estructuración y transacción del proceso de adjudicación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión.

3. Objetivos

3.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo de investigación es el de identificar los factores que generan retrasos en el Proceso de Adjudicación PV y, empleando la metodología de la Norma Técnica *Implementación de la Gestión por Procesos en las entidades de la Administración Pública*, ofrecer una propuesta de mejora para dicho proceso con la finalidad de contar con un suministro de energía eléctrica seguro y sostenible.

3.2. Objetivos específicos

1. Identificar, vía un análisis de causa-efecto, los factores de retraso asociado a las fases de planeamiento y programación, formulación, estructuración y transacción del proceso de adjudicación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión.
2. Establecer una propuesta de mejora materializada en un procedimiento simplificado del proceso de adjudicación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, considerando la metodología de la Norma Técnica *Implementación de la Gestión por Procesos en las entidades de la Administración Pública*.

4. Justificación

La relevancia de proponer una mejora que agilice el Proceso de Adjudicación PV está principalmente asociada al adecuado y eficiente funcionamiento del SEIN con el objetivo de: i) expandir el sistema de transmisión y brindar acceso de energía a todos los ciudadanos; ii) evitar la congestión del SEIN y que el mismo opere al menor costo posible; iii) asegurar la conexión de más centrales de generación eléctrica, sobre todo energías renovables no convencionales, para contribuir con el cumplimiento de las metas climáticas nacionales de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero; y, iv) al cumplimiento de múltiples objetivos de política pública.

4.1. Expansión del sistema de transmisión

La PNE tiene como visión contar con un sistema energético que satisface la demanda nacional, así que prioriza como lineamiento de política “la construcción de sistemas de transmisión que garanticen la seguridad y confiabilidad del sector eléctrico” con el objetivo de brindar acceso universal de suministro eléctrico.

El Pesem 2016-2025 ha definido como Objetivo Estratégico Sectorial I (OES-I) el incrementar el desarrollo económico del país mediante el aumento de la competitividad del sector minero-energético. En esa línea, el Plan Operativo Institucional (POI) al año 2023, aprobado mediante Resolución Ministerial N457-2022-MEM/DM, tiene como indicador para dar seguimiento al Objetivo Estratégico Institucional II (OEI II) (i.e. Garantizar el abastecimiento energético eficiente y diversificado para las empresas y la población), el porcentaje de proyectos encargados, licitados y adjudicados identificados en el Plan de Transmisión.

El IMIAPP del Minem para el periodo 2023-2026 indica textualmente que “para garantizar el crecimiento del sistema y continuidad del suministro, el sistema de transmisión debe ser robusto y confiable, con capacidad suficiente para transmitir la energía requerida para atender la demanda

actual y la proyectada.” Entre las principales necesidades identificadas por el COES en el Plan de Transmisión correspondiente al periodo 2023-2032 se encuentran: (i) la necesidad de reforzamiento en la zona centro del País, lo cual implica ampliar la capacidad de suministro a la zona centro (sur medio); (ii) la necesidad de reforzamiento de la transmisión en la zona norte del país, mediante la implementación de nuevas líneas, reducción de la congestión y fortalecimiento de la complementariedad energética con el Ecuador; y (iii) en la zona sur se ha identificado la necesidad de mejorar la confiabilidad y control de tensiones.

4.2. Evitar la congestión del SEIN

El Informe de Diagnóstico del Plan de Transmisión correspondiente al periodo 2023-2032 identifica los siguientes riesgos para el SEIN en el corto plazo en escenarios de contingencia de no entrar en operación antes del año 2026 los Proyectos Vinculantes incluidos en dicha versión del Plan de Transmisión: i) colapso de tensión sistémico de la Zona Norte, ii) colapso de tensión sistémico de la Zona Sur y iii) colapso local de la Zona Ayacucho.

En el anexo 3 presentamos el detalle del diagnóstico antes mencionado incluyendo apreciaciones actualizadas contenidas en el Informe Preliminar de Diagnóstico del Plan de Transmisión correspondiente al periodo 2025-2034.

4.3. Asegurar la conexión de más centrales de generación eléctrica

El desarrollo y operatividad de los proyectos de líneas de transmisión aseguran la conectividad de más centrales de generación eléctrica, sobre todo las que provienen de fuentes de energías renovables no convencionales, contribuyendo a la reducción de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) del sector energía. Según el Banco Interamericano de Desarrollo - BID (BID, 2021), para lograr la transformación de la matriz eléctrica²¹ y un crecimiento con bajas emisiones de GEI al 2050 se requiere del respaldo de redes de transmisión.

La PNE establece como Objetivo 1 (O1) contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética. Por otro lado, las Contribuciones Nacionalmente Determinadas (NDC, por sus siglas en inglés) del Perú actualizadas al 2020 y presentadas ante la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC), tiene como meta reducir 40% de emisiones de GEI al 2030, pudiendo emitir como

²¹ La “Transformación de la matriz eléctrica” alude al aumento de las energías renovables a la matriz eléctrica producto de una mayor inserción de las fuentes de energía renovable y de un menor uso de combustibles fósiles para producir energía primaria. BID, 2021.

máximo 179.0 MtCO₂eq. Para lograr dicha meta se debe aumentar la participación de energías renovables en un 6.8%²² y disminuir la quema de combustibles fósiles. Es así que, la oportuna ejecución de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión contribuye al cumplimiento de objetivos prioritarios de la Política Nacional Energética y, al mismo tiempo, de las metas climáticas nacionales de lograr la Carbono Neutralidad al 2050 con la promoción de energías renovables no convencionales.

A modo de ejemplo, en el Plan de Transmisión 2023-2032, específicamente en el capítulo que analiza el Sistema Troncal de Transmisión, se estima que la generación RER eólica en la zona de Poroma - Marcona hacia el 2032 podría alcanzar los 3000 MW. En este escenario de máxima generación RER eólica, la capacidad del enlace existente en Poroma-Chilca resultaría insuficiente generando congestión de hasta 80%. Este riesgo de congestión se solucionaría con la Nueva Subestación “Hub” Poroma (primera etapa) y Enlace 500 Kv “Hub” Poroma-Colectora (incluido como Proyecto Vinculante bajo el Plan de Transmisión 2023 - 2032).

4.4. Cumplimiento de múltiples políticas públicas

En línea con lo anterior, la posibilidad de permitir el ingreso de fuentes de generación renovable al SEIN es determinante en la eficiencia del suministro de energía eléctrica. Como señala la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) en el reporte World Energy Outlook 2022, la eficiencia energética es una herramienta indispensable para múltiples objetivos de política pública, al reducir la presión tarifaria en los consumidores finales y su exposición a la volatilidad en los precios de los combustibles fósiles, eliminar la dependencia en la importación de dichos combustibles y contribuir al crecimiento económico y de los niveles de empleo.

En efecto, en el anexo 4 presentamos un análisis de consistencia del Plan de Transmisión con distintos objetivos de política pública contenidos en políticas y planes del Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico (Sinaplan).

A modo de ejemplo, el Plan Estratégico de Desarrollo Nacional al 2050, aprobado mediante Decreto Supremo N° 095-2022-PCM, propone que al 2050 “... hemos logrado un desarrollo inclusivo, en igualdad de oportunidades, competitivo y sostenible en todo el territorio nacional, ...” Relacionado a ello, como Acción Estratégica 2.6.5 (AE 2.6.5) del Objetivo Específico 2.6,

²² Responde a la medida de mitigación del sector Energía: “Combinación de Energías Renovables” (ECE1). Se puede apreciar en el siguiente enlace: <https://www.gob.pe/institucion/minam/informes-publicaciones/357226-catalogo-de-medidas-de-mitigacion>

se ha planteado “Promover las inversiones en el sistema eléctrico nacional, con energías renovables, para fortalecer su resiliencia y capacidad de transmisión eléctrica a nivel nacional”.

Asimismo, el Plan Nacional de Infraestructura Sostenible para la Competitividad 2022-2025 (en adelante, PNISC) identifica como “proyectos priorizados” los enlaces de 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo y Nueva Yanango - Nueva Huánuco (y subestaciones asociadas), ambos incluidos como Proyectos Vinculantes bajo el Plan de Transmisión 2015-2024. De acuerdo con el PNISC, el primero de estos proyectos refuerza la transmisión en la zona centro del país, así como la evacuación de la generación excedente de Mantaro hacia Lima. La puesta en operación comercial del mismo fue declarada el 26 de julio de 2023 y tomada en cuenta por Osinergmin para la fijación de tarifas del SEIN, que entró en efecto desde el 4 de agosto de 2023 con una reducción tarifaria en promedio de 5,06% para los usuarios domiciliados y de 5,45% para los usuarios comerciales e industriales²³.

5. Delimitación y limitaciones

5.1. Delimitaciones

Nuestro objetivo de investigación solo se enfocó en las fases de planeamiento y programación, formulación, estructuración y transacción del Proceso de Adjudicación PV (que concluyen con la suscripción del contrato de concesión de transmisión). Si bien reconocemos que las demoras en la puesta en operación de las instalaciones de transmisión también se deben a retrasos asociados a la fase de ejecución contractual, no desarrollaremos esa perspectiva del problema.

Por otro lado, nuestro objeto de estudio no profundizará en la regulación de aspectos tarifarios del SEIN, ni en el diseño de los procesos de promoción de inversión privada de los proyectos de generación eléctrica. Este estudio tampoco se enfocará en el Plan de Inversiones en Transmisión, el mismo que se ocupa de aquellos proyectos de transmisión eléctrica que no forman parte del Sistema Garantizado de Transmisión y que no se originan por iniciativa estatal.

Desde un punto de vista temporal, nuestro análisis estará enfocado en los Proyectos Vinculantes adjudicados desde el año 2007 (Plan Transitorio de Transmisión) hasta el año 2024 (Plan de Transmisión 2021-2030).

5.2. Limitaciones

²³ Fuente: <https://revistaenergia.pe/tarifas-electricas-5/>

Bajo el amparo del Texto Único Ordenado de la Ley N°. 27806, Ley de Transparencia y de Acceso a la Información Pública, solicitamos acceso al libro blanco y acervo documentario de los Proyectos Vinculantes adjudicados desde la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1224 en el año 2015. Cabe mencionar que nuestro acceso a dicha información fue parcial en la medida que los Informes de Evaluación y los Informes de Evaluación Integrados para estos proyectos fueron caracterizados como “información confidencial” conforme a lo dispuesto en la Primera Disposición Complementaria y Final del Texto Único Ordenado del Decreto Legislativo N° 1362 y el artículo 36.3 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362.

Asimismo, si bien nuestro objetivo fue entrevistar a un representante de un agente con una participación relevante en el segmento de generación eléctrica, el funcionario de desarrollo comercial de Kallpa Generación S.A. (que fue contactado para este propósito) declinó nuestra invitación.

Capítulo III. Marco teórico

1. Enfoque teórico

1.1. Asociaciones público-privadas como instrumento para el cierre de brechas de infraestructura eléctrica

De acuerdo con el BID, América Latina y el Caribe presentan grandes desafíos en la provisión de servicios de infraestructura pública, los cuales derivan en gran medida por las limitaciones presupuestales y capacidades técnicas de los diferentes países. Es decir, el Estado no siempre está en la capacidad de financiar y gestionar proyectos públicos de inversión en infraestructura y servicios, por lo que a menudo lo hace en colaboración con el sector privado (BID, 2020).

Ante ello, el BID, 2017, señala que, las asociaciones público-privadas (APP) nacen como una herramienta para la atracción de la inversión privada para la provisión de servicios de infraestructura pública o “un modelo de suministro, que puede ayudar a superar algunos problemas tradicionales relacionados con el suministro público y reducir la brecha existente en infraestructura”.

Asimismo, según el Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), mediante las APP, el privado “asume un riesgo inherente a la realización de la infraestructura que permanece en un horizonte de largo plazo”, por lo que las inversiones requieren de entornos que proporcionen estabilidad (CAF, 2017).

Por su parte, Maria Vagliasindi en un estudio para el Banco Mundial en el 2013, comenta sobre la importancia de las APP, señalando que, esta forma de alianza, en la que la inversión privada asume la mayor parte del financiamiento de la infraestructura, puede aliviar los presupuestos estatales y contribuir a la transferencia de capacidades y *know-how*. Este alivio del presupuesto permite a los Estados a invertir en proyectos o programas que resultan menos atractivos para la inversión privada.

En ese mismo estudio la autora comenta, basándose en un reporte de la IEA, que la inversión estimada para reducir las emisiones de GEI en el sector energía en un 50% (comparado con los niveles existentes en el año 2005) hacia el año 2050, asciende a 9,3 billones de dólares de los Estados Unidos de América durante el periodo de 2010-2050. De este monto total, se estimó que solo la inversión en infraestructura de transmisión requeriría de 1.7 billones de dólares americanos.

En su reporte titulado *World Energy Outlook 2022*, la IEA actualiza las cifras sobre los requerimientos de inversión en el mediano plazo indicando que, para alcanzar la carbono neutralidad en el año 2050, se requieren inversiones en energías limpias en el monto de 4 billones de dólares durante el periodo que concluye en el año 2030. En el mismo documento se reconoce que, si bien los Estados deben tomar el liderazgo a través del planeamiento estratégico, las necesidades de capital superan largamente sus capacidades presupuestarias, para lo cual resulta de vital importancia incentivar la inversión privada.²⁴

El presente trabajo de investigación parte del supuesto que las APP contribuyen a cerrar la brecha de infraestructura pública, en especial las asociadas al sector eléctrico como la construcción y operación de las líneas de transmisión eléctrica, dado que, “la entrega de bienes públicos de infraestructura energética requiere elevadas inversiones de capital” (CAF, 2017), costos que el Estado no puede cubrir por sí solo, debido, entre otros, a restricciones presupuestarias, lo cual limita el acceso universal a los servicios básicos, impidiendo cumplir con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, definidos por Naciones Unidas (BID, 2020).

1.2. Las APP autofinanciadas y de iniciativa estatal

El presente trabajo de investigación se enfoca únicamente en las APP autofinanciadas y de iniciativa estatal, siendo esta última “el resultado de un proceso público de planeación y demuestra un flujo de ingresos suficiente para sostener la inversión necesaria” (BID, 2016).

Cabe señalar que existe una distinción entre proyectos de iniciativa estatal con y sin recursos públicos, en función de que requieran o no desembolsos por parte del Estado. En los supuestos en que el Estado no realiza ningún desembolso o pago al privado, podemos decir que el proyecto es autofinanciado por el privado (CAF, 2018). Si bien el Estado no realiza ningún pago, el proyecto se autofinancia por las tarifas y/o peajes que pagan los usuarios de dicho servicio, siendo proyectos financieramente sostenibles (Nalvarte, 2021).

En el caso específico de las APP autofinanciables, el BID, 2020, las define como un modelo de contratación de APP en donde la inversión inicial es financiada en su totalidad con recursos privados, ya que la demanda esperada permite generar ingresos suficientes para cubrir la inversión en su totalidad incluyendo sus costos financieros y el rendimiento al capital, los gastos de operación y de mantenimiento. Una de las principales diferencias entre una APP y una obra

²⁴ Si bien esta cifra de inversión no ha sido actualizada en el *World Energy Outlook 2023*, en este reporte se indica que, a la fecha de publicación del mismo (octubre 2023), existían aproximadamente ochenta millones de kilómetros de redes eléctricas en el mundo y que, para poder alcanzar las metas de reducción de GEI en los distintos escenarios planteados por el reporte, esta infraestructura debe ser ampliada en un 18% a 20%.

pública tradicional radica en que, en la primera, existe la posibilidad de asignar la responsabilidad y el riesgo al sector privado de obtener los recursos para financiar la inversión en proyectos públicos de infraestructura.

Es así que un proyecto de inversión público-privada para la construcción y operación de una línea de transmisión eléctrica tiene la característica de ser iniciativa estatal y autofinanciada, toda vez que: i) responde a una planificación del sector eléctrico que se plasma en el Plan de Transmisión elaborado por el COES y aprobado por el Minem; y ii) el Estado no desembolsa ningún pago al privado, dado que, el proyecto es sostenible con las tarifas reguladas por Osinergmin que pagan los usuarios de la red eléctrica²⁵.

1.3. Operatividad de las líneas de transmisión para asegurar el aumento de energías renovables en el SEIN

A partir del Acuerdo de París en el año 2015, todos los países se comprometieron a reducir sus emisiones de GEI con el objetivo de contribuir a los esfuerzos globales por “limitar el aumento de temperatura a 1.5° C”. Para tal efecto, uno de los retos más grandes que tienen los países, sobre todo los países en desarrollo, es lograr transitar al uso de energías renovables, dejando de lado las energías altamente contaminantes.

Para garantizar la conexión de energías renovables al sistema eléctrico, se requiere contar con una adecuada infraestructura de transmisión eléctrica. Por ello, la CAF sostiene que “la expansión de la capacidad de la infraestructura de transporte de energía es esencial para asegurar la integración de la energía adquirida, y en especial de la energía renovable” (CAF, 2017). A su vez, la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) indica que los sistemas eléctricos deben proporcionar flexibilidad a la generación de energía, lo cual significa contar con sistemas de transmisión más sólidos, “el desarrollo de una red de transmisión bien planificada es de suma importancia para garantizar que la flexibilidad no solo esté disponible, sino que también sea accesible (Irena, 2018)”²⁶. Del mismo modo, el BID sostiene que para habilitar este tipo de tecnologías se necesitan redes de transmisión eléctricas que aumenten la flexibilidad (BID, 2021).

²⁵ Es importante precisar que es común que el segmento de transmisión eléctrica esté bajo regulación estatal toda vez que se busca que las tarifas eléctricas sean justas (BID, 2020).

²⁶ “Para transformar el Sistema de energía hacia uno dominado por la energía renovable, debe aprovecharse la flexibilidad en todas las partes del Sistema eléctrico. La flexibilidad del Sistema eléctrico abarca desde una generación más flexible hasta sistemas de transmisión y distribución más sólidos”. Irena, (2018).

En ese sentido, tanto el Minem, como ente rector del sector energía, y Osinergmin²⁷, como ente regulador de energía, fundamentan que es indispensable “contar oportunamente con infraestructura de transmisión a fin de viabilizar la inyección de la nueva oferta de energías renovables no convencionales que estén interesadas en ingresar al mercado (Osinergmin, 2019)”.

En este extremo, cabe resaltar la situación del mercado eléctrico de Chile²⁸ según lo reportado por Fitch Ratings, en donde se indica que la capacidad de transmisión no fue suficiente para asegurar la conectividad de las energías renovables al sistema eléctrico chileno.

Abundando en el tema, Vagliansindi (2013) señala que los inversionistas privados requieren de certeza regulatoria y técnica sobre la disponibilidad de infraestructura de transmisión que esté lista para asimilar fuentes de generación renovable a fin de tomar la decisión de financiar inversiones en el sector eléctrico. La autora elabora en la afirmación anterior indicando que el modelo de regulación de transmisión tradicional de corte reactivo (distinguiéndose del modelo planificado) no es conducente para las fuentes de energía renovable en la medida que introduce una gran incertidumbre regulatoria y técnica sobre la capacidad de transporte de energía eléctrica una vez que el recurso de generación es desarrollado (considerando que las distancias de transmisión entre los puntos de generación de energía renovable y las áreas de demanda pueden ser particularmente extensas).

Por ello, una premisa para el desarrollo de la presente investigación es que los proyectos de inversión público-privada para la construcción y operación de líneas de transmisión eléctrica contribuyen a la promoción y aumento de las energías renovables en el SEIN.

1.4. Gestión por procesos

La Ley Orgánica del Poder Ejecutivo, Ley N° 29158, establece como uno de los principios de servicio al ciudadano la simplicidad, que implica que “los procesos deben ser racionales y proporcionales a los fines que se persigue cumplir”.

²⁷ “Un aumento considerable en la participación de energías renovables puede imponer desafíos para el rendimiento de un sistema eléctrico interconectado. Los retos se relacionan con la falta de capacidad de las líneas de transmisión.” Osinergmin, 2019.

²⁸ El estudio preparado por Fitch analiza las restricciones en la capacidad de transmisión del sistema eléctrico chileno y las consecuencias de que el crecimiento de la capacidad de energía renovable de Chile haya superado la capacidad de transmisión y almacenamiento disponible. Costos Elevados y Congestión Erosionan Márgenes de Proyectos Eléctricos Chilenos, Fitch Ratings, Non-Rating Action Commentary, 2022.

Según la Ley Marco de Modernización de la Gestión del Estado, Ley N° 27658²⁹, la gestión pública tiene como finalidad “velar por la calidad de la prestación de los bienes y servicios; incluyendo entre sus ámbitos, la gestión de procesos”.

La Política Nacional de Modernización de la Gestión Pública al 2021, aprobada por Decreto Supremo N° 004-2013-PCM, estableció como uno de sus pilares fundamentales la “Gestión por procesos, simplificación administrativa y organización institucional”, la cual debe adoptarse de manera paulatina en todas las entidades públicas del Estado.

Asimismo, la Política Nacional de Modernización de la Gestión Pública al 2021 contempla que la gestión por procesos es un componente de la gestión pública orientada a resultados que contribuye con la identificación de los procesos de la entidad que aseguran que los bienes y servicios bajo su responsabilidad generen impactos y resultados positivos para los ciudadanos, dados los recursos disponibles.

Por su parte, la Carta Iberoamericana de Calidad en la Gestión Pública señala que:

“La adaptación de una gestión por procesos permite la mejora de las actividades de la Administración Pública orientada al servicio público y para resultados. A los efectos de la calidad en la gestión pública, los procesos constituyen una secuencia ordenada de actividades, interrelacionadas, para crear valor añadido”

La Política Nacional de Modernización de la Gestión Pública al 2030, aprobada mediante Decreto Supremo N° 103-2022-PCM tiene como Objetivo Prioritario 2 (OP2): “Mejorar la gestión interna en las entidades públicas”. Con la finalidad de cumplir el citado objetivo, se definió entre sus actividades lo siguiente:

“A.2.4.1: Aprobación de normas, instrumentos y mecanismos para implementar el diseño organizacional, la gestión por procesos y optimización de trámites”

Para el Centro Latinoamericano de Administración para el Desarrollo - CLAD, 2015, una gestión por procesos, en el enfoque de la gestión para resultados, debe ser orientada al cumplimiento de los fines y objetivos superiores de la entidad. Para asegurar tal cumplimiento, es necesario medir y evaluar el desempeño de toda la entidad porque le permite monitorear la gestión a través de indicadores que reflejan el comportamiento de sus variables, permitiendo identificar oportunidades de mejora y encaminar la entidad hacia el cumplimiento de los objetivos trazados.

²⁹ Aprobada el 29 de enero del 2002.

La Norma Técnica N° 001-2018-SG/SGP “Implementación de la gestión por procesos en las entidades de la administración pública” señala que la importancia de una gestión por procesos radica en que coadyuva al logro de los objetivos estratégicos de la entidad, así como, a proporcionar bienes y servicios públicos de calidad.

Se considera que la gestión por procesos busca generar valor en la provisión de bienes y servicios en beneficio de los ciudadanos, reduciendo aquellas actividades, procesos, trámites y documentación no eficientes ni eficaces en términos de plazos, recursos utilizados y procesos ejecutados. La presente investigación utiliza la gestión por procesos como herramienta para mejorar el Proceso de Adjudicación PV.

2. Marco normativo

2.1. Marco legal del proceso de promoción de la inversión privada APP

- Decreto Supremo N° 059-96-PCM - 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 (norma derogada en 2015).
- Decreto Supremo N° 060-96-PCM - Reglamento 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 (norma derogada en 2015).
- Decreto Legislativo N° 1012 - Decreto Legislativo que aprueba la Ley Marco de asociaciones público - privadas para la generación de empleo productivo y dicta normas para la agilización de los procesos de promoción de la inversión privada (norma derogada en 2015).
- Decreto de Urgencia N° 01-2011 - Dictan disposiciones extraordinarias a ser aplicadas durante el año 2011, para facilitar la promoción de la inversión privada en determinados proyectos de inversión, asociaciones público privada y concesión de obras públicas de infraestructura y de servicios públicos por parte del gobierno nacional.
- Decreto Supremo N° 127-2014 - Reglamento de Decreto Legislativo N° 1012 (norma derogada en 2015).
- Decreto Legislativo N° 1224 - Decreto Legislativo del Marco de Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos (norma derogada en 2018).
- Decreto Supremo N° 410-2015-EF - Reglamento de Decreto Legislativo N° 1224 (norma derogada en 2018).

- Decreto Legislativo N° 1362 - Decreto Legislativo que regula la Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos (norma vigente).
- Decreto Supremo N° 240-2018-EF - Reglamento de Decreto Legislativo No. 1362 (norma vigente).
- Decreto Legislativo N° 1543 - Decreto Legislativo que dicta medidas para mejorar la Gestión de Proyectos y los Procesos de Promoción de la Inversión Privada.
- Decreto Supremo N° 211-2022-EF - Reglamento de Decreto Legislativo N° 1543.
- Decreto Legislativo N° 1550 - Modifica el Decreto Legislativo N° 1362.
- Decreto Supremo N° 182-2023-EF - Modifica el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362.
- Decreto de Urgencia N° 039-2023 - Decreto de Urgencia que establece medidas excepcionales y temporales en materia económica y financiera para la ampliación del monto máximo y plazo de acogimiento autorizado para el otorgamiento de la garantía del Gobierno Nacional a los créditos del Programa Impulso Empresarial MYPE - IMPULSO MYPERU y dicta otras medidas.

2.2. Marco legal sobre los planes de transmisión eléctrica

- Ley N° 288832 - Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.
- Decreto Supremo N° 027-2007-EM - Reglamento de Transmisión Eléctrica.
- Resolución Ministerial N°319-2008-MEM - Definen Lineamientos para el Desarrollo Eficiente de Transmisión Eléctrica.
- Resolución Ministerial N° 109-2009 - Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión.

2.3. Marco legal de gestión por procesos

- Resolución de Secretaría de Gestión Pública N° 006-2018-PCM-SGP - Norma Técnica Implementación de Gestión por Procesos.
- Lineamientos para la implementación de la gestión por procesos en las entidades de la administración pública.
- Resolución de Presidencia Ejecutiva N° 316-2017-SERVIR/GDSRH, Aprueba la "Guía para el desarrollo del Mapeo de Procesos y Plan de Mejoras en las entidades públicas.

2.4. Marco legal sobre la generación de energías limpias

- Decreto Legislativo N° 1002 - Decreto Legislativo de Promoción de la Inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.
- Decreto Supremo N° 012-2011-EM - Reglamento de la generación de electricidad con energías renovables.
- Decreto Supremo N° 020-2013-EM - Reglamento para la promoción de la inversión eléctrica en áreas no conectadas a red.

3. Marco conceptual

Asociaciones público-privadas (APP)

De acuerdo con el Artículo 20 del Decreto Legislativo N° 1362, se define a la APP como una modalidad de participación de la inversión privada, mediante contratos de largo plazo en los que interviene el Estado, a través de alguna entidad pública y uno o más inversionistas privados.

Mediante APP se desarrollan proyectos de infraestructura pública, servicios públicos, servicios vinculados a infraestructura pública y servicios públicos, investigación aplicada, y/o innovación tecnológica (Decreto Legislativo N° 1362, 2018).

APP autofinanciadas

Las APP autofinanciadas son aquellas con capacidad propia de generación de ingresos, que no requieren cofinanciamiento y cumplen con las siguientes condiciones (Decreto Legislativo N° 1362, art. 22, 2018): i) Demanda mínima o nula de garantía financiera por parte del Estado, conforme lo establece el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362; y ii) las garantías no financieras tienen una probabilidad nula o mínima de demandar cofinanciamiento, conforme lo establece el reglamento antes mencionado.

APP de iniciativa estatal

Hace referencia a las APP que son originadas por iniciativa de las entidades públicas a las que se refiere el artículo 6 del Decreto Legislativo N° 1362, es decir, los ministerios, gobiernos regionales, gobiernos locales u otras entidades públicas habilitadas mediante ley expresa. Bajo este tipo de origen, los proyectos de APP surgen del proceso de planeamiento de cada entidad, la cual identifica las necesidades en la población y los proyectos que puedan responder a estas necesidades (Web, Proinversión, 2023).

Proyecto en Activos

Los Proyectos en Activos constituyen una modalidad de participación de la inversión privada promovida por las entidades públicas con facultad de disposición de sus activos, así como por las entidades públicas a las que se refiere el artículo 6, es decir, los ministerios, gobiernos regionales, gobiernos locales u otras entidades públicas habilitadas mediante ley expresa (Decreto Legislativo N° 1362, 2018).

De acuerdo a lo dispuesto en el numeral 2 de artículo 49 del Decreto Legislativo N° 1362, la aplicación de esta modalidad de participación de la inversión privada está a cargo del Organismo Promotor de la Inversión Privada respectivo y recae sobre activos de titularidad de las entidades públicas mencionadas en el numeral precedente, bajo los siguientes esquemas:

1. Disposición de activos: implica la transferencia total o parcial, incluida la permuta de bienes inmuebles.
2. Contratos de cesión en uso, arrendamiento, usufructo, superficie u otras modalidades permitidas por ley.

Los contratos de Proyectos en Activos no pueden comprometer recursos públicos, ni trasladar riesgos al Estado, salvo ley expresa que autorice a la entidad pública titular del proyecto a comprometer recursos públicos o trasladar riesgos al Estado bajo esta modalidad (Decreto Legislativo N° 1362, 2018).

SNPIP

Es un sistema funcional para el desarrollo de las APP y de los Proyectos en Activos, que está integrado por principios, normas y procedimientos orientados a promover y agilizar la inversión privada, y así contribuir al cierre de brechas de infraestructura y provisión de servicios públicos. (Decreto Legislativo N° 1362, 2018).

Fase de Planificación y Programación

Comprende la planificación de los proyectos de APP e incluye los Proyectos en Activos y se materializa en el Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privada. Esta fase culmina con la aprobación del indicado informe (Decreto Legislativo N° 1362, 2018).

Fase de Formulación

Comprende el diseño y evaluación del proyecto, y se materializa con la elaboración de Informe de Evaluación. Esta fase culmina con la incorporación del proyecto al proceso de promoción de la inversión privada (Decreto Legislativo N° 1362, 2018).

Fase de Estructuración

Comprende el diseño del proyecto como APP, incluye la estructuración económica financiera, asignación de riesgos y diseño de contrato. Se elabora un Informe de Evaluación Integrado. Esta fase culmina con la publicación de la versión inicial del contrato de concesión (Decreto Legislativo N° 1362, 2018).

Fase de Transacción

Comprende la apertura del proceso al mercado y se reciben los comentarios de los postores. En esta fase se determina el proceso de adjudicación, si es licitación pública o concursos de proyectos integrales. Esta fase culmina con la suscripción del contrato de concesión (Decreto Legislativo N° 1362, 2018).

Plan de Transmisión

Estudio periódico, aprobado por el Minem, que identifica, mediante un análisis centralizado, los requerimientos de equipamiento de transmisión necesarios para mantener o mejorar la calidad, fiabilidad, seguridad o economía del sistema para un horizonte no mayor de diez años. Este estudio tiene como producto un plan recomendado de obras de transmisión que considera los diversos escenarios de la expansión de la generación y de crecimiento de la demanda futura, el cronograma de ejecución y la asignación de las compensaciones para su remuneración (Ley N° 28832, 2006).

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 13 del Reglamento de la Ley N° 28832, el Plan de Transmisión tiene los siguientes objetivos generales (Decreto Supremo N° 027-2007-EM):

- 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 las instalaciones de transmisión satisfagan los requerimientos de seguridad y calidad de servicio establecidos en las normas pertinentes;
- Promover la integración de regiones eléctricamente aisladas y la ampliación de la frontera eléctrica.

Proyectos Vinculantes

Son los proyectos nuevos y Refuerzos incluidos en el Plan de Transmisión, cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del período de vigencia del Plan de Transmisión (Decreto Supremo N° 027-2007-EM, 2007).

Refuerzos

Son las instalaciones realizadas por un concesionario sobre redes y subestaciones en operación, destinadas 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 aquellas necesarias 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 que superen el monto definido en el reglamento (Ley N° 28832, 2006).

Período de vigencia del Plan de Transmisión

Período de dos años, que se inicia el 1 de enero del año siguiente al de la aprobación del Plan de Transmisión.

Sistema de transmisión

Son las instalaciones de alta o muy alta tensión que permiten el intercambio de energía eléctrica, incluyen las líneas de transmisión y otras instalaciones tales como subestaciones de transformación, centros de control, instalaciones de compensación reactiva, elementos de regulación de tensión y transferencia de potencia activa y otras instalaciones asociadas (Decreto Supremo N° 027-2007-EM, 2007)

Sistema garantizado de transmisión

Conjunto de activos o instalaciones de transmisión que se construyen como resultado del Plan de Transmisión (Ley N° 28832, 2006).

Sistema eléctrico interconectado nacional

Conjunto de líneas de transmisión y subestaciones eléctricas conectadas entre sí, así como sus respectivos centros de despacho de carga, que permite la transferencia de energía eléctrica entre dos o más sistemas de generación (Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME, 2001)

Recursos energéticos renovables

Se entiende a los recursos que contribuyen a la generación de electricidad y provienen de fuentes renovables como la biomasa, eólica, solar, geotérmico, mareomotriz y la hidráulica solo hasta los 20 Mw. (Decreto Legislativo N° 1002, 2008).

Capítulo IV: Marco metodológico

1. Escenario de estudio

El escenario de estudio comprendió a la Dirección General de Política de Promoción de la Inversión Privada (DGPIIP) del MEF, Proinversión, Minem, Osinergmin y el COES.

2. Enfoque de investigación

El enfoque de la presente investigación es cualitativo y se basa en el principio de mejora continua de la gestión por procesos orientado a resultados en el marco de: (i) la Norma Técnica N° 001-2018-PCM/SGP, Implementación de la Gestión por procesos en las entidades de la Administración Pública (SGP-PCM, 2018); y (ii) el Decreto Supremo N° 103-2022-PCM, Política Nacional de Modernización de la Gestión Pública al 2030.

Hernandez *et al*, 2018 señala que, la investigación cualitativa se enfoca a comprender y profundizar los fenómenos, explorándolos desde la perspectiva de los participantes en un ambiente natural y en relación con el contexto. Asimismo, busca comprender la perspectiva de los participantes (individuos o grupos pequeños de personas a los que se investigará) acerca de los fenómenos que los rodean, profundizar en sus experiencias, perspectivas, opiniones y significados, es decir, la forma en que los participantes perciben subjetivamente su realidad.

3. Alcance de la investigación

El presente trabajo tiene alcance explicativo toda vez que la investigación tuvo como objetivo determinar los factores que contribuyen a los retrasos del Proceso de Adjudicación PV y plantear una propuesta de mejora del mismo, lo cual requiere de un análisis de causa-efecto. Para Hernández *et al*, 2014, el tipo de investigación explicativa se centra en explicar por qué ocurre un fenómeno y en qué condiciones se manifiesta o por qué se relacionan dos o más variables.

4. Objeto de estudio

El objeto de estudio de la presente investigación es presentar una propuesta de mejora del Proceso de Adjudicación PV para contribuir al adecuado y eficiente funcionamiento del SEIN con el objetivo de que el suministro de energía a los ciudadanos sea seguro y sostenible.

5. Recolección de datos

Para obtener y analizar la información necesaria se emplearon las siguientes técnicas y herramientas:

5.1. Análisis documental

Las investigaciones documentales emplean técnicas e instrumentos de recolección de información o datos, empleando mayormente fuentes escritas o recogidas y guardadas, es decir todo tipo de documentos: libros publicaciones periódicas, materiales grabados por cualquier medio (voz, imágenes, datos), documentos históricos e información estadística, para organizarla, sistematizarla y analizarla para un determinado fin de la investigación (Muñoz, 2015).

Para la presente investigación, se revisó y analizó la información referente a los Planes de Transmisión del periodo 2006-2021, los cuales se obtienen de la página web del COES. Asimismo, se revisó las resoluciones ministeriales de aprobación de los Planes de Transmisión y de encargo a Proinversión, las mismas que son publicadas en el diario oficial El Peruano y se analizó la base de datos de los proyectos de transmisión en operación, en ejecución y adjudicados, los cuales se encuentran en las páginas institucionales de Proinversión y Osinergmin.

5.2. Entrevistas

De acuerdo con Dalle *et al*, 2005, la entrevista es una conversación sistematizada que tiene por objeto obtener, recuperar y registrar las experiencias de vida guardadas en la memoria de la gente. Las entrevistas se realizaron de manera individual a los actores involucrados del SNPIP y representantes de los operadores del mercado de energía eléctrica, para los cuales se elaboró un cuestionario de preguntas abiertas como se presenta en el anexo 5. Nuestra intención ha sido la de contar con la perspectiva de por lo menos un representante de cada uno de los agentes o entidades que intervienen en la cadena de valor público. La lista de los actores entrevistados, así como, las fechas de las entrevistas realizadas se pueden apreciar en el citado anexo 5.

5.3. Encuestas

Se utilizaron encuestas como herramienta de investigación mediante preguntas estandarizadas para todos los encuestados. Así, nos permitió obtener información sobre las causas del retraso en el Proceso de Adjudicación PV, según estas son percibidas por los actores públicos y privados relevantes en el proceso. Del mismo modo, mediante las encuestas realizadas se logró medir el

nivel de aceptación de la propuesta de mejora para el Proceso de Adjudicación PV. Ver en anexo 6, las preguntas y resultados de las encuestas realizadas.

6. Mejora de Procesos

Analizaremos el tránsito de cada Proyecto Vinculante, cuyo Proceso de Adjudicación PV fue encargado a Proinversión, a través de las primeras cuatro fases de dicho proceso, y, sobre la base de este análisis, presentaremos una propuesta de mejora del mencionado proceso empleando el enfoque de gestión de procesos. Asimismo, presentaremos un esquema con el nuevo diseño de proceso de promoción de la inversión privada para los citados Proyectos Vinculantes empleando el *software* de gestión de procesos Bizagi Modeler.

Capítulo V. Análisis y propuesta

1. Diagnóstico situacional

1.1. Proceso de elaboración y aprobación del Plan de Transmisión

El Plan de Transmisión es elaborado por el COES conforme a las reglas establecidas en el Reglamento de Transmisión y en la Resolución Ministerial N° 129-2009 que aprobó los “Criterios y Metodología para la Elaboración del Plan de Transmisión”. El Minem aprueba el Plan de Transmisión, previa opinión de Osinergmin, entidad que se encarga de verificar que la propuesta del COES cumpla con los requisitos y criterios establecidos por el Minem.

El Plan de Transmisión tiene un horizonte de estudio de diez años y el proceso para su elaboración toma dos años de acuerdo a los hitos que se describen a continuación:

- a. El proceso se inicia con el Informe de Diagnóstico de la situación del SEIN que prepara el COES y que debe ser remitido al Minem y Osinergmin antes del 28 de febrero del primer año de vigencia de cada Plan de Transmisión. De acuerdo al artículo 16 del Reglamento de Transmisión, el Informe de Diagnóstico contiene, entre otros temas, lo siguiente:
 - i. Las restricciones y otras condiciones operativas de las centrales de generación que se encuentran en servicio, el avance en la construcción de nuevas instalaciones de generación y los planes de expansión de la generación, cuya puesta en servicio se prevé dentro del horizonte que establezca el Minem.
 - ii. Los problemas de congestión, de restricciones en la capacidad de transmisión, de regulación de tensión, necesidades de compensación reactiva y otras condiciones operativas de las instalaciones de transmisión que se encuentran en servicio y el avance en la construcción de nuevas instalaciones de transmisión para el horizonte que establezca el Minem.
 - iii. La proyección de la demanda, que incluya los incrementos de cargas especiales conforme sea informada por los agentes de mercado para el horizonte que establezca el Minem.
- b. Antes del 30 de junio del mismo año, los agentes del mercado (denominación que agrupa al conjunto de generadores, transmisores, distribuidores y usuarios libres) deben presentar al COES sus propuestas de solución a los problemas identificados en el Informe de Diagnóstico.

- c. A más tardar el 1 de junio del segundo año de vigencia de cada Plan de Transmisión, el COES debe presentar a Osinergmin y al Minem la propuesta de actualización de plan que estará vigente el siguiente periodo bienal.
- d. Luego de ello, Osinergmin tiene un plazo de 30 días hábiles para emitir su opinión favorable u observaciones a la propuesta de Plan de Transmisión.
- e. De existir observaciones, el COES cuenta con un plazo de 40 días hábiles para atenderlas y presentar la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión.
- f. Osinergmin luego debe, dentro de los siguientes 20 días hábiles, remitir su opinión sobre la propuesta definitiva al Minem.
- g. El Minem, finalmente, debe aprobar vía resolución ministerial la propuesta definitiva de actualización del Plan de Transmisión a más tardar el 31 de diciembre del segundo año del Plan de Transmisión entonces vigente.

A modo de ejemplo, presentamos el diagrama relacionado con la elaboración y aprobación del Plan de Transmisión 2023-2032.

Gráfico 4. Proceso de elaboración y aprobación del Plan de Transmisión 2023-2032

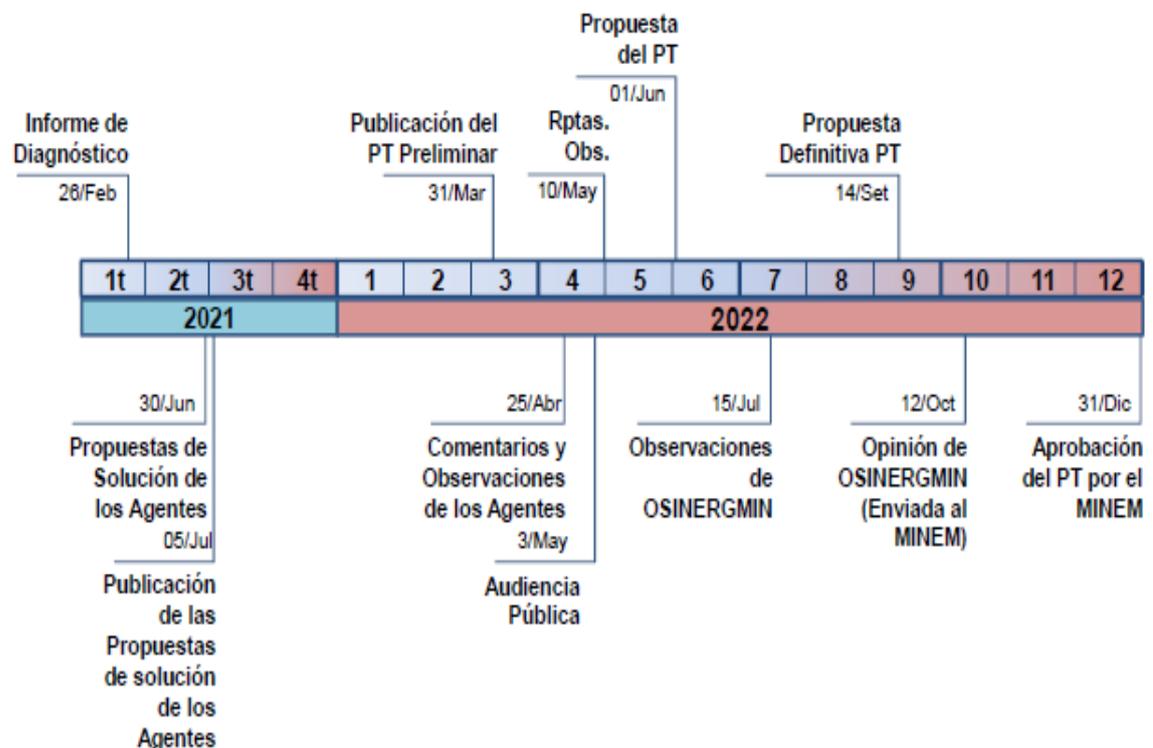


Figura 2.4 Cronograma de elaboración del Plan de Transmisión.

Fuente: Plan de Transmisión 2023-2032

1.2. Estructura orgánica del SNPIP

El SNPIP es un sistema funcional para el desarrollo de las APP y de los Proyectos en Activos que opera bajo la rectoría de la DGPPIP del MEF (Decreto Legislativo N° 1362, 2018).

De acuerdo con el artículo 7 del reglamento del Decreto Legislativo N° 1362, el SNPIP está conformado por: a) el MEF, b) las entidades públicas titulares de proyectos (por ejemplo, Minem para los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión), c) Proinversión, d) los organismos reguladores (por ejemplo, Osinergmin), e) la Contraloría General de la República, sin perjuicio de su autonomía y atribuciones legales, y f) las demás entidades pertenecientes al sector público no financiero; tal como se puede observar en el siguiente gráfico:

Gráfico 5. Entidades que conforman el SNPIP



Fuente: Decreto Supremo N° 240-2018-EF
Elaboración propia

1.3. Descripción de macroproceso de promoción de la inversión privada para Proyectos Vinculantes

De acuerdo con el Decreto Legislativo N° 1362 y sus modificatorias³⁰, los proyectos ejecutados bajo la modalidad de APP, independientemente de su clasificación y origen, se desarrollan teniendo en cuenta las siguientes fases: i) Planeamiento y Programación, ii) Formulación, iii) Estructuración, iv) Transacción, y v) Ejecución contractual; tal como se puede apreciar en el siguiente gráfico:

³⁰ Decreto Legislativo N° 1543 y Decreto Legislativo N° 1550.

Gráfico 6. Fases del proceso de APP de iniciativa estatal autofinanciadas



Fuente: Guía Metodológica de Asociaciones Público Privadas - MEF

El gráfico anterior presenta la cadena de valor por la que tienen que pasar los Proyectos Vinculantes incluidos en el Plan de Transmisión una vez encargados a Proinversión incluyendo el detalle de las fases, documentos que deben ser preparados y aprobados, así como los actores que participan en el desarrollo de una APP de iniciativa estatal autofinanciada.

A continuación, se describe cada una de las fases del proceso de promoción de la inversión privada, detallando los documentos y opiniones que se exige en cada una de las fases:

1.3.1. Fase de planeamiento y programación

Los proyectos de iniciativa estatal inician con la elaboración y aprobación del IMIAPP por la Entidad Pública Titular del Proyecto (EPTP), instrumento de gestión que tiene como finalidad identificar los proyectos de APP y Proyectos en Activos a ser incorporados en el proceso de promoción de la inversión privada en los siguientes tres años. En el proceso de elaboración, participan el órgano de planeamiento y el Comité de Promoción de la Inversión Privada (CPIP) de la EPTP. Éste último es el responsable de solicitar comentarios o sugerencias a la ciudadanía o al sector privado, si así lo considera, como se puede observar en el gráfico 7.

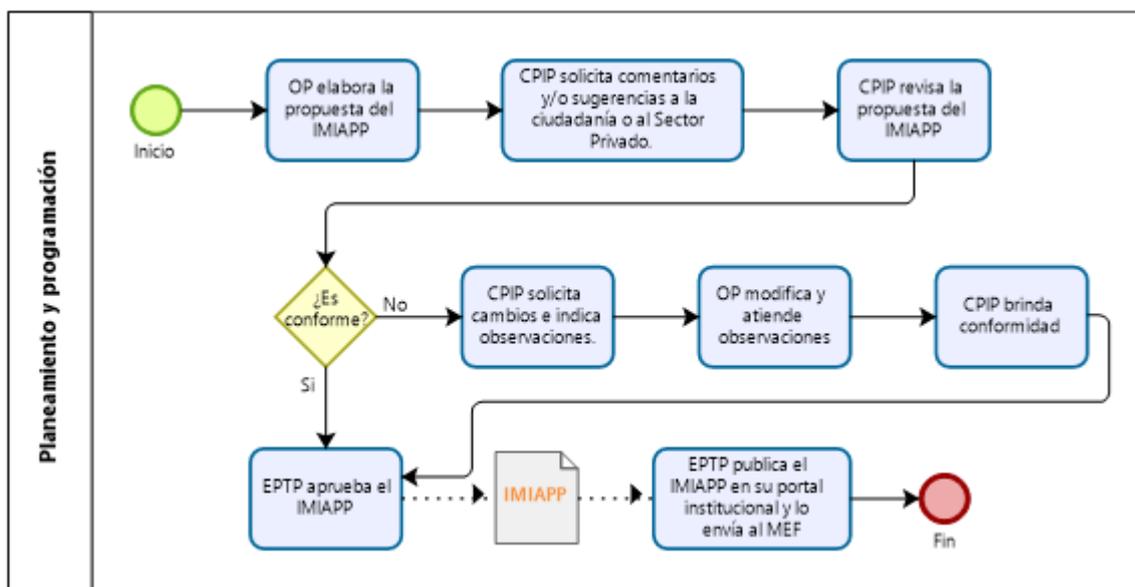
En el caso de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, es la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto (OGPP) del Minem quien elabora e incluye en el IMIAPP a los

mencionados proyectos como susceptibles de ser desarrollados vía APP, y solicita opinión al CPIP.

El contenido mínimo del IMIAPP según el numeral 5 del artículo 40 del reglamento del Decreto Legislativo N° 1362 (Decreto Supremo N° 240-2018-EF) y según los “Lineamientos para la elaboración del IMIAPP”, aprobados mediante Resolución Directoral N° 001-2017-EF/68.01, es:

- La estrategia de la EPTP para el desarrollo de proyectos mediante la modalidad de APP o Proyectos en Activos.
- Potenciales necesidades de intervención identificadas para ser desarrolladas bajo la modalidad de APP y su consistencia con las metas de cierre de brechas prioritarias establecidas en la Programación Multianual de Inversiones.
- El monto referencial de la inversión.
- El análisis de valor por dinero mediante la aplicación preliminar de los criterios de elegibilidad.
- Los compromisos firmes y los compromisos contingentes cuantificables derivados de los contratos de APP suscritos.

Gráfico 7. Flujo de la fase de Planeamiento y Programación de APP



Fuente: MEF, Guía APP.

Desde marzo de 2022, los IMIAPP del subsector electricidad no requieren opinión del MEF, de conformidad con la modificación establecida en el Decreto Legislativo N° 1543. Es decir, para esta fase de planeamiento participan la OGPP y el CPIP del Minem. Cabe recalcar que hasta setiembre del 2022 la normativa no establecía un plazo máximo para la aprobación del IMIAPP,

estando el logro oportuno de este hito sujeto, en los hechos, a la capacidad de gestión del Minem. A partir, del Decreto Supremo N° 211-2022-EF³¹ se establece que la aprobación del IMIAPP del subsector electricidad se realiza como máximo dentro de los sesenta días hábiles posteriores a la aprobación del Plan de Transmisión.

Tabla 9. Fase de Planeamiento y Programación

Fase de planeamiento y programación para subsector electricidad	
Producto	IMIAPP
Proveedores	OGPP - Minem
	CPIP - Minem
Plazo máximo	60 días

Fuente: Decreto Legislativo N° 1543
Elaboración propia

1.3.2. Fase de formulación

En la fase de formulación, el Decreto Legislativo N° 1362 y sus modificatorias, establecen que, para realizar la incorporación de un proyecto de APP al proceso de promoción de la inversión privada, es indispensable contar con:

- Los estudios técnicos.
- Informe Evaluación (IE) elaborado por Proinversión, el mismo que debe contar con la opinión favorable de la EPTP y del MEF.

Adicionalmente, Proinversión debe elaborar y aprobar el Plan de Promoción de los proyectos de APP para la incorporación al proceso de promoción de la inversión privada, debiendo señalar si el proceso se realizará mediante licitación pública especial, concurso de proyectos integrales u otro mecanismo.

En esta fase participan tres entidades: i) Proinversión, ii) Minem, y, iii) MEF.

Tabla 10. Fase de formulación

Fase de formulación para el subsector electricidad	
Producto	Informe de evaluación

³¹ Mediante el cual se aprueba el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1543, Decreto Legislativo que dicta medidas para mejorar la gestión de proyectos y los procesos de promoción de la inversión privada y modifican el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362, Decreto que regula la Promoción de la Inversión Privada mediante Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 240-2018-EF, de fecha 14 de setiembre del 2022.

	Plan de promoción
Proveedores	Proinversión
	OGPP - Minem
	CPIP - Minem
	MEF
Plazo máximo	No se ha establecido

Fuente: Decreto Legislativo N° 1543

Elaboración propia

1.3.3. Fase de estructuración

En la fase de estructuración se elabora el diseño del proyecto como una APP, en la que se incluye su estructuración económica financiera, mecanismos de retribución en caso corresponda, asignación de riesgos y diseño del contrato.

De acuerdo con el Decreto Legislativo N° 1362, en la fase de Estructuración participan el Organismo Promotor de la Inversión Privada (OPIP) en coordinación con la EPTP, el organismo regulador (Osinerghmin en el caso específico de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión) y el MEF. Los documentos que se exigen en la presente fase son:

- El informe de evaluación integrado (IEI).
- Modelo económico financiero.
- La versión inicial del contrato (VIC), el mismo que debe contar con la opinión favorable del MEF y de la EPTP, así como con la opinión no vinculante de Osinerghmin.
- Las bases del concurso.

Tabla 11. Fase de estructuración

Fase de estructuración	
Producto	Informe de evaluación integrado Modelo económico financiero Versión inicial de contrato Bases
Proveedores	Proinversión
	OGPP - Minem
	CPIP - Minem
	MEF
	Osinerghmin
Plazo máximo	No se ha establecido

Fuente: Decreto Legislativo N° 1543

Elaboración propia

1.3.4. Fase de transacción:

Esta fase comprende la apertura al mercado del proyecto de APP. La oficina encargada del proceso de promoción de la inversión privada en Proinversión realiza la convocatoria, para lo cual debe publicar las Bases y la VIC en el diario oficial El Peruano por dos días consecutivos, con el objetivo de recibir los comentarios de los postores.

La versión final del contrato debe contar con la opinión favorable de la EPTP (eg. Minem) del Osinergmin como organismo regulador, MEF y de la Contraloría General de la República.

Con posterioridad a la aprobación de la versión final del contrato (VFC), los postores presentan sus propuestas técnicas y económicas en sobre cerrado en un acto público con presencia de Notario Público, quien certifica la documentación presentada. En ese mismo acto se otorga la buena pro del proceso.

Tabla 12. Fase de transacción

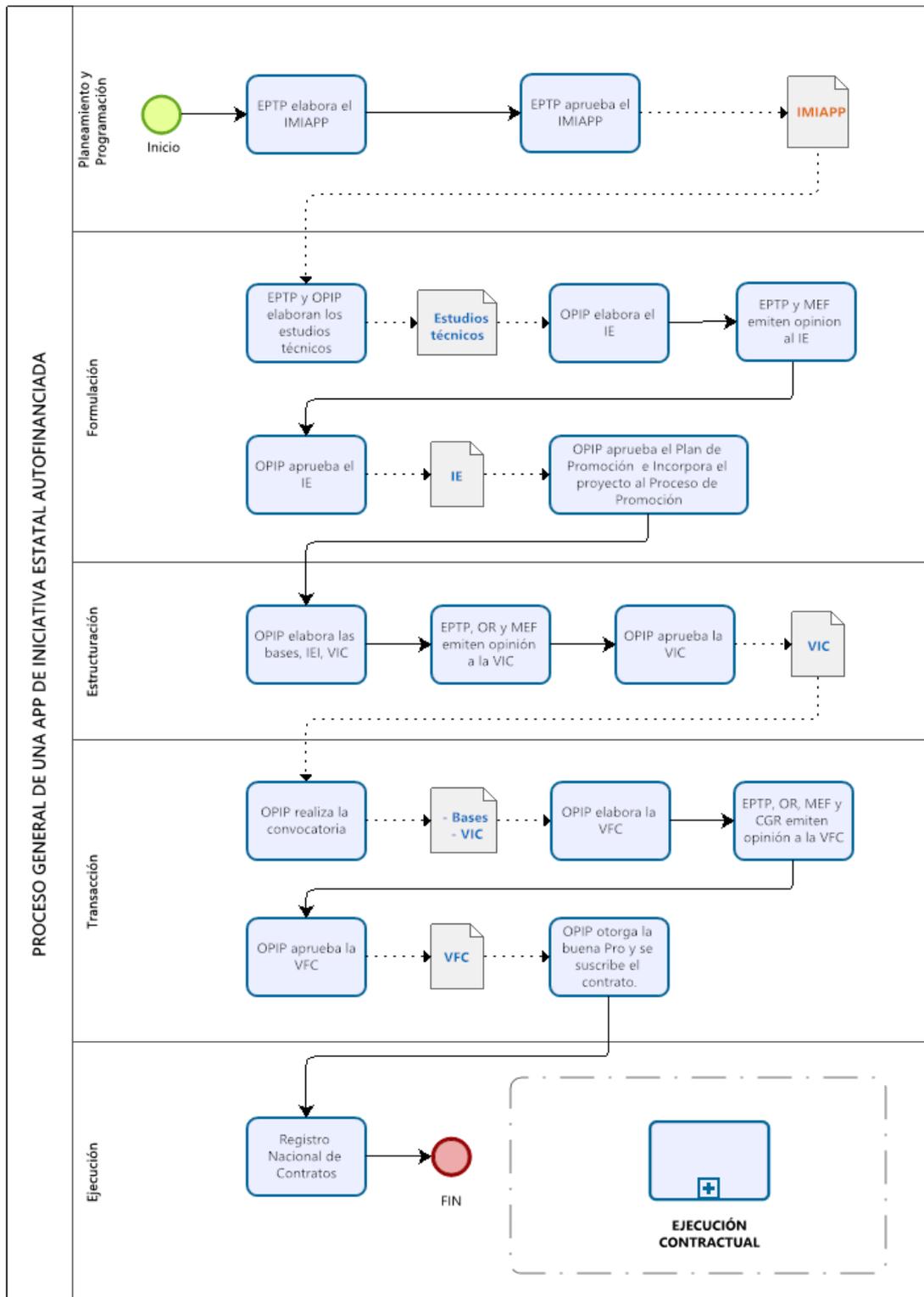
Fase de transacción	
Producto	Versión final de contrato Buena pro de adjudicación y firma de contrato
Proveedores	Proinversión
	CPIP - Minem
	MEF
	Osinergmin
	Contraloría General de la República
Plazo máximo	No se ha establecido

Fuente: Decreto Legislativo N° 1543
Elaboración propia

1.3.5. Fase de ejecución contractual

Esta fase es la última fase del desarrollo de una APP y comprende todo el periodo de vigencia del contrato hasta su caducidad.

Gráfico 8. Proceso de una APP de iniciativa estatal autofinanciada.

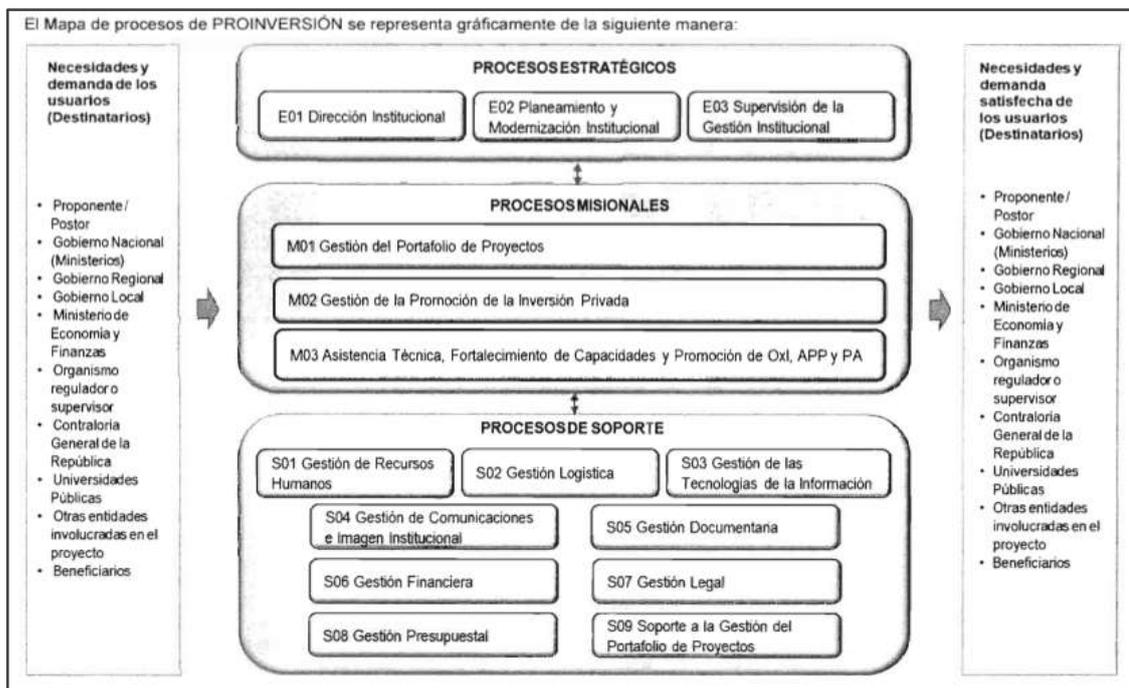


Fuente: Guía Metodológica de Asociaciones Público Privadas – MEF
 Elaboración propia.

1.4. Macroproceso de APP desde el rol de Proinversión

Proinversión, órgano encargado de diseñar, conducir y concluir el proceso de promoción de inversión privada, a través de Resolución de Secretaría General, aprobó su Mapa de Procesos. En este documento se verifica que los objetivos de los procesos diseñados estén vinculados con los objetivos estratégicos institucionales del Plan Estratégico Institucional para el periodo 2020-2024, aprobado mediante Resolución de Dirección Ejecutiva N° 031-2021

Gráfico 9. Mapa de procesos de Proinversión



Fuente: Proinversión

El Proceso Misional 01 - “Gestión de Portafolio de Proyectos” está estrechamente relacionado con el objetivo de nuestra investigación. Este proceso misional, a su vez, está vinculado con el Objetivo Estratégico Institucional 01, para el cual se ha establecido la Acción Estratégica 01.01 y dos indicadores, tal como se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla 13. Objetivos y actividades estratégicas

	OBJETIVO ESTRATÉGICO	ACCIÓN ESTRATÉGICA	NOMBRE DEL INDICADOR	RESPONSABLE	PARÁMETRO DE MEDICIÓN
	OEL01: Promover la inversión privada orientada al cierre de brechas en infraestructura social y productiva en el país.		Promover la inversión privada orientada al cierre de brechas en infraestructura social y productiva en el país.	Director(a) de la Dirección de Portafolio de Proyectos, Director(a) de la Dirección Especial de Proyectos.	Monto en (USD)* *Millones de dólares
	OEL01: Promover la inversión privada orientada al cierre de brechas en infraestructura social y productiva en el país.	AEL01.01: Cartera de proyectos eficazmente conducida para cerrar la brecha de infraestructura en beneficio de la población.	Número de proyectos incorporados a la cartera de proyectos.	Director (a) de la Dirección de Portafolio de Proyectos y Director(a) de la Dirección Especial de Proyectos.	Número de proyectos
			Número de participantes promedio en los concursos de los procesos de promoción de la inversión privada por proyecto.	Director(a) de la Dirección de Portafolio de Proyectos / Director(a) de la Dirección Especial de Proyectos.	Número de participantes

Fuente: Proinversión: Plan Estratégico 2020–2024

Como se ha podido observar en el cuadro anterior, el proceso misional bajo análisis se asocia con el objetivo estratégico de Proinversión de *“Promover la inversión privada orientada al cierre de brechas en infraestructura social y productiva en el país”*, para el cual se ha establecido la Acción Estratégica que se materializa en una cartera de proyectos eficazmente conducida para cerrar la brecha de infraestructura en beneficio de la población.

1.5. Seguimiento y medición del proceso

La información para el análisis presentado en este capítulo ha sido recopilada a través de la página web de Proinversión. En esta página se encuentra toda la información relacionada al Proceso de Adjudicación PV dentro del periodo de análisis. Asimismo, vía el portal de transparencia de Proinversión, se solicitó los expedientes de los contratos que se adjudicaron con posterioridad a la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1224.

1.6. Análisis de tiempos en el proceso

Nuestro análisis de tiempos se enfocará en cada fase de la cadena de valor vinculada al Proceso de Adjudicación PV para los Proyectos Vinculantes aprobados en los Planes de Transmisión 2015, 2017, 2019 y 2021³².

1.6.1. Fase de planeamiento y programación

a. Tiempo transcurrido para la aprobación del IMIAPP

Respecto a los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2015-2024 que fueron encargados a Proinversión, debemos mencionar que dichos proyectos iniciaron el proceso de promoción de la inversión privada antes de la entrada de vigencia del Decreto Legislativo N° 1224 en setiembre del 2015.

Sin embargo, como la elaboración y aprobación del IMIAPP es exigible en la fase de planeamiento y programación, la Segunda Disposición Complementaria Transitoria del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1224, aprobado por Decreto Supremo N° 410-2015-EF, señaló que para el año 2016, la aprobación del IMIAPP se realizaría a más tardar el primer día hábil del mes de junio. Por ello, el IMIAPP 2016, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 206-2016-MEM/DM y que contiene los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2015-2024, recién fue aprobado en junio del 2016. Es decir, el logro de este hito tomó dieciocho meses contados a partir de la aprobación del Plan de Transmisión 2015-2024, como se puede observar en el gráfico 10.

El Proceso de Adjudicación PV para los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2017-2026 fue conducido bajo la vigencia del Decreto Legislativo N° 1224 desde un inicio. Para el caso particular de los tres Proyectos Vinculantes del citado Plan de Transmisión, la aprobación del IMIAPP demoró dos meses, tal como se ha representado en el gráfico 10.

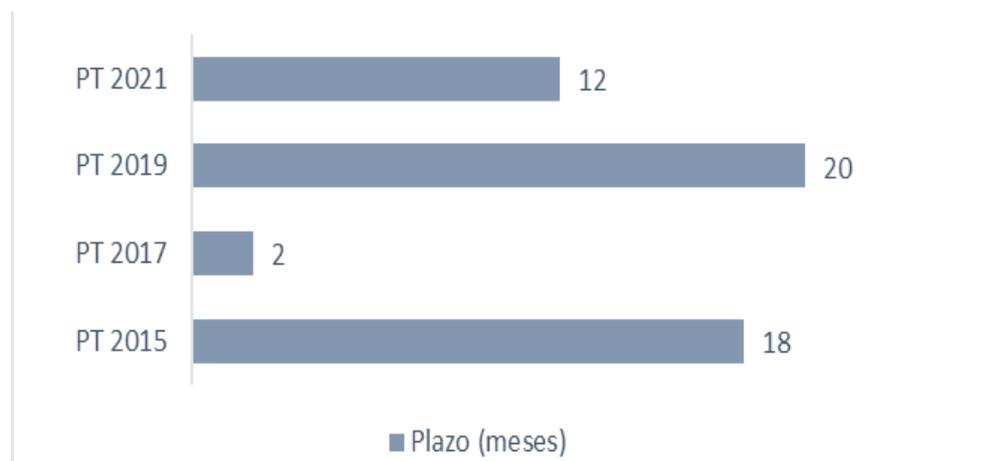
La fase de planeamiento y programación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2019-2028 se rigió por las disposiciones establecidas en el Decreto Legislativo N° 1362 que, al igual que el Decreto Legislativo N° 1224, exige la aprobación del IMIAPP como producto principal dentro de la mencionada fase, el mismo que, entonces, debía contar con la aprobación del MEF. En el caso de estos proyectos, la elaboración y aprobación del IMIAPP tomó un plazo

³² En el anexo 2, se presentan las tablas con el análisis de tiempos para cada una de las fases del proceso de adjudicación de los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión a partir del 2015 al 2021 y su comparativo con los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión del periodo 2007-2014

de veinte meses contados a partir de la aprobación del Plan de Transmisión del 2019-2028. (ver gráfico 10)

Ahora, para los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2021-2032, la elaboración y aprobación del IMIAPP tomó un tiempo aproximado de doce meses contando desde la aprobación del Plan de Transmisión. Es importante precisar que, durante este período, el Decreto Legislativo N° 1362 se mantenía sin ninguna modificación.

Gráfico 4. Tiempo transcurrido desde la aprobación del Plan de Transmisión - aprobación del IMIAPP



Fuente: Proinversión, 2023
Elaboración propia

Como se puede apreciar en el gráfico anterior, desde la aprobación del Plan de Transmisión hasta la aprobación del IMIAPP ha transcurrido un tiempo promedio de trece meses.

Cabe recordar que el IMIAPP es el instrumento de gestión mediante el cual las EPTP planifican y programan los proyectos a ejecutarse mediante la modalidad de APP en un horizonte de tres años. En el caso de los Proyectos Vinculantes, resulta necesario mencionar que los Planes de Transmisión, ya realizan este ejercicio de identificación y planificación de los proyectos necesarios para brindar confiabilidad y seguridad al sistema de transmisión, especificando, entre otras cosas, la fecha requerida para la entrada en operación, así como el presupuesto estimado de inversión, y desarrollan detalladamente los anteproyectos de los Proyectos Vinculantes.

b. Tiempo transcurrido desde la aprobación del IMIAPP hasta el encargo a Proinversión

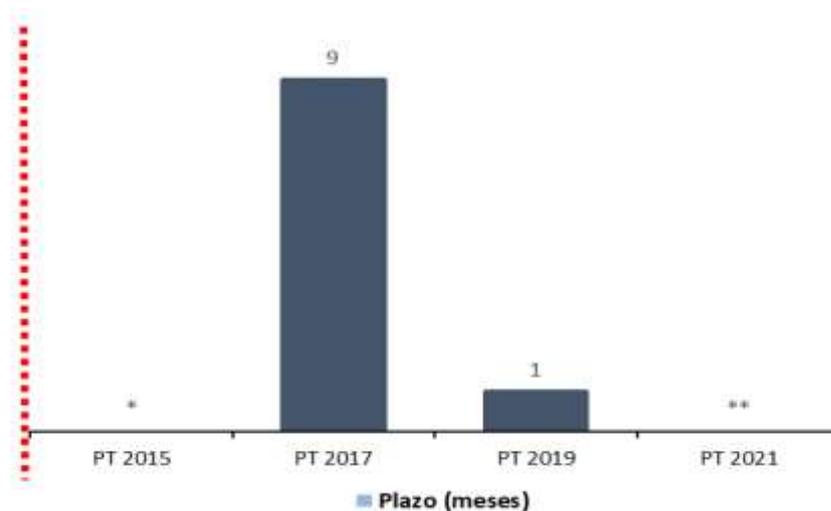
Una vez aprobado el IMIAPP, el Minem encarga a Proinversión la conducción del Proceso de Adjudicación PV. En el caso de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2015-2024,

el encargo a Proinversión se realizó en mayo del 2015, antes de la aprobación del IMIAPP (trece meses antes del IMIAPP), dado que el Decreto Legislativo N° 1224 recién fue aprobado en setiembre del 2015. Lo opuesto sucedió con los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2017-2026, en donde la aprobación del IMIAPP precedió el encargo a Proinversión por nueve meses, tal como se puede apreciar en el gráfico 11.

Respecto a los dos Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2019-2021, el encargo a Proinversión se realizó un mes después de aprobado el IMIAPP, mientras que para el caso de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2021-2030, el IMIAPP se aprobó después del encargo a Proinversión (específicamente, siete meses antes de la aprobación del IMIAPP).

En la fase de planeamiento y programación vemos resultados notoriamente disímiles y sin una secuencia consistente de hitos. En efecto, por un lado, se tienen situaciones en donde el encargo a Proinversión ha ocurrido hasta nueve meses después de la aprobación del IMIAPP, como sucedió con los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2017-2026, y, por otro, situaciones en donde el encargo a Proinversión se realizó siete meses antes de la aprobación del IMIAPP, como sucedió con los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2021-2030.

Gráfico 11. Tiempo transcurrido desde la aprobación del IMIAPP hasta el encargo a Proinversión (2015 - 2021)



Fuente: Proinversión, 2023
Elaboración propia

c. Situación anterior a la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1224

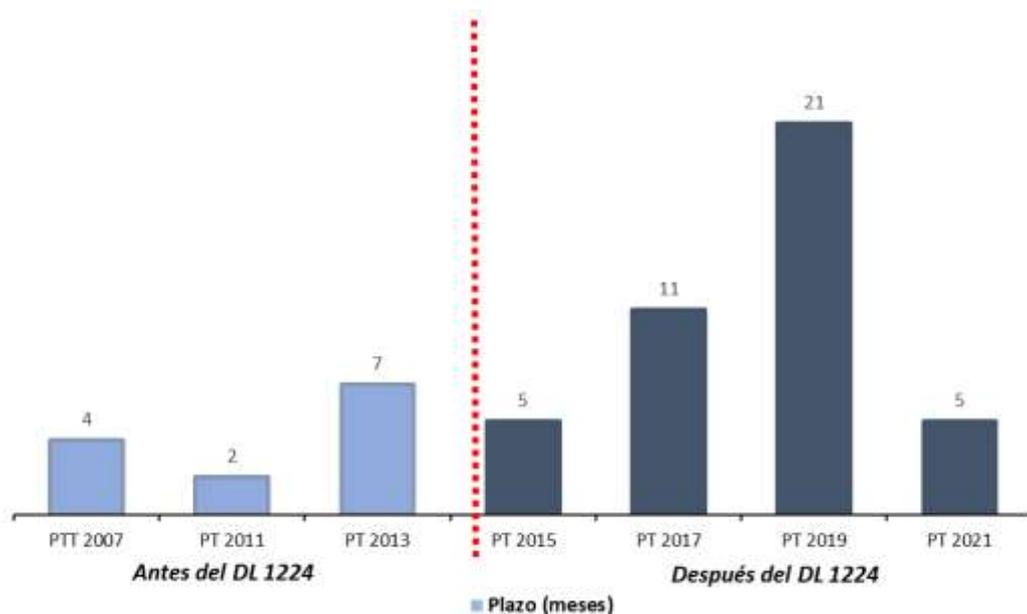
Ahora analizaremos los Proyectos Vinculantes adjudicados antes de la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1224. El Proceso de Adjudicación PV de los Proyectos Vinculantes incluidos bajo el Plan Transitorio de Transmisión y los Planes de Transmisión 2011-2020 y 2013-

2022 se condujo bajo la vigencia tanto del TUO de Concesiones y su reglamento, como del Decreto Legislativo N° 1012 y su reglamento. El mencionado marco normativo no exigía la elaboración del IMIAPP. En el caso de los Proyectos Vinculantes adjudicados durante este periodo, la conducción del proceso de promoción de la inversión privada por Proinversión se iniciaba virtualmente con la aprobación de los correspondientes Planes de Transmisión.

En ese sentido, como se puede evidenciar en el gráfico 12, los Proyectos Vinculantes eran encargados a Proinversión en un tiempo promedio de cuatro meses después de aprobado el Plan Transitorio de Transmisión 2007; dos meses después de aprobado el Plan de Transmisión 2011-2020; y siete meses después de aprobado el Plan de Transmisión 2013-2022.

Es decir, el proceso de promoción de la inversión privada por parte de Proinversión para los Proyectos Vinculantes anteriores al año 2015 inició, en promedio, cuatro meses después de la aprobación del Plan de Transmisión. En contraste, para los Proyectos Vinculantes contenidos en el Plan de Transmisión 2017-2026 y el Plan de Transmisión 2019-2028, donde primero se aprobó el IMIAPP y posteriormente se realizó el encargo a Proinversión; el plazo desde la aprobación del Plan de Transmisión hasta dicho encargo fue de once meses y veintiún meses, respectivamente, como se ha representado en el gráfico 12.

Gráfico 12. Tiempo transcurrido desde la aprobación del Plan de Transmisión hasta el encargo a Proinversión (2007-2021)



Fuente: Proinversión, 2023
Elaboración propia

Lo anterior evidencia que la elaboración y aprobación del IMIAPP por parte del Minem puede agregar varios meses al Proceso de Adjudicación PV, llegando a retrasar innecesariamente el encargo a Proinversión para que elabore el Plan de Promoción de los citados proyectos, no obstante que el análisis de “valor por dinero” contenido en los IMIAPP desde el año 2020 es reiterativo y no presenta nuevas conclusiones (ver anexo 7).

Por otro lado, para los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2015-2026 y del Plan de Transmisión 2021-2030, donde el encargo a Proinversión se realizó antes de la aprobación de los IMIAPP respectivos, los plazos fueron de cinco meses contados desde la aprobación de los citados Planes de Transmisión. Considerando que no se requieren recursos ni asunción de riesgos por parte del Estado, lo anterior nos demuestra que la aprobación del IMIAPP no es, en los hechos, una condición habilitante para que Proinversión continúe con el Proceso de Adjudicación PV respecto de proyectos que, desde por lo menos la aprobación del Plan Transitorio de Transmisión, no han sido desarrollados mediante obra pública tradicional en ningún caso.

En ese sentido, es importante considerar que: i) resulta necesario brindar certeza a los actores estatales y no estatales involucrados en el proceso sobre el momento en que se realiza el encargo a Proinversión, insumo necesario dentro de la cadena de valor del Proceso Misional 01 de dicha entidad; y, ii) los Planes de Transmisión son instrumentos de planificación mediante los cuales el MINEM, en coordinación y colaboración con COES y Osinergmin, prioriza los Proyectos Vinculantes que deben ser ejecutados para brindar seguridad al SEIN y que contienen elementos de análisis que son trasladados al IMIAPP.

1.6.2. Fase de formulación

a. Tiempo transcurrido desde el encargo a Proinversión hasta la aprobación del plan de promoción del proyecto

Como hemos mencionado líneas arriba, el encargo a Proinversión es un insumo importante dentro de la cadena de valor público del proceso de promoción de la inversión privada, toda vez que el mismo, en el papel, habilita a Proinversión continuar con el Proceso de Adjudicación PV.

Los plazos en esta fase serán contados a partir de la fecha del encargo a Proinversión y se realizará un análisis considerando la aprobación del Informe de Evaluación bajo el marco normativo vigente desde setiembre de 2015, para luego compararlo con el periodo anterior a dicha fecha, en el que el Informe de Evaluación no era requerido.

Con relación a los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2015-2024, en la medida que el Decreto Legislativo N° 1224 entró en vigencia hacia fines del tercer trimestre de ese año, cabe precisar que el proceso de promoción para la Línea de Transmisión Aguaytía-Pucallpa avanzó sin que el IMIAPP y el Informe de Evaluación fueran aprobados de forma previa. En este caso, la aprobación del Plan de Promoción de dicho proyecto se realizó en un plazo de nueve meses. Respecto a los tres Proyectos Vinculantes restantes del Plan de Transmisión 2015-2024, el plazo promedio de aprobación del Plan de Promoción fue de diecisiete meses, prácticamente el doble de tiempo que el aplicable a la línea de Transmisión Aguaytía-Pucallpa. Para los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2017-2026, la aprobación del Plan de Promoción demoró ocho meses, como se puede observar en el gráfico 13.

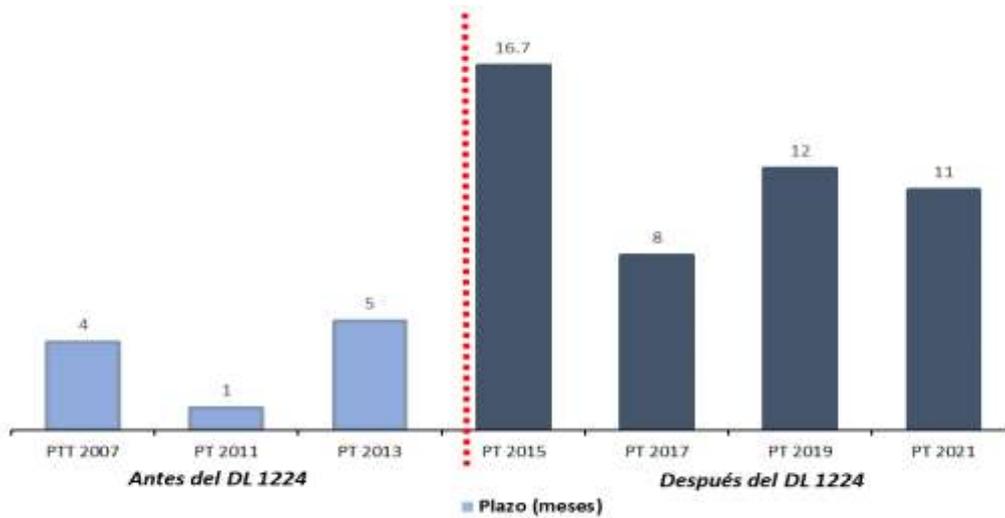
Respecto a los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2019-2028, la aprobación del Plan de Promoción tomó doce meses, mientras que en el caso de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2021-2030, el plazo promedio fue de once meses.

b. Aprobación del Plan de Promoción de los Proyectos Vinculantes sin exigencia de Informe de Evaluación

El Proceso de Adjudicación PV de los Proyectos Vinculantes contenidos en el Plan Transitorio de Transmisión, el Plan de Transmisión 2011-2020 y el Plan de Transmisión 2013-2022 fue conducido bajo el marco del TUO de Concesiones y su reglamento, así como del Decreto Legislativo N° 1012 y su reglamento, normas que no exigían la elaboración del Informe de Evaluación. Es decir, Proinversión se dedicaba directamente a la aprobación del Plan de Promoción de la Inversión Privada de los Proyectos Vinculantes tan pronto como eran encargados a dicha agencia.

En ese sentido, como se puede evidenciar en el gráfico 13, los planes de promoción de la inversión privada de los citados Proyectos Vinculantes eran aprobados en un tiempo promedio de tres meses después de ser encargados a Proinversión. Específicamente, en el caso de los Proyectos Vinculantes del: (i) Plan Transitorio de Transmisión, el plazo promedio fue de cuatro meses; (ii) Plan de Transmisión 2011-2020, el plazo fue de un mes; y, (iii) Plan de Transmisión 2013-2022, el plazo promedio fue de cinco meses.

Gráfico 13. Plazos de aprobación del Plan de Promoción de Inversión Privada considerando el Informe de Evaluación



Fuente: Proinversión, 2023
Elaboración propia

Teniendo en cuenta lo señalado líneas arriba, podemos observar que el plazo para la aprobación de los Planes de Promoción (i.e. doce meses en promedio) de los Proyectos Vinculantes para el periodo 2015-2021 es mayor desde que se exige la elaboración y aprobación del Informe de Evaluación, en comparación con el periodo 2007-2014 donde la aprobación de los mencionados planes de promoción tomó tres meses en promedio.

1.6.3. Fase de estructuración

a. Escenario contando con la elaboración y aprobación de Informe de Evaluación

Integrado

Aprobado el Plan de Promoción de la Inversión Privada en la fase de formulación, se continúa con la fase de estructuración donde se diseña la versión inicial del contrato (VIC), las bases del concurso, el modelo económico financiero del proyecto, así como, la elaboración y aprobación del Informe de Evaluación Integrado, los mismos que deben contar con la opinión favorable del Minem, Osinergmin y MEF, según lo establecido en la normativa vigente.

Para los Proyectos Vinculantes implementados a partir de la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1224 transcurrió en promedio un plazo de cinco meses para contar con la aprobación del Informe de Evaluación Integrado, la VIC, las bases del concurso y el modelo económico financiero. Específicamente, para el caso de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2015-2024, este hito tomó, en promedio, un plazo de tres meses (ver gráfico 14).

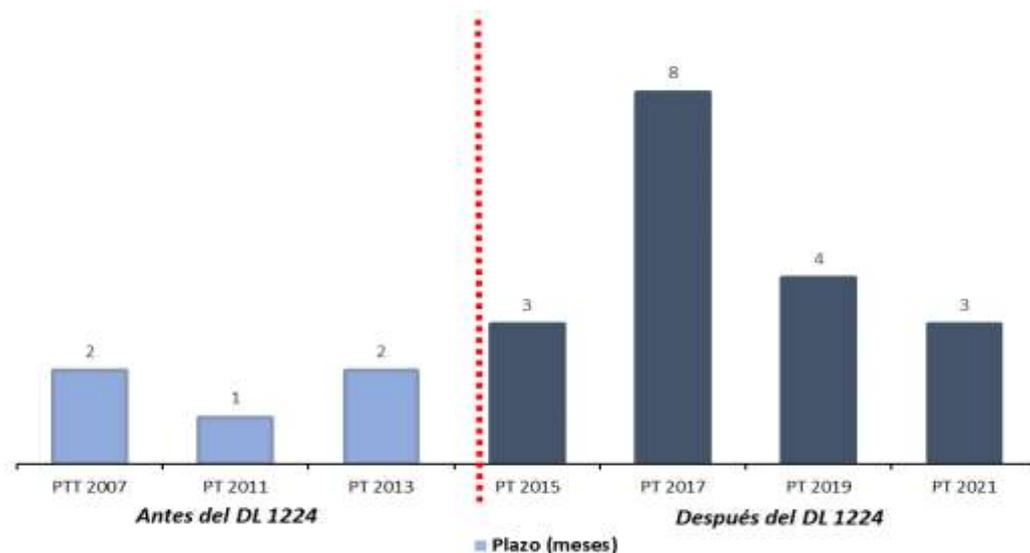
Sin embargo, para el caso de la Línea de Transmisión Aguaytía-Pucallpa, la VIC y las Bases se elaboraron en marzo del 2016 sin considerar el Informe de Evaluación Integrado, toda vez que recién en junio del 2016 se aprobó el IMIAPP.

En el caso de los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión 2017-2026, 2019-2028 y 2021-2030, la elaboración y aprobación de los citados documentos, tomó un plazo de ocho, cuatro y tres meses, respectivamente (ver gráfico 14).

b. Plazo transcurrido para obtener la VIC y bases sin Informe de Evaluación Integrado

Para el periodo 2007-2014, la normativa no exigía la elaboración del Informe de Evaluación Integrado para la aprobación de la VIC y las bases del concurso. Es así que, para los Proyectos Vinculantes del Plan Transitorio de Transmisión, del Plan de Transmisión 2011-2020 y del Plan de Transmisión 2013-2022, el tiempo transcurrido desde la aprobación del Plan de Promoción de los citados Proyectos Vinculantes hasta la aprobación de la VIC y las bases fue de dos meses en promedio como se puede observar en el gráfico 14.

Gráfico 14. Plazos hasta la aprobación de las bases



Fuente: Proinversión, 2023
Elaboración propia

Teniendo en cuenta lo anterior, podemos señalar que el plazo para la aprobación de la VIC y las bases de los Proyectos Vinculantes es mayor por cinco meses en promedio para el periodo 2015-2021, es decir desde que se exige la elaboración y aprobación del IEI, en comparación con el periodo 2007-2014, donde el tiempo transcurrido para alcanzar el mismo hito fue en promedio de dos meses.

1.6.4. Fase de transacción

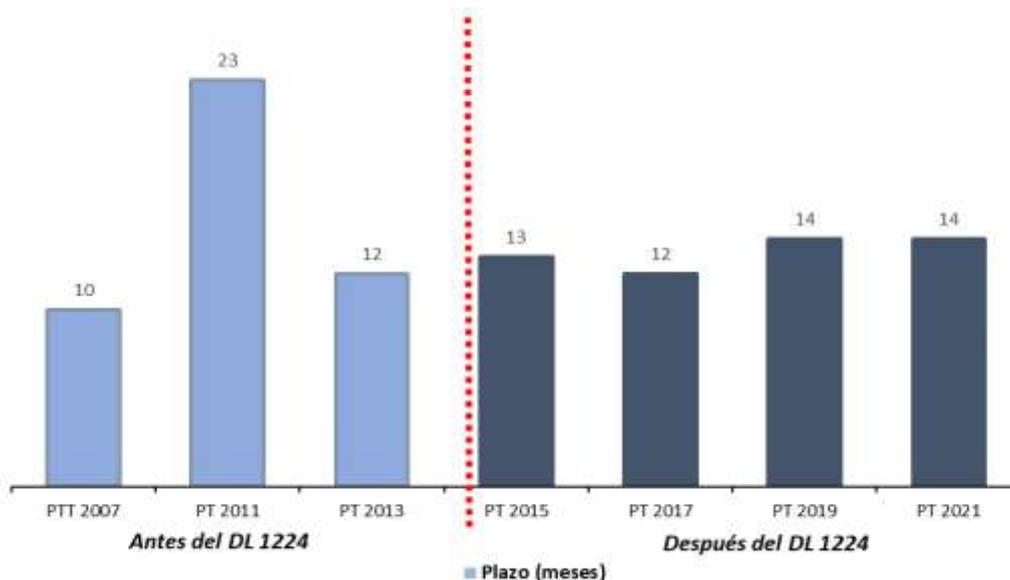
a. Tiempo transcurrido desde el inicio de la convocatoria hasta la suscripción del contrato - Periodo 2015-2021

Durante esta fase, Proinversión elabora la versión final del contrato, la cual debe contar con la opinión favorable de Minem, Osinergmin y MEF, así como con el informe previo no vinculante de la Contraloría General de la República. Del mismo modo, se reciben aportes, consultas y comentarios por parte de los postores, debiéndose publicar las respuestas y sugerencias recibidas. El plazo promedio transcurrido desde el inicio de la convocatoria hasta la suscripción del contrato fue de: i) trece meses para los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2015-2024; ii) doce meses para los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2017-2026; iii) catorce meses para los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2019-2028; y iv) catorce meses para los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2021-2030, como se observa en el gráfico 15.

b. Tiempo transcurrido desde el inicio de la convocatoria hasta la suscripción del contrato - Periodo 2007-2014

Respecto a los Proyectos Vinculantes del Plan Transitorio de Transmisión 2007, Plan de Transmisión 2011-2020 y Plan de Transmisión 2013-2022, el plazo transcurrido desde la apertura del proceso al mercado hasta la suscripción del contrato fue en promedio de 11,5 meses, como se puede observar en el siguiente gráfico:

Gráfico 15. Convocatoria - Suscripción del contrato



Fuente: Proinversión, 2023; elaboración propia

Como se puede observar en el gráfico anterior, los plazos transcurridos durante el periodo 2007-2014 y 2015-2021 coinciden en doce meses promedio, no habiendo una diferencia significativa en los procesos ejecutados durante el periodo posterior al 2015. Es decir, se evidencia que en los procesos que recaen exclusivamente en Proinversión, se mantiene la misma dinámica y ritmo en los plazos.

1.7. Identificación de puntos críticos

Según el análisis presentado líneas arriba, se ha podido evidenciar que para el período 2015-2023, los plazos para el cumplimiento de los hitos durante la fase de planeamiento y programación y la fase de formulación se incrementaron considerablemente en contraste con los procesos conducidos durante el periodo 2007-2014; situación previa a la entrada de la vigencia del Decreto Legislativo N° 1224, el Decreto Legislativo N° 1362 y sus respectivas modificatorias. Es por ello que hemos considerado como puntos críticos dentro del Proceso de Adjudicación PV a las fases de: i) planeamiento y programación, y ii) formulación; en las cuales nos centraremos.

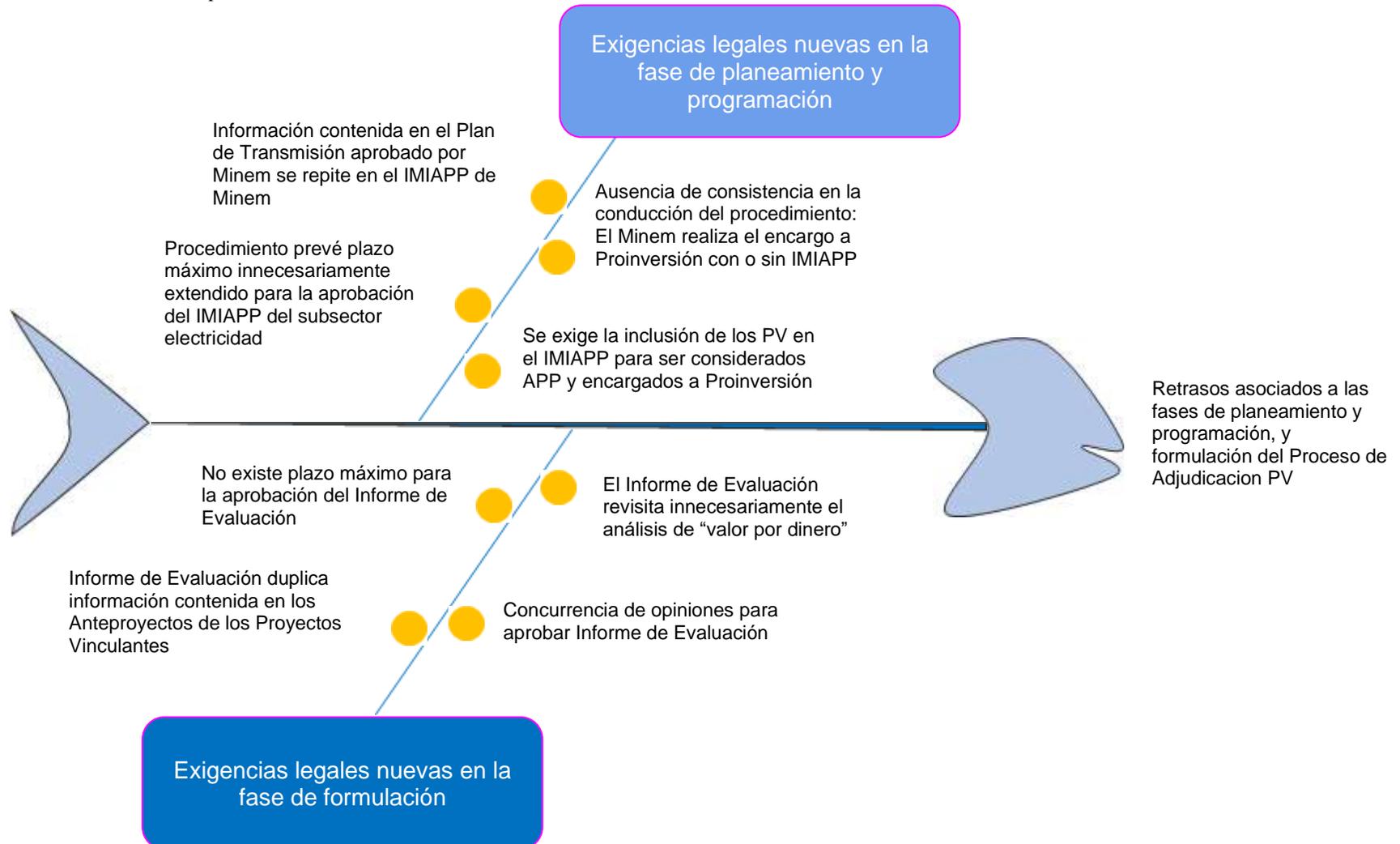
Por otro lado, vemos que el impacto de la regulación actual en la fase de estructuración es menor en la sumatoria de tiempos respecto al primer periodo de análisis. Asimismo, se ha identificado que en la fase de transacción no hay variaciones significativas en ambos periodos de análisis respecto a los plazos transcurridos desde la apertura del proyecto al mercado hasta la suscripción del contrato de concesión.

1.8. Análisis causa-efecto.

Para la identificación de las causas del problema, se ha elaborado el diagrama de Ishikawa (ver gráfico 16), análisis que se ha complementado con las entrevistas y encuestas realizadas a los actores involucrados en la cadena de valor del Proceso de Adjudicación PV, esto es: i) Proinversión; ii) MEF: DGPIP, iii) COES, iv) Minem: OGPP - DGE, v) Osinergmin, y vi) Concesionario de transmisión: ISA REP.

a) **Identificación y análisis de causas**

Gráfico 16. Causas específicas centradas.



Consideramos que los retrasos asociados a las fases de planeamiento y programación y formulación del Proceso de Adjudicación PV se explican por el cambio de régimen que tuvo lugar en el año 2015 con la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1224, régimen que se mantiene actualmente bajo el Decreto Legislativo N° 1362 y sus modificatorias. El mencionado cambio de régimen supuso la introducción de nuevas exigencias legales en las citadas fases, en términos de productos y proveedores, las cuales se describen en la presente sección.

Causa primaria 1: exigencias legales nuevas en la fase de planeamiento y programación:

En línea con lo explicado arriba, la porción más significativa de la diferencia en los plazos para la conducción del Proceso de Adjudicación PV entre el periodo 2007-2014 y el periodo 2015-2022 se encuentra en la fase de planeamiento y programación. La mayor inversión de tiempo en esta fase inicial del proceso para los Proyectos Vinculantes del segundo periodo se explica por la elaboración del IMIAPP, es así que se identificaron las siguientes causas indirectas:

Causa secundaria 1.1.: se exige la inclusión de los Proyectos Vinculantes en el IMIAPP para ser considerados APP y encargados a Proinversión

Desde nuestro punto de vista el IMIAPP es un instrumento de gestión que, si bien es imprescindible para la priorización de proyectos de infraestructura en varios sectores, en el caso del subsector eléctrico la necesidad de este documento debería ser matizada, pero no descartada por completo.

El IMIAPP es un instrumento que tiene como principal objetivo identificar y priorizar los proyectos de APP que deben ser incorporados en el proceso de promoción de inversión privada en los siguientes tres años. Dicho esto, vemos que en el caso del subsector eléctrico este ejercicio de identificación de soluciones es realizado con participación de los distintos agentes del mercado, además del COES, Osinergmin y el Minem en cada Plan de Transmisión.

De hecho, en el documento denominado *APP Casos de Estudio en el Perú: Línea de Transmisión 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas* (Proinversión, 2023) preparado por Proinversión, destaca como una de las lecciones aprendidas en el desarrollo de dicho proyecto de transmisión el hecho de que una de las claves para el adecuado desempeño del proyecto fue el alto nivel de planificación existente en el mercado eléctrico. Se afirma textualmente: “Los Planes de Transmisión son guías de mejora del Sector Eléctrico en las cuales se identifican las demandas insatisfechas y cuáles son las

acciones que se deberán realizar para cubrirlas. Bajo este nivel de planificación, los proyectos de transmisión, generación y distribución son identificados con antelación. Esto último permite que se puedan diseñar determinadas acciones. Este nivel de planificación es carente en otros sectores del Estado peruano.”

Causa secundaria 1.2: información contenida en el Plan de Transmisión aprobado por Minem se repite en el IMIAPP de Minem

Entre las modificaciones introducidas al Decreto Legislativo N° 1362 por el Decreto Legislativo N° 1543 de marzo de 2022 se destaca una orientada a eliminar un hito innecesario en el proceso de promoción de los Proyectos Vinculantes a la luz del nivel de planificación existente para el sector eléctrico y al hecho de que dichos proyectos no involucran ningún compromiso de pago que requiera el uso de recursos públicos. En efecto, desde la entrada en vigencia del Decreto Legislativo N° 1543, los IMIAPP del subsector electricidad están exentos de contar con la opinión favorable de la DGPIP del MEF.

Sin perjuicio del cambio referido en el párrafo anterior, notamos que persiste cierta redundancia en el contenido del IMIAPP para el subsector electricidad, ya que dicho instrumento o bien duplica información que ya está contenida en el Plan de Transmisión o bien duplica información contenida en IMIAPP anteriores.

Respecto de lo primero, un ejemplo concreto es el diagnóstico de la demanda y oferta (así como proyecciones de cada una en el mercado eléctrico, algo de lo que el Informe de Diagnóstico, que forma parte del proceso de elaboración del Plan de Transmisión (ver anexo 8), se ocupa de forma extensa y detallada. De hecho, los “Criterios y metodología para la elaboración del Plan de Transmisión” regulan exhaustivamente la presentación de la información sobre la oferta y demanda de energía eléctrica bajo el Informe de Diagnóstico en distintos horizontes de tiempo y bajo distintas hipótesis de crecimiento de la demanda.

Un ejemplo de lo segundo lo encontramos en el análisis de valor por dinero que se ha repetido de forma virtualmente literal en los últimos tres IMIAPPs donde destacamos la afirmación que realiza el mismo Minem sobre el hecho que desde la concesión de la Línea de Transmisión 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas en 1998, ningún proyecto de transmisión eléctrica ha sido desarrollado por obra pública (ver anexo 7). Partiendo de este contundente dato, somos de la opinión que carece de sentido reiterar el análisis de valor por dinero en cada IMIAPP en la medida que no existe un fundamento para que el resultado de este análisis pueda llevar a concluir que el desarrollo de los Proyectos

Vinculantes por obra pública sea más ventajoso que hacerlo vía APP. La reproducción del lenguaje en esta sección de los últimos tres IMIAPP sólo pone de relieve el hecho de que el análisis de valor por dinero solo “existe en el papel” (para cumplir con una exigencia normativa) y no como el resultado de un auténtico proceso deliberativo.

Por otro lado, toda la sección de programación del IMIAPP para el subsector eléctrico carece de sentido. Como se indica de forma idéntica en los últimos tres IMIAPP del subsector eléctrico, los Proyectos Vinculantes cumplen con los criterios establecidos en el artículo 30.3 del Reglamento del Decreto Legislativo N°. 1362 y, en ese sentido, califican como proyectos de APP autofinanciados. Este hecho vence el propósito del ejercicio de programación multianual de inversiones en APP, al no existir, como regla general, compromisos firmes o contingentes de uso de recursos públicos que sean cuantificables bajo los contratos de concesión de líneas de transmisión. Siendo el caso, no corresponde incluir en el IMIAPP un reporte de uso de recursos públicos ni indicadores de rigidez de gasto presupuestal. Básicamente, la sección de programación de los IMIAPP del subsector eléctrico solo se incluye para confirmar que el análisis propio de esta sección no es aplicable.

Causa secundaria 1.3: procedimiento prevé un plazo máximo innecesariamente extendido para la aprobación del IMIAPP del subsector electricidad

Según el actual Decreto Legislativo N° 1362, la fase de planeamiento y programación comprende la planificación de los proyectos susceptibles de ser desarrollados vía APP, lo cual se materializa en la elaboración del IMIAPP. Es más, el artículo 31.2 del citado Decreto Legislativo establece que dicha fase culmina con la aprobación del IMIAPP. Sin embargo, la normativa hasta setiembre del 2022 no establecía un plazo máximo para que las EPTP aprueben dicho IMIAPP mediante resolución ministerial.

Es así que, como se puede observar en el gráfico 10 del presente trabajo, la aprobación del IMIAPP (que incluyó los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2015-2024) se realizó dieciocho meses después de la aprobación de dicho Plan de Transmisión. Por otro lado, la aprobación del IMIAPP con los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2017-2026 tomó solamente dos meses. Asimismo, la aprobación del IMIAPP con los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2019-2028 demoró veinte meses, y la del IMIAPP con los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2021-2030 se realizó después de doce meses.

Es decir, los plazos para la aprobación del IMIAPP pueden variar entre dos meses y veinte meses. Lo anterior no brindaba predictibilidad ni a los gestores públicos ni a los actores privados respecto a la duración de la fase de planeamiento y programación de los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión. Por ello, mediante el Decreto Supremo N° 211-2022-EF, aprobado en setiembre del 2022, se estableció que la aprobación del IMIAPP del subsector electricidad se realiza como máximo dentro de los sesenta días hábiles posteriores a la aprobación del Plan de Transmisión.

Tomando en cuenta lo mencionado en la causa anterior sobre la redundancia en el contenido del IMIAPP para el subsector electricidad, consideramos que el plazo máximo establecido es excesivo a la luz del carácter reiterativo de este documento, asignando más días a un proceso que puede realizarse en menos tiempo, contraviniendo el principio de eficiencia de la administración pública³³.

Causa secundaria 1.4: ausencia de consistencia en la conducción del procedimiento: El Minem realiza el encargo a Proinversión con o sin IMIAPP

Hemos evidenciado que durante la fase de planificación y programación no existe, en la práctica, uniformidad en la secuencia de eventos relacionados con el encargo que realiza el Minem a Proinversión para que esta agencia conduzca el Proceso de Adjudicación PV. Esto contradice la finalidad de la gestión por procesos de organizar las actividades de trabajo de una entidad pública para contribuir al logro de sus objetivos institucionales.

Como se puede observar en el gráfico 11, los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión 2015-2024 y 2021-2030 fueron encargados a Proinversión antes de contar con la aprobación del IMIAPP y dicho encargo tomó únicamente cinco meses contados a partir de la aprobación del respectivo Plan de Transmisión. Por otro lado, los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión 2017-2026 y 2019-2028 fueron encargados a Proinversión después de la aprobación del IMIAPP correspondiente, lo cual tomó once meses y veintiún meses, respectivamente.

³³ Dentro del Principio de productividad de las entidades públicas regulado en los “Principios de actuación para la modernización de la gestión pública”, Lineamiento N° 001-2019-SGP, se establece que las entidades públicas deben orientar su gestión interna a través del uso más eficiente y productivo de los recursos públicos para alcanzar los objetivos planteados. Asimismo, el Sistema Administrativo de Modernización de la Gestión Pública, aprobado mediante Decreto Supremo N° 123-2018-PCM tiene como objetivo “mejorar la productividad, la cual busca reducir todos aquellos trámites, pasos, requisitos, entre otros aspectos que afecten la productividad, fomentando aquellos otros que contribuyen a su incremento o mejora”.

El encargo formal de la promoción de un proyecto por una EPTP a Proinversión es un insumo indispensable para que esta agencia inicie su Proceso Misional N° 01 - Gestión de Cartera de Proyectos. Por ello, vemos que no tener consistencia en la secuencia de eventos del proceso de promoción de la inversión privada de los citados proyectos tiene un efecto negativo en los tiempos de conducción del mismo.

Es así que se evidencia que no hay consistencia en la cadena de valor de la fase de planeamiento y programación, toda vez que los procesos que hemos estudiado no muestran una secuencia uniforme de hitos.

ii. Causa primaria 2: exigencias legales nuevas en la fase de formulación:

Causa secundaria 2.1: el Informe de Evaluación revisita innecesariamente el análisis de “valor por dinero”

El Informe de Evaluación es el principal entregable de la fase de formulación y tiene como uno de sus primordiales objetivos el definir si es técnica, económica y legalmente viable desarrollar un proyecto como APP. Para estos efectos, el Informe de Evaluación debe revisar el análisis de “valor por dinero” que se realiza en el IMIAPP, no obstante que, como hemos anotado anteriormente, este ejercicio es redundante incluso a nivel de la fase de planeamiento y programación. Desde su incorporación bajo el Plan de Transmisión, los Proyectos Vinculantes son concebidos para que su diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento sean encargados a un operador privado bajo un contrato de concesión. De hecho, el literal h del artículo 23 de los “Criterios y metodología para la elaboración del Plan de Transmisión” exige que parte de la información mínima que debe acompañar cada anteproyecto es el cronograma de actividades a realizar para licitar el correspondiente Proyecto Vinculante.

Dicho esto, vemos nuevamente que la aplicación de los criterios de elegibilidad se realiza únicamente con el propósito de cumplir con una formalidad y no con el objetivo de merituar los beneficios de desarrollar un Proyecto Vinculante como APP frente al régimen de obra pública tradicional.

Causa secundaria 2.2: concurrencia de opiniones para aprobación del Informe de Evaluación.

De acuerdo con lo establecido en el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362, el proceso de elaboración y aprobación del informe de evaluación requiere de la intervención de tres entidades

públicas, las cuales son: i) Proinversión (o Minem), quién elabora el Informe de Evaluación y los estudios técnicos respectivos, de haber sido encargada la elaboración de éstos por el Minem; ii) Minem, quién revisa y brinda conformidad al Informe de Evaluación (en caso el mismo haya sido preparado por Proinversión); y, iii) MEF, que del mismo modo, revisa y brinda conformidad al Informe de Evaluación respecto a las materias contempladas en el artículo 45.2 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362 .

Como se puede observar, la elaboración y aprobación del Informe de Evaluación pasa por un circuito que involucra las opiniones y solicitudes de información adicional (de corresponder) de tres actores participantes del proceso de promoción. Los plazos establecidos en los artículos 45.1 y 45.2 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362 para la revisión, emisión de comentarios y brindar conformidad son de 30 días hábiles para el Minem y de 15 días hábiles para el MEF.

Adicionalmente, creemos que el valor que agrega la opinión del MEF respecto del informe de evaluación al proceso es cuestionable. De hecho, la normativa vigente, puntualmente el artículo 46 del Decreto Legislativo N° 1362 y el artículo 60 de su reglamento, contempla un “procedimiento simplificado” que ejemplifica supuestos donde el mismo legislador ha considerado que la opinión del MEF es parcialmente prescindible. Dicho procedimiento simplificado aplica a proyectos cuyo costo total de inversión es igual o inferior a 80.000 Unidades Impositivas Tributarias (S/ 412 millones para el año 2024³⁴) y, en aquellos supuestos, la opinión del MEF sobre el informe de evaluación se limita a la verificación de la clasificación del proyecto y a la evaluación de los criterios de elegibilidad previamente aplicados por la EPTP. Dicho de otro modo, en estos casos el MEF no opina sobre la capacidad presupuestal de la EPTP ni sobre el impacto en la competencia y desempeño del mercado en el que se desarrolle el proyecto (siendo, de cualquier forma, lo primero innecesario respecto de una APP autofinanciada y lo segundo irrelevante respecto de un mercado fuertemente regulado donde no existe la libre concurrencia dado que las concesiones de transmisión eléctrica dan origen a monopolios naturales). Resulta reiterativo explicar nuevamente que, desde nuestro punto de vista, la revisión de la aplicación de los criterios de elegibilidad para determinar si los Proyectos Vinculantes deben ser desarrollados como APP por parte del MEF es un ejercicio meramente formal que no tiene posibilidades reales de llegar a concluir que sería más ventajoso desarrollar dichos proyectos a través del régimen tradicional de obra pública.

³⁴ Según lo establecido en la Primera Disposición Complementaria Transitoria del Decreto Supremo N° 211-2022-EF que aprueba el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1543.

Asimismo, no deja de llamarnos la atención que el criterio para determinar los supuestos en los que aplica el “procedimiento simplificado” solo se base en el costo total de inversión del proyecto y no en la naturaleza del mismo. Tan solo basándonos en el Plan de Transmisión 2023-2032, vemos que, de un total de dieciocho proyectos, dieciséis están por debajo del criterio de materialidad establecido por el artículo 60 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362 y dos quedarían excluidos de la posibilidad de beneficiarse de un procedimiento simplificado. En efecto, el establecer un umbral de materialidad como único criterio para determinar qué proyectos pueden ser conducidos a través de un procedimiento simplificado sin atender, por ejemplo, a la rigurosa planificación sectorial de la que se benefician todos los Proyectos Vinculantes, puede conducir a distinciones artificiales.

Causa secundaria 2.3: Informe de Evaluación duplica información contenida en los Anteproyectos de los Proyectos Vinculantes

Según el artículo 44.2 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362, el contenido del informe de evaluación reproduce varios elementos que son desarrollados en el informe de diagnóstico, plan de transmisión y anteproyectos que forman parte de este último.

A modo de ejemplo, el resumen ejecutivo del Informe de Evaluación debe incluir, una descripción de: i) cada proyecto (incluyendo el nombre del proyecto, la EPTP competente, los antecedentes del proyecto, el área de influencia, los objetivos del proyecto, la clasificación del proyecto); ii) la importancia y consistencia del proyecto con prioridades nacionales contenidas en planes sectoriales; y iii) la provisión actual de infraestructura identificando las características de la oferta y demanda existente en términos de cobertura y calidad. La información a la que aluden los puntos i) y iii) se ve reflejada en la sección titulada *Plan Vinculante* del Plan de Transmisión y en el informe de diagnóstico. Por otro lado, el esfuerzo de alinear los Proyectos Vinculantes al logro de objetivos estratégicos establecidos en instrumentos de planeamiento de alcance nacional y sectorial es reiterativo del mismo ejercicio realizado en la sección de planeamiento del IMIAPP.

Asimismo, las secciones del Informe de Evaluación referidas a la evaluación técnica de los proyectos (que incluye la evaluación de alternativas de solución) y al análisis de brecha de recursos (que incluye el análisis de demanda del servicio que brinda el proyecto y el estimado del monto de inversión y de costos de operación y mantenimiento) replican información que es considerada en las propuestas de actualización de los Planes de Transmisión, así como información que es desarrollada en las conclusiones del informe de diagnóstico respecto de cada área de demanda y en el resumen ejecutivo de los anteproyectos correspondientes a los Proyectos Vinculantes.

En contraste con lo anterior, notamos que existen secciones del Informe de Evaluación que están más emparentadas con el proceso de promoción de la inversión privada y la ejecución contractual como: i) el análisis preliminar de riesgos (incluida la asignación de los mismos); ii) el análisis de bancabilidad; y el iii) el plan de implementación del proyecto, que no son abordadas durante la elaboración del Plan de Transmisión. Es oportuno destacar que la opinión del MEF sobre el Informe de Evaluación (la misma que, de ser favorable, lleva a la incorporación formal del proyecto en cuestión al proceso de promoción de la inversión privada) no incide sobre ninguno de los aspectos mencionados en este párrafo.

Causa secundaria 2.4 no existe un plazo máximo para la aprobación del Informe de Evaluación

Teniendo en consideración la normatividad vigente, la fase de formulación culmina con la aprobación del plan de promoción, el mismo que debe contener: i) el esquema general de la APP incluida su clasificación; ii) el mecanismo del proceso de selección indicando si es licitación pública especial, concurso de proyectos integrales u otro mecanismo competitivo; y iii) el cronograma del Proceso de Promoción establecido en el Informe de Evaluación.

Dicho lo anterior, la elaboración y aprobación del Informe de Evaluación es uno de los hitos más importantes de esta fase; sin embargo, la normativa vigente, si bien establece plazos límites para que Minem y el MEF emitan sus opiniones formales una vez presentado el Informe de Evaluación por Proinversión, no establece un plazo máximo que deba tomar la elaboración y aprobación de este documento. Por ello, según el análisis realizado, se puede evidenciar que el cumplimiento de este hito puede tomar un plazo de seis meses como lo fue con los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2017-2026 o hasta doce meses como sucedió con los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2021-2030.

2. Propuesta de mejora

2.1. Identificación de posibles soluciones

2.1.1. Alternativa de “no intervenir”

En marzo del 2022, se publicó el Decreto Legislativo N° 1543, que establece medidas para mejorar la gestión de proyectos y procesos de promoción de la inversión privada. Este instrumento legal establece en su Décima Sexta Disposición Complementaria Modificatoria que los IMIAPP del subsector electricidad quedan exentos de la aprobación del MEF, toda vez que estos son elaborados en base a los Planes de Transmisión regulados por la normatividad sectorial, principalmente, la Ley N° 28832.

Si bien la exoneración de aprobación del IMIAPP del subsector eléctrico por parte del MEF fue un cambio positivo, esta solución por sí misma no evitó los retrasos en el Proceso de Adjudicación PV.

Siguiendo esa línea de ideas, en setiembre del 2022, mediante el Decreto Supremo N° 211-2022-EF que aprueba el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1543, se establece que la aprobación del IMIAPP del subsector electricidad se realiza como máximo dentro de los sesenta días hábiles posteriores a la aprobación del Plan de Transmisión. Del mismo modo, mediante la Primera Disposición Complementaria Transitoria del citado Decreto Supremo, se incrementa el umbral para que aquellos proyectos que no superan el ochenta mil UIT hasta setiembre del 2040 queden exonerados de obtener las opiniones del MEF, EPTP y Osinergmin respecto a la VIC.

Adicionalmente, en abril del 2023 se publicó el Decreto Legislativo N° 1550, a través del cual se modifican los artículos 4, 36 y 37 del Decreto Legislativo N° 1362, con la intención de implementar mejoras en los procesos de evaluación de la capacidad presupuestal considerando el nivel de información disponible en cada una de las fases de los proyectos de APP. Específicamente, en su artículo 3, la mencionada norma señala la incorporación del artículo 24.A al Decreto Legislativo N° 1362, el cual regula la declaración de uso de recursos públicos y capacidad presupuestal. Esta última es elaborada por la EPTP con una proyección de diez años y debe incluirse tanto en el IMIAPP como en el informe de evaluación.

Al respecto, es importante recordar que los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión son autofinanciados y no demandan recursos públicos.

Finalmente, el 29 de noviembre de 2023 se publicó el Decreto de Urgencia N° 039-2023, el mismo que en su tercera disposición final y complementaria exceptúa, hasta el 31 de diciembre de 2024, a las iniciativas estatales autofinanciadas de la necesidad de contar con la opinión de la Contraloría General de la República sobre la versión final del contrato. Si bien consideramos que esta exoneración es acertada y debería ser permanente, al menos para el caso de los Proyectos Vinculantes de Planes de Transmisión, también es cierto que incide en una fase del proceso (i.e. transacción) en la que no están localizadas las principales causas de demoras en la licitación de dichos proyectos.

Ahora, considerando lo anterior, la alternativa de no intervenir, asume que las modificaciones introducidas por los Decretos Legislativos N° 1543 y 1550 y el Decreto de Urgencia N° 039-2023, han sido suficientes para agilizar el Proceso de Adjudicación PV y que este funciona eficientemente, el cual permite, cumplir tanto con el objetivo estratégico institucional de Proinversión de *promover la inversión privada orientada al cierre de brechas en infraestructura social y productiva en el país*; como el objetivo estratégico sectorial y objetivo estratégico institucional del Minem de *contar con un abastecimiento energético competitivo y garantizar el abastecimiento energético eficiente y diversificado para las empresas y la población*.

Es importante considerar que algunos de las personas entrevistadas, como Brendan Oviedo Doyle, presidente de la Asociación Peruana de Energías Renovables, y Severo Buenalaya Cangalaya, Gerente de Generación y Transmisión Eléctrica de Osinergmin; coincidieron en que el marco normativo vigente ha ordenado el proceso y, en general, ha fomentado la competencia entre los postores. Esta mayor competencia se refleja en mejores propuestas económicas que al final se traduce en un menor costo para el consumidor y/o usuario final.

Sin embargo, analizando a detalle los entregables y el proceso por el que tienen que transitar los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión, consideramos que existen oportunidades de mejoras a nivel de las fases de planeamiento y programación y formulación que lograrían que la adjudicación de los mencionados proyectos se realice en un tiempo menor al que toma actualmente, más aun considerando que la elaboración y aprobación del Informe de Evaluación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2021-2030 tomó un plazo de hasta doce meses.

2.1.2. Alternativa de caracterizar los Proyectos Vinculantes como proyectos en activos

De acuerdo a la definición del artículo 52 del Decreto Legislativo N° 1362, las principales características que definen los proyectos en activos son las siguientes: (i) se trata de proyectos de

inversión mediante los cuales las EPTP con facultad de disposición de sus activos promueven la inversión privada en activos de su titularidad; y (ii) dichos proyectos no comprometen el uso de recursos públicos ni trasladan riesgos a la EPTP. Dicho de otra forma, en estos casos el Estado no asume ni compromisos firmes ni contingentes con cargo al uso de recursos públicos.

Respecto de la primera característica, la *Guía de Proyectos en Activos* de Proinversión indica que el término “activo” abarca a cualquier bien material o inmaterial que es de propiedad de una entidad pública. La misma guía aclara que los bienes que podrían ser objeto de un proyecto en activos son inmuebles, muebles, activos tangibles y activos intangibles. Asimismo, se precisa que la regulación sobre proyectos en activos es paralela y especial con respecto a la normativa que regula el Sistema Nacional de Bienes Estatales, por lo cual la DGPIP ha debido aclarar que la normativa sobre dicho sistema no aplica a los procesos de promoción de proyectos en activos.

Respecto de la segunda característica, debe destacarse que los Proyectos en Activos implican el uso de un bien estatal por parte de un agente privado para desarrollar un proyecto que tendrá relevancia o impacto social (e.g. terminal de transporte terrestre, mercado de abastos, vivienda de interés social), pero que no califica como un servicio público y respecto del cual se pueda afirmar que exista una responsabilidad por parte del Estado sobre la continuidad de su prestación. En otras palabras, la única obligación que asume el Estado en un contrato relacionado con esta modalidad de promoción de la inversión privada es la enajenación definitiva o puesta a disposición de un bien de propiedad estatal a favor de un privado para que este último asuma, bajo su entera responsabilidad, el desarrollo del proyecto en cuestión. Esta es la razón que subyace el hecho de que bajo la modalidad de proyectos en activos el Estado no asume ningún riesgo ni se empleen recursos públicos.

Las dos características anteriores se traducen en un procedimiento simplificado de promoción de la inversión privada para los Proyectos en Activos de donde se puede destacar principalmente que: (i) solo existe un informe de evaluación (a diferencia de los procesos de APP donde existe un informe de evaluación integrado) que no requiere de aprobación del MEF; y (ii) ni el MEF ni la Contraloría General de la República opinan respecto del contrato a ser suscrito con el inversionista privado.

Creemos relevante destacar nuevamente que los proyectos en activos versan sobre bienes de propiedad estatal, pero de dominio privado. Es decir, se trata de bienes que no están afectados a un uso público y respecto de los cuales el Estado tiene plena facultad de disposición y sobre los que puede otorgar derechos reales, tales como el uso y disfrute. Es por ello que los proyectos en activos se reflejan en contratos de compraventa, permuta, uso, usufructo, o superficie. Esta es una

diferencia conceptual sustancial con los proyectos de APP, cuyo objetivo es el desarrollo y operación de infraestructura de uso público. Esta infraestructura está permanentemente afectada a la prestación de un servicio público y, en ese sentido, califica como un bien estatal de dominio público en los términos establecidos bajo el artículo 73 de la Constitución Política del Perú de 1993 y el artículo 2 de la Ley General del Sistema Nacional de Bienes del Estado.

Los bienes de dominio público son inalienables e imprescriptibles y, en ese sentido, no pueden ser objeto de derechos que le permitan a un sujeto privado excluir a otros de su uso. Es por ello que la modalidad contractual típica de los proyectos de APP, incluidos los proyectos de transmisión eléctrica, es el contrato de concesión. En el caso particular de los proyectos de transmisión eléctrica, los contratos de concesión otorgan al concesionario derecho a diseñar, financiar, construir y operar la infraestructura, pero el concesionario no recibe derechos sobre los bienes y activos del proyecto, cuya posesión está obligada a transferir al Estado al vencimiento del contrato de concesión. Adicionalmente, existen normas que obligan a los operadores de infraestructura de transmisión eléctrica de permitir el acceso o interconexión a la misma a otros agentes.

Es claro, entonces, que el concepto de proyectos en activos no fue concebido para el desarrollo de infraestructura pública lineal (en donde el Estado suele asumir el riesgo relacionado con la liberación de terrenos e interferencias), sino más bien para aprovechar económicamente bienes de propiedad estatal. Esta distinción no es gratuita y, si bien consideramos que existen aspectos en el diseño del proceso de promoción de los Proyectos en Activos que podrían trasladarse a los Proyectos Vinculantes (en el sentido de exigir un menor rigor en los “pesos y contrapesos” de cada fase de dicho proceso), la caracterización de estos últimos como “proyectos en activos” resulta forzado y conceptualmente incorrecto.

Las personas que fueron entrevistados reaccionaron casi unánimemente contra la caracterización de los Proyectos Vinculantes como Proyectos en Activos dada la disonancia conceptual que existe entre ambas figuras. María Teresa Quiñones, experta en regulación eléctrica, rescató además que, si bien el mismo artículo 52.3 del Decreto Legislativo N° 1362 contempla la posibilidad de que por ley expresa se permita a una EPTP emplear recursos públicos en el desarrollo de un proyecto en activos, esta excepción traía el riesgo de desnaturalizar la figura y de ser empleada para proyectos vinculados con la prestación de un servicio público (mencionó el caso concreto de los proyectos regionales de banda ancha que fueron concebidos como complementarios a la red dorsal nacional de fibra óptica).

2.1.3. Alternativa de asignación directa por manifestación de interés para ejecutar Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión

La presente alternativa se basa en el informe *Esquema para la mejora en la implementación de nueva infraestructura de transmisión eléctrica* elaborado por el Grupo de Trabajo Especializado de Transmisión Eléctrica del Minem en julio del 2020 con la finalidad de presentar a la Comisión Multisectorial de la Reforma del Sector Eléctrico³⁵ una propuesta de mejora para el desarrollo adecuado y oportuno del sistema de transmisión eléctrica.

El citado informe identifica que no se cuenta con un sistema claro de asignación de Proyectos Vinculantes sin que medie un proceso de licitación. Por ello, advierte que resulta necesario mejorar algunos mecanismos para asegurar la construcción de los Proyectos Vinculantes incluidos en los Planes de Transmisión. Es así que se propone aclarar el procedimiento a través del cual los agentes pueden manifestar el interés de construir aquellas instalaciones que no constituyen Refuerzos.

La propuesta presentada por el referido grupo especializado incluye la modificación del artículo 4° del Reglamento de Transmisión en los siguientes términos (el lenguaje subrayado es agregado al texto original, mientras que el lenguaje tachado es eliminado del texto original):

“Artículo 4°: Manifestación de interés y suscripción de contrato de concesión definitiva de transmisión eléctrica para el SCT

4.1 A partir de la entrada en vigencia del Plan de Transmisión, los Agentes interesados en construir y operar alguna de las instalaciones comprendidas entre los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, que no constituyen Refuerzos, contarán con un plazo no prorrogable de treinta (30) días calendario, para manifestar su interés de construir y operar dichas instalaciones, mediante comunicación escrita a la Dirección acompañada con una carta fianza a favor del Ministerio por un monto equivalente al diez por ciento (10%) del presupuesto estimado en el Anteproyecto del proyecto indicado en el Plan de Transmisión, y validez de ciento ochenta (180) días calendario.

³⁵ Mediante Resolución Suprema N° 006-2019-EM, de fecha 20 de junio de 2019, se creó la Comisión Multisectorial para la Reforma del Subsector Electricidad (CRSE) con el objetivo de elaborar propuestas para promover la operación sostenible y eficiente del subsector electricidad.

4.2 En caso de concurrencia de manifestaciones de interés, dentro ~~del indicado plazo de~~ los treinta (30) días calendario siguientes al vencimiento del plazo anterior, el Ministerio ~~iniciará la selección~~ ará al del Agente habilitado para la implementación del Proyecto Vinculante ~~solicitar la Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica~~, mediante el procedimiento que se establezca.

4.3 Después de registrada la expresión de interés y seleccionado el Agente, éste contará con un plazo de ~~ciento ochenta (180) días~~ treinta (30) días calendario para solicitar la Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica presentar el calendario de ejecución de las obras, con la indicación de las fechas de inicio y puesta en operación comercial. La fecha de inicio debe estar comprendida, como máximo, dentro de los cinco (5) días siguientes a la presentación del calendario y el plazo hasta la puesta en operación comercial no debe superar el plazo de implementación previsto en el Anteproyecto.

4.4. En los casos en que el Agente no presente el calendario de ejecución de las obras cumpliendo los requerimientos y la ~~solicitud de Concesión Definitiva de Transmisión Eléctrica~~ dentro del plazo indicado en el numeral 4.3 o no cumpla con la fecha de la puesta en operación comercial, se ejecutará la fianza indicada en 4.1, salvo caso fortuito o fuerza mayor.

Lo descrito líneas arriba implica una modificación del artículo 4° en los siguientes términos:

- i) El monto sobre el cual se debe presentar la carta fianza debe estar referido al presupuesto estimado en el anteproyecto del proyecto indicado en el Plan de Transmisión.
- ii) Eliminar el requisito de presentación de la solicitud de concesión definitiva en un plazo de ciento ochenta (180) días.
- iii) Solicitar la presentación de un cronograma de ejecución de obra y presentación de la garantía en un plazo de treinta (30) días.
- iv) En caso de concurrencia de agentes, el Minem debe establecer el procedimiento respectivo para la selección.

Cabe mencionar que dicha propuesta también incluye el supuesto de que no existan solicitudes o éstas fueran denegadas, para tal caso los proyectos deben ser licitados.

Al respecto, consideramos acertada la modificación del artículo 4.3 del Reglamento de Transmisión, dado que la obtención de una concesión definitiva de transmisión en un plazo de 180 días es, en los hechos, impracticable considerando que dentro de dicho plazo también tendría

que obtenerse la resolución ministerial que aprueba el estudio de impacto ambiental para el proyecto en cuestión.

Si bien esta alternativa de asignación directa por manifestación de interés no pasaría por las fases del Proceso de Adjudicación PV, consideramos que la citada propuesta no soluciona el problema identificado en la presente investigación, toda vez que la manifestación de interés contemplada en el artículo 4 del Reglamento de Transmisión se encuentra referida a las instalaciones del Sistema Complementario de Transmisión y no a los Proyectos Vinculantes del Sistema Garantizado de Transmisión.

Si bien el Grupo Especializado del Minem identificó que existe una demora en la adjudicación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, la propuesta planteada incide sobre un artículo del Reglamento de Transmisión que no responde al alcance y naturaleza de los Proyectos Vinculantes que conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.

Tal como se señaló en el capítulo I del presente trabajo, el Reglamento de Transmisión establece que los Proyectos Vinculantes son “aquellos proyectos nuevos y refuerzos incluidos en el Plan de Transmisión, cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del periodo de vigencia del Plan de Transmisión”. Esto es, son proyectos que deben ser ejecutados con prioridad para garantizar la confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión. Estos proyectos se encuentran dentro del Plan Vinculante del Plan de Transmisión³⁶.

Al mismo tiempo, se establece que el desarrollo del Sistema Garantizado de Transmisión se construye como resultado de lo establecido en el Plan de Transmisión³⁷, esto significa que los Proyectos Vinculantes incluidos en el Plan de Transmisión son aquellas instalaciones que conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.

Asimismo, el artículo 2.1 del Reglamento de Transmisión, así como el artículo 22 de la Ley N° 28832, establecen que la concesión y la construcción de las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión son el resultado de un proceso de licitación pública, mediante el cual se garantiza una remuneración a los operadores de dichas instalaciones.

³⁶ Cabe indicar que en los Planes de Transmisión también se incluyen otros proyectos que no son vinculantes, por ende, no son indispensables ejecutarlos a corto plazo para garantizar la confiabilidad del sistema de transmisión. Estos otros proyectos se encuentran incluidos en el Plan de Transmisión de Largo Plazo que necesitan ser revisados en los próximos planes.

³⁷ Según lo dispuesto en las definiciones y en el artículo 21.1° de la Ley N° 28832.

Al respecto, debemos recordar que las instalaciones que conforman el Sistema Garantizado de Transmisión son el resultado de una planificación detallada de las entidades públicas competentes y agentes que intervienen en la elaboración de cada Plan de Transmisión (i.e. el Minem, COES, Osinergmin y los usuarios del SEIN). Esta planificación define los proyectos de líneas de transmisión que se deben ejecutar necesariamente para brindar confiabilidad y seguridad al SEIN y que, dadas estas características, deben recibir una tarifa garantizada que se materializa en el peaje de transmisión.

Teniendo en cuenta lo establecido líneas arriba, conviene precisar que según lo regulado en la Ley N° 28832, el Sistema Complementario de Transmisión es definido en sentido negativo como el conjunto de instalaciones de transmisión que no conforman el Sistema Garantizado de Transmisión.

En consecuencia, el citado artículo 4 del Reglamento de Transmisión no se puede aplicar a los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión que conforman el Sistema Garantizado de Transmisión considerando las características que los distinguen de las instalaciones que conforman el Sistema Complementario de Transmisión, esto es, que: i) en los Planes de Transmisión se incluyen los proyectos que forman parte del Plan Vinculante, es decir aquellos cuya ejecución debe iniciarse en el corto plazo (i.e. dos años); ii) los Proyectos Vinculantes que conforman el Sistema Garantizado de Transmisión deben pasar por un proceso de licitación para seleccionar al operador; y, iii) los Proyectos Vinculantes que conforman el Sistema Garantizado de Transmisión reciben una tarifa establecida por el Estado.

Cabe señalar que el artículo 3 del Reglamento de Transmisión señala que el Sistema Complementario de Transmisión está conformado, entre otras, por todas aquellas instalaciones del Plan de Transmisión que son construidas por iniciativa propia de los agentes. Siguiendo lo dispuesto por los artículos 16³⁸ y 17³⁹ del Decreto Supremo N° 018-2016-EM⁴⁰, entendemos que la referencia del artículo 3 del Reglamento de Transmisión alude a las denominadas “Instalaciones de Transmisión de Conexión” (ITC), las cuales conectan las instalaciones de las

³⁸ Específicamente, el inciso d) del artículo 16.2 señala lo siguiente: El Informe de Diagnóstico del SEIN deberá contener como mínimo lo siguiente: Análisis de los Planes de Inversión aprobados por Osinergmin, conforme al artículo 139 del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas; con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema

³⁹ El artículo 17.8 establece: El Plan de Transmisión deberá incorporar en su análisis los planes de inversión de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión aprobados por Osinergmin, con el fin de la optimización conjunta técnica y económica del sistema.

⁴⁰ Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Concesión Eléctrica, Reglamento de Transmisión y Reglamento de Usuarios Libres de Electricidad.

áreas de demanda con las instalaciones del SEIN y que recién fueron incorporadas en el Plan de Transmisión desde el año 2021.

Los Proyectos ITC responden a las necesidades identificadas en los Planes de Inversión de los Sistemas Secundarios y Complementarios de Transmisión aprobados por Osinergmin y son incorporados por el COES a partir del Plan de Transmisión 2021 con la finalidad de lograr la optimización conjunta técnica y económica del sistema.

2.1.4. Alternativa de licitación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión directamente por Minem

Este escenario se basa en que Minem, como autoridad sectorial competente, conduzca directamente el proceso de licitación de los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión, de conformidad con lo estipulado en el artículo 22 de la Ley N° 28832 y el artículo 20.2 del Reglamento de Transmisión. Específicamente, los citados artículos establecen lo siguiente (el subrayado es nuestro):

“Artículo 22°: Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión” de la Ley N° 28832

22.1 El Sistema Garantizado de Transmisión está conformado por las instalaciones del Plan de Transmisión cuya concesión y construcción sean resultado de un proceso de licitación pública.

22.2 (...)

b) El Ministerio podrá conducir directamente o encargar a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversión) los procesos de licitación necesarios para implementar el Plan de Transmisión. (...)”

“Artículo 20°: Proceso de Licitación para Implementar el Plan de Transmisión” del Reglamento de Transmisión

(...)

20.2 El Ministerio tendrá a su cargo la convocatoria, difusión y conducción del proceso de licitación, adjudicación y firma del Contrato de Concesión de SGT. El Ministerio, mediante Resolución Ministerial, podrá encargar a Proinversión la conducción del proceso de licitación hasta la adjudicación de la buena pro.”

Es más, el Minem, en el marco de los comentarios al Proyecto de Ley 6953-2020-CR, presentó ante el Congreso de la República del Perú⁴¹ la modificación del numeral 22.2 del citado artículo 22 de la Ley N° 28832 en los siguientes términos:

“Artículo 22.- Instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión

(...)

b) El Ministerio podrá conducir directamente o encargar a la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (Proinversión), al COES u Osinergmin, los procesos de licitación necesarios para implementar el Plan de Transmisión. Si los procesos de licitación se encargan al COES u Osinergmin, los mismos se desarrollan de acuerdo al procedimiento que establece el Ministerio mediante Decreto Supremo. (...)”.

Como se ha señalado líneas arriba, los Proyectos Vinculantes que conforman el Sistema Garantizado de Transmisión deben pasar por un proceso de licitación pública. Para ello, la citada Ley N° 28832 ha establecido dos posibilidades respecto a la licitación de los Proyectos Vinculantes: i) que ésta sea llevada a cabo directamente por Minem (licitación sectorial⁴²); y, ii) que ésta sea encargada a Proinversión.

Como se puede observar, el marco jurídico nacional faculta al Minem poder conducir directamente el proceso de licitación de los Proyectos Vinculantes. Sin embargo, desde la aprobación de la Ley N° 28832 y del Reglamento de Transmisión en el año 2006 y 2007, respectivamente, Minem ha encargado casi todos los procesos de licitación de los citados proyectos a Proinversión.

El único caso de licitación sectorial que hemos identificado es el del año 2010, donde el Minem condujo directamente mediante su Comité de Inversión el proceso de adjudicación del proyecto de Línea de Transmisión Pomacocha-Carhuamayo 220 Kv del Plan Transitorio de Transmisión 2007⁴³. En el plan de promoción del citado proyecto elaborado por el Comité de Inversión se establecieron las siguientes disposiciones: i) la buena pro se otorgaría al postor que ofreciera

⁴¹ Esta modificación responde a la propuesta de comentarios remitidos por el Minem al Predictamen del Proyecto de Ley 6953-2020-CR, Ley que incentiva la inversión en recursos energéticos renovables destinados a la generación de energía en el mercado eléctrico peruano. En su presentación el Minem señaló que es necesario contar oportunamente con infraestructura de transmisión a fin de viabilizar la inyección de la nueva oferta de Energías Renovables No Convencionales al SEIN.

⁴² Consideramos que es el proceso de licitación pública llevado a cabo directamente por la EPTP sin que medie un agente de promoción de la inversión privada. Para ello, las entidades públicas cuentan con un Comité de Promoción de la Inversión Privada.

⁴³ Mediante Resolución Ministerial N° 049-2010-EM se incluyó el citado proyecto en el Plan Transitorio de Transmisión, aprobado con Resolución Ministerial N° 552-2006-MEM/DM.

menor inversión para la construcción y menores costos de operación y mantenimiento de las obras; ii) el Minem, mediante el Comité de Inversión, seleccionaría a la persona jurídica que, cumpliendo con las bases del concurso, suscribiría el contrato de concesión para ejecutar el proyecto por un periodo de treinta años; y iii) la base tarifaria de los SGT sería asignada a los usuarios por Osinergmin. Como resultado del proceso de licitación, el Minem otorgó la buena pro del citado Proyecto Vinculante en setiembre del año 2010.

Si bien es cierto que Minem podría convocar a su Comité de Inversiones para conducir directamente los procesos de licitación pública de los Proyectos Vinculantes, el encargo del Proceso de Adjudicación PV a Proinversión en los últimos quince años ha permitido que dicha agencia tenga un rol protagónico en el impulso del proceso de promoción de la inversión privada de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión desde el año 2007 hasta la fecha. Con más de quince años de experiencia en la promoción y licitación de Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, podemos señalar que Proinversión ha obtenido la experiencia, así como las capacidades técnicas y de gestión para llevar a cabo dicho proceso.

Al respecto, Raúl Lizardo García Carpio, Asesor del Director Ejecutivo de Proinversión, señala que “Proinversión ya cuenta con la *expertise* en la convocatoria y adjudicación de los proyectos de líneas de transmisión”, siendo más factible que dicha agencia siga liderando el proceso. En esa misma línea de ideas, Severo Buenalaya Cangalaya, Gerente de Generación y Transmisión Eléctrica de Osinergmin, sostiene que “Si bien hay intención de que Minem adjudique sin Proinversión, Proinversión tiene experiencia ganada”.

Del mismo modo, Lenin Mayorga Elías, Director de Políticas de la Inversión Privada y Joaquín Vasquez Córdova, Director de la Promoción de la Inversión Privada de la Dirección General de Política de la Promoción de la Inversión Privada del MEF, sostienen que “El Minem no cuenta con la capacidad técnica para licitar Proyectos Vinculantes como Asociaciones Público Privadas”. Específicamente, mencionaron que “Si bien existe esta alternativa legal para Minem, debemos considerar la Política de Modernización de la Gestión Pública del Estado, que establece que no puede coexistir dos procesos duplicados, y que hoy por hoy los proyectos de promoción de la inversión privada se rigen por la normativa de APP”, “Minem no podría operativizar dichos artículos”.

Teniendo en cuenta lo establecido líneas arriba, podemos señalar, que, si bien Minem está habilitado legalmente para conducir los procesos de licitación pública de los Proyectos Vinculantes, consideramos que actualmente Proinversión es la entidad que cuenta con mayor experiencia y capacidades técnicas para impulsar el Proceso de Adjudicación PV.

2.1.5 Alternativa de un procedimiento simplificado *ad-hoc* para los Proyectos Vinculantes

La alternativa de contar con un procedimiento simplificado *ad-hoc* ha sido desarrollada teniendo en cuenta las causas secundarias identificadas en la sección 1.8 anterior, de ahí que nuestra propuesta tenga énfasis en la fase de planeamiento y programación, así como en la fase de formulación.

i) Fase de Planeamiento y Programación

i.1) Simplificación del contenido del IMIAPP

Como bien se ha evidenciado en el análisis de causas secundarias, el IMIAPP del subsector electricidad duplica información contenida tanto en el Plan de Transmisión como en los IMIAPP anteriores, ambos instrumentos aprobados por el Minem.

Teniendo en cuenta que el IMIAPP es un instrumento importante dentro de la cadena de valor del proceso de promoción de la inversión privada de los Proyectos Vinculantes, se considera necesario que este documento evidencie la alineación del desarrollo de los mismos con los Objetivos Estratégicos Institucionales del sector.

Por otro lado, como bien se ha precisado en la sección 1.8 del capítulo IV del presente trabajo, la sección de diagnóstico del subsector electricidad contenido en el IMIAPP repite la información sobre la proyección de la oferta y demanda en el mercado eléctrico y la planificación de soluciones a las brechas de infraestructura contenidas en el Plan de Transmisión. Es más, en la redacción del IMIAPP se hace mención explícita a que los proyectos a ser considerados y priorizados como APP para el cierre de brechas de infraestructura de transmisión eléctrica se basan en la evaluación realizada en el Plan de Transmisión. Esto evidencia que la identificación del cierre de brechas para la infraestructura de líneas de transmisión se desarrolla en el Plan de Transmisión. Del mismo modo, para la definición del monto de inversión referencial, así como, para la descripción de los Proyectos Vinculantes considerados APP, se utiliza lo descrito en los anteproyectos incluidos como parte integrante del Plan de Transmisión.

Respecto al análisis de valor por dinero, se ha evidenciado que se repite y se utiliza la misma narrativa en los tres últimos IMIAPP del subsector electricidad. Es más, no existe un análisis como tal, sino que solo se incluye dicha sección para cumplir con una exigencia legal. El análisis de valor por dinero se enfoca en una revisión profunda del costo-beneficio integral del proyecto, donde se tiene que evaluar la conveniencia entre implementar un APP en comparación al régimen

de obra pública tradicional. Sin embargo, en los IMIAPP aprobados hasta la fecha se indica que “en la actividad de transmisión, la experiencia tenida desde 1998 demuestra que los proyectos han sido desarrollados como APP, y no como obra pública”, es más, “todo el sistema de transmisión eléctrica en el Perú se encuentra bajo operación de agentes privados”. Adicionalmente, la Ley N° 28832 del año 2006 regula que el Sistema Garantizado de Transmisión está conformado por los Proyectos Vinculantes los cuales son el resultado de un proceso de licitación pública.

En este extremo, cabe mencionar que todas las personas que fueron entrevistados⁴⁴ han concluido que no conocen ningún caso donde el análisis de "valor por dinero" respecto un Proyecto Vinculante haya concluido que su ejecución deba ser realizada por obra pública. Silvana Huanqui, del Comité Especial de Inversión en Proyectos de Hidrocarburos, Electricidad y Minería de Proinversión, expresó que “todos los Proyectos Vinculantes son apepeables. Eso es indiscutible, no cambia”. En esa misma línea de ideas, Freddy Antonio Portal Wong, Director de Planeamiento y Transmisión del COES señaló que existe la obligatoriedad de licitar todos proyectos de líneas de transmisión, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley N° 28832; específicamente manifestó que “El hecho de revisar ese mandato por el IMIAPP contradice la norma, porque los Proyectos Vinculantes siempre serán apepeables”.

Lo anterior significa que los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión no se construyen bajo la modalidad de obra pública. En consecuencia, realizar un análisis sobre la conveniencia de desarrollar un Proyecto Vinculante vía APP u obra pública, no agrega valor dentro del Proceso de Adjudicación PV y constituye un requisito burocrático que extiende innecesariamente el principal entregable de la fase de planeamiento y programación, impidiendo la culminación de dicha fase en un plazo oportuno.

Teniendo en cuenta lo descrito líneas arriba, somos de la opinión que es apropiado que los IMIAPP continúen presentando la alineación con los objetivos estratégicos institucionales, el diagnóstico del subsector electricidad, la identificación de brechas y la priorización de Proyectos Vinculantes a ser considerados como APP.

Sin embargo, respecto al análisis de valor por dinero, se propone que los IMIAPP del subsector electricidad se encuentren exceptuados de realizar dicho análisis, toda vez que no existe un fundamento para que el resultado de la aplicación de los criterios de elegibilidad lleve a concluir que es más ventajoso desarrollar los Proyectos Vinculantes como obra pública tradicional.

⁴⁴ Ver anexo N° 5.

i.2) Reducción de plazo máximo para aprobación de IMIAPP después de aprobado el Plan de Transmisión a un mes calendario

Basándonos en lo expuesto líneas arriba, es decir que los IMIAPP incluyen información contenida en el Plan de Transmisión respecto al diagnóstico del subsector eléctrico, al cierre de brechas en la infraestructura de líneas de transmisión, a la identificación y priorización de Proyectos Vinculantes y que, asimismo, no se realiza un análisis del valor de dinero como tal, se considera que no existe fundamento técnico ni legal para que el plazo para la elaboración y aprobación del IMIAPP por parte del Minem desde la aprobación de cada Plan de Transmisión tome once meses en promedio, o que se pueda llegar a supuestos, incluso, donde tome veinte meses alcanzar dicho hito, tal como ocurrió con el IMIAPP 2020 (ver gráfico 10).

En la presente investigación se ha evidenciado que los plazos para el cumplimiento de los hitos durante la fase de planeamiento y programación para el periodo 2015-2023 se han incrementado considerablemente en contraste con los procesos conducidos durante el periodo 2007-2015, antes de la vigencia del Decreto Legislativo N° 1224, del Decreto Legislativo N° 1362 y de sus respectivas modificatorias.

Si bien el Decreto Supremo N° 211-2022-EF, aprobado en setiembre del 2022, establece que la aprobación del IMIAPP del subsector electricidad debe realizarse como máximo en 60 días hábiles contados a partir de la aprobación del Plan de Transmisión, consideramos que el mencionado plazo no refleja que el IMIAPP es un instrumento cuyo contenido es reiterativo y duplica información establecida en el Plan de Transmisión. Por ello, se propone que la aprobación del IMIAPP debe realizarse en menos tiempo buscando la eficiencia dentro de la cadena de valor de dicho proceso.

En el marco de las entrevistas realizadas, todos los entrevistados coincidieron que toda simplificación de plazos en el proceso de promoción de la inversión privada es bienvenida. Específicamente, Raúl Lizardo García Carpio, asesor del Director Ejecutivo de Proinversión, manifestó que “se requiere con urgencia un esfuerzo para la estandarización y simplificación del proceso”.

Considerando que el IMIAPP utiliza información del Plan de Transmisión referida al diagnóstico, identificación y la priorización de los Proyectos Vinculantes, el plazo entre la aprobación del mencionado plan y el IMIAPP debe realizarse en plazos acotados y acordes a la necesidad de población de contar con un SEIN seguro y confiable. En ese sentido, Silvana Huanqui, del Comité Especial de Inversión en Proyectos de Hidrocarburos, Electricidad y Minería de Proinversión,

señaló que “El contenido del IMIAPP de electricidad es técnico y no compromete recursos públicos. Eso debe permitir reducir los plazos de aprobación del IMIAPP”. Del mismo modo, Severa Buenalaya, Gerente de Generación y Transmisión Eléctrica de Osinergmin manifestó que: “los Proyectos Vinculantes vienen de los Planes de Transmisión elaborados y aprobados por Minem, no se tiene que evaluar más técnicamente”.

En consecuencia, se propone establecer un plazo máximo de aprobación del IMIAPP que exija al Minem publicar en el diario oficial “El Peruano” la resolución ministerial que aprueba dicho instrumento a más tardar el 31 de enero del primer año de vigencia de cada Plan de Transmisión.

i.3) Establecer que el encargo a Proinversión se realiza con la resolución ministerial que aprueba el Plan de Transmisión

En la presente investigación se ha evidenciado que no existe una secuencia de eventos uniforme relacionadas con el encargo que Minem realiza a Proinversión, insumo necesario para que dicha agencia inicie el Proceso Misional N° 1 - Gestión de Cartera de Proyectos.

Hemos visto que los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión 2015-2024 y 2021-2030 fueron encargados a Proinversión antes de contar con la aprobación del IMIAPP y dicho encargo tomó únicamente cinco meses contados a partir de la aprobación del respectivo Plan de Transmisión. Por otro lado, los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión 2017-2026 y 2019-2028 fueron encargados a Proinversión después de la aprobación del correspondiente IMIAPP, lo cual tomó once meses y veintiún meses, respectivamente.

Lo anterior nos demuestra que la aprobación del IMIAPP no es, en los hechos, una condición habilitante para que Proinversión continúe con el Proceso de Adjudicación PV, tal como sucedió con los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión 2015-2024 y 2021-2030.

En esa línea de ideas, Lenin Mayorga Elías, Director de Política de Inversión Privada del MEF y Joaquín Cabrera Córdova, Director de Promoción de la Inversión Privada del MEF, señalaron que: “la encargatura a Proinversión no tiene condición, ni tampoco requiere estudios previos”.

En ese sentido, se propone que el encargo del Proceso de Adjudicación PV a Proinversión se refleje en la misma Resolución Ministerial que aprueba el Plan de Transmisión. De esa manera, se habilita a Proinversión continuar con la fase de formulación.

ii) Fase de formulación

ii.1) Establecer plazo máximo para aprobación del Informe de Evaluación

Como vimos anteriormente, la conclusión de la fase de formulación, lo cual ocurre con la aprobación del Informe de Evaluación, puede tomar desde seis meses hasta doce meses desde la aprobación del IMIAPP sin que existan razones de fondo que puedan explicar estas diferencias. Consideramos que la omisión de un plazo máximo no transmite una señal adecuada a los gestores involucrados, toda vez que esto se traduce en una falta de sentido de urgencia y en el aplazamiento de decisiones o actos que deberían concretarse con carácter prioritario.

Hemos podido apreciar que el grueso de las demoras en la tramitación de los procesos de promoción de la inversión privada de los Proyectos Vinculantes desde el año 2015 está localizado en la fase de formulación. Asimismo, como hemos explicado anteriormente y desarrollaremos con mayor profundidad más adelante, el marco normativo vigente exige que el Informe de Evaluación, que es el principal entregable de esta fase del proceso, contenga información que, o bien repite información contenida en los Planes de Transmisión, o es innecesaria para proyectos autofinanciados de iniciativa estatal.

Desde nuestro punto de vista, tomando como referencia el tiempo transcurrido en los casos estudiados, puede establecerse que la fase de formulación para los Proyectos Vinculantes debe, como regla general, concluir en un plazo máximo de seis meses computados desde la aprobación del Plan de Transmisión.

ii.2) Simplificar el contenido del Informe de Evaluación

Siguiendo lo indicado líneas arriba, vemos que el artículo 44.2 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362 exige, como parte del contenido mínimo del Informe de Evaluación, información que duplica en términos sustanciales aquella contenida en los Planes de Transmisión o en el IMIAPP del subsector electricidad (en este último caso específicamente respecto al alineamiento de las soluciones propuestas con objetivos estratégicos sectoriales y nacionales).

Por otro lado, se tiene que el numeral 8 del mismo artículo 44.2 exige que el Informe de Evaluación contenga el análisis de valor por dinero respecto del proyecto en cuestión, un ejercicio que de por sí ya es redundante en la fase de planeamiento y programación dado el hecho de que la totalidad de los Proyectos Vinculantes desde el Plan Transitorio de Transmisión han sido desarrollados vía APP. En efecto, la similitud en los perfiles de riesgo y relativa simplicidad en

la estructuración financiera de los Proyectos Vinculantes no justifica una evaluación *ad-hoc* de los criterios de elegibilidad, ya que es razonable asumir que, como regla general, los Proyectos Vinculantes siempre obtendrán el mismo puntaje como resultado de la aplicación de los mencionados criterios.

Considerando lo anterior, creemos que el Decreto Legislativo N° 1362 y su reglamento deben ser modificados para establecer que el Informe de Evaluación para los Proyectos Vinculantes sólo debe contener la información exigida por los incisos 5 (análisis preliminar de riesgos del proyecto), 6 (análisis preliminar de bancabilidad), 9 (cronograma para desarrollo del proceso de promoción) y 10 (plan de implementación del proyecto) del artículo 44.2 del Reglamento del Decreto Legislativo. En ese mismo sentido, tomando como referencia el artículo 44.3 de dicho reglamento, los estudios técnicos que sirven de insumo para la elaboración del Informe de Evaluación, sólo deberían reflejar la información exigida por el inciso 10 del artículo 44.2 antes mencionado.

ii.3) Exoneración de opinión previa del MEF para el Informe de Evaluación

En la subsección anterior explicamos que la opinión del MEF respecto del Informe de Evaluación incide sobre aspectos que podrían tener mayor relevancia para proyectos co-financiados, iniciativas privadas y/o proyectos que no se originan en un proceso de planificación sectorial. En el caso de los Proyectos Vinculantes, que por definición son autofinanciados, de iniciativa estatal y se sustentan en un estudio de las brechas de la infraestructura del sector en el que participan una multiplicidad de actores estatales y privados, la opinión de MEF sobre el Informe de Evaluación no se encuentra justificada.

Atendiendo a lo anterior, consideramos que los Proyectos Vinculantes deberían beneficiarse de un procedimiento simplificado *ad-hoc* que exonere a los correspondientes Informes de Evaluación de contar con la opinión favorable del MEF (incluso respecto de aquellos aspectos contemplados en los incisos 1 y 3 del artículo 45.4 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362) bastando únicamente la opinión favorable de Minem.

iii) Fases de estructuración y transacción

Si bien en la identificación de “puntos críticos” presentada en la sección 1.7 del presente capítulo no se consideró a las fases de estructuración y transacción como tales, debido a que el impacto de la regulación actual en los plazos para el cumplimiento de los hitos de estas fases (i.e. aprobación de informe de evaluación integrado, elaboración de bases, aprobación de versión

inicial del contrato y de la versión final del contrato, adjudicación de la buena pro y suscripción del contrato) ha sido menor, consideramos que existe una oportunidad de mejora en ambas fases, en los siguientes términos:

iii.1) Fase de estructuración

Como hemos mencionado líneas arriba, tanto la VIC, como la VFC requieren de la opinión favorable del MEF, aun cuando el clausulado entre una y otra versión no presente cambios significativos. Es más, los contratos de concesión de transmisión se diseñan tomando como referencia el registro de contratos de concesión suscritos desde 1998.

De acuerdo con artículo 39.3 del Decreto Legislativo N° 1362 y al artículo 51.2 de su Reglamento, los proyectos de APP autofinanciados, que no requieren de ningún tipo de garantía y cuyo Costo Total de Inversión está por debajo de las cuarenta mil Unidades Impositivas Tributarias, están exonerados de obtener las opiniones del MEF, EPTP y Osinergmin respecto de la VIC. El Decreto Supremo N° 211-2022-EF, que aprobó el reglamento del Decreto Legislativo N° 1543, a través de su primera disposición complementaria transitoria incrementó el mencionado umbral a ochenta mil UIT hasta setiembre de 2024. Se precisó asimismo que este plazo podría ser ampliado por Resolución Ministerial del MEF. Tomando en cuenta la UIT vigente desde el 1 de enero de 2024 (i.e. S/ 5.150), el umbral por debajo del cual aplica la exoneración de opiniones para la VIC es de S/ 412 millones. A modo de ejemplo, solo dos de los dieciocho proyectos del Plan de Transmisión 2023-2032 superan el mencionado umbral.

Desde nuestro punto de vista, debido al hecho de que existen aspectos replicables en la estructuración y el diseño contractual de los Proyectos Vinculantes indistintamente de su costo total de inversión, no vemos justificación para establecer un umbral que distinga artificialmente los proyectos contenidos en un solo Plan de Transmisión.

Es por ello que se propone que la exoneración de opinión del MEF, Minem y Osinergmin respecto de la VIC sea permanente y aplique sin límite de monto para el caso de los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión. Conviene tener presente que esta exoneración no implica que la VIC no sea socializada con las distintas entidades que intervienen en la cadena de valor. En efecto, siguiendo lo dispuesto en el artículo 48.2 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362, Proinversión puede convocar a la EPTP, MEF y Osinergmin a una reunión de coordinación para

recibir comentarios, sugerencias y apreciaciones generales sobre la VIC⁴⁵. Asimismo, a fin de ordenar y agilizar el proceso de promoción, consideramos que, para esta etapa, se debe establecer que la aprobación de la versión inicial del contrato, las bases del concurso y el informe de evaluación integrado debe lograrse, como máximo, hasta el 30 de setiembre del primer año de vigencia del Plan de Transmisión.

iii.2) Fase de transacción

Teniendo en cuenta que los Proyectos Vinculantes califican como APP autofinanciadas, es decir que cuentan con la capacidad propia de generación de ingresos y que no requiere de cofinanciamiento y/o recursos del sector público; consideramos que no existe fundamento para exigir la opinión previa de la Contraloría General de la República respecto de la versión final del contrato para este tipo de proyectos.

De hecho, debemos tomar en consideración la Tercera Disposición Complementaria Final del Decreto de Urgencia N° 039-2023 que, con el objetivo de impulsar el crecimiento económico, reducir la brecha de infraestructura y mejorar la prestación de servicios públicos, exonera hasta el 31 de diciembre de 2024 la aplicación del numeral 4 del párrafo 44.1 y del párrafo 44.5 del artículo 44 del Texto Único Ordenado del Decreto Legislativo N° 1362 a los proyectos de APP autofinanciados y de iniciativa estatal. Esto es, el mencionado decreto de urgencia ha establecido una excepción temporal al requisito de contar con el informe previo de la Contraloría General de la República respecto de la versión final del contrato para este tipo de proyectos. Al respecto, si bien las medidas introducidas por un decreto de urgencia son, por definición, temporales, al igual que en la subsección anterior consideramos que no existe justificación para que esta exoneración no sea permanente para el caso específico de los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión.

iv) Exclusión de proyectos de interconexión internacional

Consideramos que nuestra propuesta de procedimiento simplificado puede ser aplicada a la generalidad de Proyectos Vinculantes ejecutados en el territorio peruano, indistintamente del costo total de inversión involucrado, dada las similitudes en los mismos respecto a la estructuración económica financiera y a la asignación de riesgos.

⁴⁵ El artículo 48.5 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362 aclara que estos comentarios, sugerencias y apreciaciones no son considerados las opiniones formales a las que se refiere el artículo 41 del Decreto Legislativo N° 1362.

No obstante, creemos que debe hacerse una distinción con los proyectos de interconexión internacional atendiendo a las complejidades de ejecutar un proyecto de infraestructura pública en dos territorios nacionales y al carácter irreplicable de estas complejidades. Esto último implica que las soluciones empleadas para un proyecto de interconexión con un país vecino no necesariamente serán útiles para otros proyectos de similar naturaleza. En esta situación, influyen de forma particular las disparidades en la capacidad de negociación de los Estados involucrados, así como el hecho de que estos proyectos no se limitan a cerrar brechas de infraestructura pública de un territorio nacional, sino que también deben implicar una rentabilidad para los Estados involucrados.

Una muestra concreta de lo comentado en el párrafo precedente es el caso del proyecto “Piura Nueva - Frontera” incluido en el Plan de Transmisión 2013-2022, cuyo proceso de licitación inicial en 2022 fue declarado desierto. Este hecho implicó que, antes de volver a licitar el proyecto en julio de 2023, la estructuración del mismo y asignación de riesgos tuvieran que ser revisadas para poder resolver situaciones en las que los tramos del proyecto en cada país se desarrollasen a distintas velocidades posponiendo la puesta en operación comercial.

Atendiendo a lo anterior, creemos prudente que nuestra propuesta de procedimiento simplificado excluya a los proyectos de interconexión internacional, dado que es razonable que los mismos requieran del análisis y opiniones involucradas en cada entregable de las distintas fases del proceso general para desarrollar una APP.

2.2. Comparación y análisis de viabilidad de las alternativas propuestas

Dadas las alternativas propuestas, en el siguiente cuadro se describe las ventajas y las desventajas de cada una de ellas:

Tabla 14. Ventajas y desventajas de las alternativas propuestas

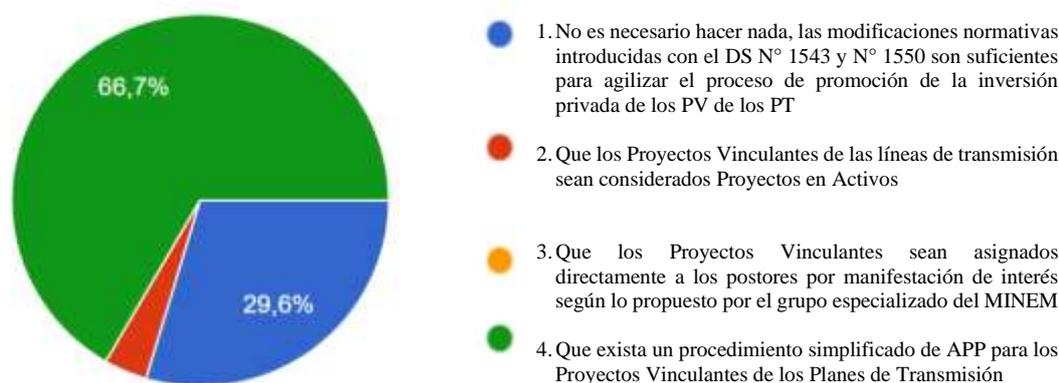
Alternativa	Ventaja	Desventaja
Alternativa de “no intervenir”	<p>Se exonera al IMIAPP de Minem de la opinión favorable del MEF.</p> <p>Se establece plazo máximo de 60 días hábiles para aprobar el IMIAPP, contados a partir de la aprobación del PT.</p> <p>Se incrementa umbral hasta 80,000 UIT para que los proyectos queden exceptuados de las opiniones del</p>	No contribuye a resolver las causas identificadas que aún generan retrasos en las fases de planeamiento y programación y formulación del Proceso de Adjudicación PV.

	<p>MEF, EPTP y Osinergmin de la VIC, de forma temporal hasta setiembre del 2024.</p> <p>Se exonera a la Contraloría General de la República de opinar sobre la VFC, pero de forma temporal hasta diciembre de 2024.</p>	
<p>Alternativa de caracterizar los Proyectos Vinculantes como proyectos en activos</p>	<p>Se elabora únicamente un Informe de Evaluación en la fase de formulación y no se requiere de la aprobación del MEF respecto del mismo.</p> <p>El MEF y la Contraloría General de la República no opinan respecto al contrato.</p>	<p>El concepto de proyectos en activos no aplica para el desarrollo de infraestructura destinada a la prestación de un servicio público como son los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión.</p>
<p>Alternativa de asignación directa por manifestación de interés para ejecutar Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión</p>	<p>Los Proyectos Vinculantes son adjudicados sin pasar por ninguna de las fases del Proceso de Adjudicación PV.</p>	<p>El alcance del artículo 4 del Reglamento de Transmisión se encuentra referido a las instalaciones del sistema complementario de transmisión y no a los Proyectos Vinculantes del sistema garantizado de transmisión.</p>
<p>Alternativa de licitación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión directamente por Minem</p>	<p>Minem directamente conduce el proceso de licitación de los Proyectos Vinculantes sin pasar por las fases del Proceso de Adjudicación PV.</p>	<p>El Minem no tiene experiencia en la estructuración de proyectos de APP ni en la conducción del Proceso de Adjudicación PV.</p>
<p>Alternativa de un procedimiento simplificado <i>ad-hoc</i> para los Proyectos Vinculantes</p>	<p>Contribuye a resolver las causas que aún generan retrasos en las fases de planeamiento y programación y formulación del proceso de promoción de la inversión privada de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión.</p> <p>La alternativa no implica “sustraer” a los Proyectos Vinculantes del SNPIP y la licitación de los mismos seguirá bajo la rectoría del MEF sin eliminar por completo fases o entregables claves dentro del proceso de promoción de la inversión privada.</p>	

Elaboración propia

Asimismo, resulta necesario señalar que, en la encuesta realizada dentro de las distintas entidades públicas que pertenecen al SNPIP, el 66,7% opina que el diseño de un procedimiento simplificado para los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión es la mejor alternativa para mejorar el proceso de promoción de la inversión privada de dichos proyectos; esto evidencia que existe un mayor nivel de aceptación por parte de los actores involucrados en el proceso de contar con un procedimiento simplificado que reduzca plazos y elimine los obstáculos burocráticos que no agregan valor al proceso. Ver el siguiente gráfico:

Gráfico 17. ¿Cuál cree usted que es la mejor alternativa para mejorar el proceso de promoción de la inversión privada de los Proyectos Vinculantes aprobados en el Plan de Transmisión?



Fuente: encuesta realizada a 27 funcionarios de las diferentes entidades del SNPIP
Elaboración propia

Ahora bien, para ponderar objetivamente las ventajas y desventajas de las alternativas de mejora se han utilizado los siguientes criterios: i) repercusión en las causas del problema identificadas; ii) apoyo de la alta dirección y del ente rector del sistema funcional; iii) disponibilidad de recursos; y, iv) tiempo que tomará su desarrollo. Los criterios y la asignación de puntaje para el análisis de las alternativas se pueden apreciar en el anexo 9: “Presentación de los criterios para el análisis de alternativas de solución”.

Empleando los criterios definidos se calificó a cada una de las alternativas de acuerdo con el detalle presentado en la tabla 15, teniendo como resultado que la alternativa de un procedimiento simplificado *ad-hoc* para los Proyectos Vinculantes es la que: i) podría tener un mayor repercusión en las causas del problema que han sido identificadas; ii) cuenta con mayor apoyo de la alta dirección de las distintas entidades públicas involucradas en la cadena de valor y del MEF como ente rector del sistema funcional⁴⁶; (iii) puede ser implementada sobre la base de los

⁴⁶ De acuerdo a las encuestas realizadas a funcionarios de las distintas entidades públicas involucradas en la cadena de valor, la solución que contó con un mayor nivel de aceptación fue la de un procedimiento simplificado *ad hoc* para los Proyectos Vinculantes. La excepción fueron los funcionarios del MEF entrevistados, quienes inicialmente mostraron su preferencia por la alternativa de “no intervenir” bajo la premisa de que el marco normativo vigente, según se ha visto complementado por los Decretos Legislativos N° 1543 y 1550, es adecuado. No obstante, estos funcionarios también reconocieron que, al momento de ser entrevistados (i.e. 10 de noviembre de 2023), el MEF se encontraba trabajando en algunas mejoras al proceso de promoción de la inversión privada principalmente enfocadas en la fase de formulación, lo cual es consistente con lo establecido en la Décimo Cuarta Disposición Final del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362 que habilita al MEF desarrollar lineamientos para la elaboración de un informe de evaluación especial para el subsector electricidad. Cabe resaltar que las mejoras a las que los funcionarios del MEF se referían finalmente fueron plasmadas en la Directiva No. 001-2024-EF/68.01 “Lineamientos para la elaboración del Informe de Evaluación Especial para los proyectos de Asociación Público Privada del subsector Electricidad”, la misma que fue publicada en el Diario Oficial “El Peruano” el 7 de marzo de 2024. En línea con las consideraciones que han sido expuestas en el presente trabajo, los mencionados lineamientos establecen una plantilla para el Informe de Evaluación de los Proyectos Vinculantes reconociendo el gran nivel de estandarización que existe en estos proyectos respecto de aspectos clave, tales como, asignación de riesgos y criterios de elegibilidad.

recursos y capacidades existentes en cada entidad pública involucrada en la cadena de valor; y, iv) podría ser aplicada para la licitación de los Proyectos Vinculantes que eventualmente estarán contenidos en el Plan de Transmisión 2025-2034, el mismo que a la fecha se encuentra en proceso de elaboración y que debe ser aprobado a más tardar el 31 de diciembre de 2024.

Tabla 15. Matriz de evaluación de alternativas

Matriz de evaluación de alternativas												
Problema	Alternativas de mejora	Criterio									Suma total	Puntaje ponderado final
		Repercusión en las causas del problema (40%) ⁴⁷						Apoyo de alta dirección y ente rector del sistema (30%)	Disponibilidad de recursos (15%)	Tiempo para desarrollo (15%)		
		Fase de planeamiento y programación (15%)			Fase de formulación (25%)							
Retrasos asociados a las fases de planeamiento y programación, y formulación del proceso de adjudicación PV.	Alternativa de “no intervenir”	2 (0.1)	2 (0.1)	2 (0.1)	1 (0.08)	1 (0.08)	1 (0.09)	2 (0.60)	3 (0.45)	2 (0.30)	16	1.90
	Alternativa de caracterizar los Proyectos Vinculantes como proyectos en activos	1 (0.05)	1 (0.05)	1 (0.05)	1 (0.08)	3 (0.24)	3 (0.27)	1 (0.3)	3 (0.45)	2 (0.3)	16	1.79
	Alternativa de asignación directa por manifestación de interés para ejecutar Proyectos	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

⁴⁷ Hemos asignado un factor de ponderación distinto a cada criterio según nuestra apreciación de cuáles de ellos deberían tener un mayor o menor peso relativo, según sea el caso, en el puntaje final de la alternativa evaluada.

	Vinculantes del Plan de Transmisión ⁴⁸											
	Alternativa de licitación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión directamente por Minem	1 (0.05)	2 (0.1)	1 (0.05)	1 (0.08)	2 (0.16)	1 (0.09)	1 (0.3)	1 (0.15)	1 (0.15)	11	1.13
	Alternativa de un procedimiento simplificado <i>ad hoc</i> para los Proyectos Vinculantes	3 (0.15)	3 (0.15)	3 (0.15)	3 (0.24)	3 (0.24)	3 (0.27)	3 (0.9)	3 (0.45)	2 (0.3)	26	2.85

Elaboración propia

⁴⁸ Le hemos asignado puntaje de N/A o “No Aplica” a esta alternativa dado el hecho de que es un proceso que aplica exclusivamente a instalaciones del sistema complementario de transmisión y no a los Proyectos Vinculantes que conforman el sistema garantizado de transmisión. Las instalaciones del sistema complementario de transmisión no son concebidas para solucionar brechas de servicio público o para garantizar la confiabilidad y seguridad del SEIN, sino que parten de la iniciativa de los agentes del mercado y están relacionadas con proyectos de menor envergadura y/o de uso dedicado. Es por ello que hace sentido que su desarrollo pueda darse por manifestación de interés del agente u operador que se beneficiará directamente de su implementación a diferencia de los Proyectos Vinculantes que, por mandato de la Ley N° 28832, deben ser objeto de una licitación pública.

2.3. Casos comparativos para el desarrollo de proyectos de líneas de transmisión en Chile y Colombia

Decidimos tomar los casos de Chile y Colombia como *benchmark* en nuestra investigación dada su mejor posición relativa en las últimas dos ediciones (2019 y 2021) del Infrascopio⁴⁹ que publica el BID bienalmente, lo cual es un reflejo de la madurez y éxito de ambos sistemas. Adicionalmente, podemos destacar que el marco normativo implementado a inicios de la década de 1990 en el Perú para liberalizar el mercado eléctrico estuvo basado sustancialmente en la Ley General de Servicios Eléctricos de Chile, tal como lo reseña el ingeniero Guillermo Castillo (Castillo, 2020).

Conviene adelantar, sin embargo, que el entorno normativo para el desarrollo de proyectos de transmisión eléctrica en Chile y Colombia no es replicable en el Perú en la medida que ello implicaría excluir por completo a los Proyectos Vinculantes del SNPIP y del esquema de concesiones para el desarrollo de infraestructura pública, una solución que, como hemos visto líneas arriba, contaría con poca aceptación de las distintas entidades involucradas en el proceso de promoción de la inversión privada de estos proyectos, principalmente del MEF como ente rector del sistema.

2.3.1. Caso de Chile

En la década de 1990, Chile impulsó el desarrollo de obras públicas a través de la inversión privada bajo el liderazgo del Ministerio de Obras Públicas. El marco legal chileno de APP durante dicha década estuvo principalmente contenido en la Ley N° 164 de 1991, cuyo texto fue posteriormente refundido en 1996 por el Decreto Supremo n° 900. Esta norma fue posteriormente modificada por la Ley N° 20.410 de 2010, así como la Ley N° 21.044 de 2017. Esta última creó la Dirección General de Concesiones de Obras Públicas, una agencia exclusivamente dedicada a la promoción de proyectos de APP, técnicamente independiente y adscrita al Ministerio de Obras Públicas.

Similar a la situación que existía en el Perú antes de la apertura del mercado eléctrico a la inversión privada, en Chile hasta 1982 existió un monopolio vertical estatal sobre los tres segmentos del mercado, esto es, generación, distribución y transmisión. Ahora, una diferencia sustancial con nuestro régimen de desarrollo de infraestructura pública vía inversión privada se

⁴⁹ El Infrascopio es un estudio que evalúa el entorno legal, político y técnico para el desarrollo de APP en cada país de Latinoamérica y el Caribe.

refleja en el hecho de que el desarrollo de infraestructura de transmisión eléctrica en Chile está fuera de la competencia del Ministerio de Obras Públicas y del alcance del régimen general de APP. Adicionalmente, la legislación chilena no caracteriza a la infraestructura de transmisión eléctrica como bienes de dominio público, sino como bienes privados de titularidad de los agentes que desarrollan y operan dichas instalaciones. Es por ello que la relación entre Estado e inversionista privado no se refleja en un contrato de concesión. Los derechos del inversionista privado para desarrollar y explotar la infraestructura de transmisión se originan en un acto administrativo unilateral, esto es, la emisión de un decreto supremo por parte del Ministerio de Energía. Lo anterior implica que no existen obligaciones recíprocas entre el Estado y el inversionista privado, aquel no tiene obligación de efectuar pago alguno ni tiene facultades exorbitantes que le permitan sostener la existencia de un desequilibrio económico-financiero (como es propio de los contratos de concesión). En buena cuenta, se considera que las instalaciones de transmisión eléctrica son obras privadas, de ahí su exclusión del régimen general de APP.

El régimen legal para la planificación y desarrollo de la infraestructura de transmisión eléctrica está contenido en la Ley General de Servicios Eléctricos de 1982, cuyo texto fue refundido por el Decreto con Fuerza de Ley 4/20018 de febrero de 2007, la Ley N° 19.940 de 2004 (“Ley que regula sistemas de transporte de energía eléctrica, establece un nuevo régimen de tarifas para sistemas eléctricos medianos e introduce las adecuaciones que indica a la Ley General de Servicios Eléctricos” y la Ley N° 20.936 de 2016 (“Ley que establece un nuevo sistema de transmisión eléctrica y crea un organismo coordinador independiente del Sistema Eléctrico Nacional”). Asimismo, los actores que intervienen en este proceso son: i) el Ministerio de Energía; ii) la Comisión Nacional de Energía, que es el órgano regulador del mercado eléctrico; iii) el Coordinador Eléctrico Nacional, que es la entidad encargada de coordinar el despacho de energía eléctrica (i.e. cumple una función similar al COES); y iv) un panel independiente de expertos que resuelva reclamos relacionados con el denominado “Plan de Expansión” de infraestructura de transmisión eléctrica.

La Ley 20.936 estableció el diseño del proceso de planificación de la transmisión que se encuentra actualmente vigente. Vemos que este proceso guarda algunas similitudes con la planificación de transmisión en Perú en el sentido de que en ambos casos: i) existe una planificación centralizada, de alcance nacional, con carácter vinculante que abarca todos los segmentos de transmisión, que en el caso de Chile son el “sistema nacional” o troncal, el “sistema zonal” y las “líneas dedicadas” (estando excluidos expresamente los sistemas de interconexión estatal, los cuales cuentan con un régimen de expansión especial); ii) la planificación comprende tanto instalaciones nuevas como

obras de expansión o ampliación (i.e. refuerzos); iii) la planificación se revisita de forma recurrente (i.e. en Chile el Plan de Expansión tiene vigencia anual).

El desarrollo del proceso de planificación de transmisión en Chile involucra los siguientes hitos: i) la planificación energética de largo plazo elaborada por el Ministerio de Energía, proceso que se realiza cada cinco años y con un horizonte de treinta años; (ii) la propuesta inicial expansión por parte del coordinador eléctrico nacional; iii) presentación de propuestas a la Comisión Nacional de Energía por parte de los operadores privados; (iv) elaboración de informe técnico preliminar por parte de la Comisión Nacional de Energía; (v) presentación de observaciones por parte de los agentes interesados al informe técnico preliminar; (vi) elaboración del informe técnico final por parte de la Comisión Nacional de Energía aceptando o rechazando los argumentos presentados por los agentes interesados; vii) presentación de discrepancias por parte de los operadores privados al Informe Técnico Final, las mismas que son resueltas por el panel independiente de expertos; y viii) corrección del informe técnico final, de ser el caso, que pasa a llamarse informe técnico definitivo, el mismo que es enviado al Ministerio de Energía para que apruebe por decreto supremo el plan de expansión para el año que corresponda.

Una vez aprobado el plan de expansión, deben distinguirse los supuestos de obras de ampliación nuevas, e incluso, dentro de éstas, las obras nuevas que requieren un “estudio de franja” (i.e. estudio técnico) respecto de las obras que no lo requieren. Las obras de ampliación y las obras nuevas que no requieren de estudio de franja deben ser licitadas por el coordinador eléctrico nacional dentro de los doce meses siguientes a la fecha de publicación del decreto supremo que aprueba el plan de expansión (las fuentes que hemos consultado nos comentan que este proceso de licitación toma en promedio nueve meses).

2.3.2 Caso de Colombia

Similar a lo que ocurre en el caso de Chile, el marco jurídico colombiano regula la promoción de proyectos de líneas de transmisión fuera del alcance del régimen jurídico de las asociaciones público privadas. Específicamente la Ley 1508, por la cual se establece el régimen de APP, en el párrafo 2 del artículo 2° dispone que: “Aquellos sectores y entidades para las cuales existan normas especiales que regulen la vinculación de capital privado para el desarrollo de proyectos, continuarán rigiéndose por dichas normas (...)”.

Lo anterior significa que los proyectos vinculados al sector electricidad se encuentran excluidos del sistema de APP, dado que el desarrollo y adjudicación de proyectos del sector electricidad, que incluyen las líneas de transmisión, se ejecutan mediante normativa sectorial especial. Esta

regulación se diferencia del ordenamiento jurídico peruano, toda vez que los proyectos de líneas de transmisión de Colombia se adjudican sin pasar por un proceso de promoción de la inversión privada. Por el contrario, en el Perú los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión se adjudican mediante el desarrollo de un proceso de promoción de APP.

Por otro lado, la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) es la entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía encargada de realizar las proyecciones de escenarios y proponer la planificación de la expansión de las líneas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) en Colombia. Es así que, la UPME determina los proyectos de transmisión que se deben ejecutar para brindar un servicio de transmisión confiable, continuo, estable y de calidad en el Plan de Expansión de Transmisión del SIN.

Asimismo, la UPME conduce el proceso de “selección de un inversionista”, de ahí que convoca e invita a los interesados a participar del proceso y presentar sus propuestas técnicas y económicas en la plataforma tecnológica creada para tal fin. UPME selecciona al inversionista que cumple con todas las exigencias técnicas en el “documento de selección del inversionista⁵⁰” y haya presentado el menor valor presente de los “ingresos anuales esperados⁵¹”. Una vez adjudicado el proyecto al inversionista, se suscribe el “contrato de conexión⁵²” y éste adquiere el derecho a que la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) oficialice mediante resolución los ingresos anuales esperados. Más aún, cabe precisar que el adjudicatario ejecuta el proyecto a su cuenta y riesgo, sin que asigne riesgo alguno a la UPME, o a cualquier otra agencia estatal, no existiendo ningún vínculo contractual con la UPME o cualquier agencia estatal⁵³.

Como se puede observar, el proceso de adjudicación de un proyecto de línea de transmisión en Colombia tiene las siguientes características: i) los proyectos son definidos y aprobados en el Plan de Expansión de Transmisión del SIN; ii) se desarrollan bajo el proceso llamado “Selección de un Inversionista” regulado bajo una normativa sectorial especial; iii) la entidad que conduce dicho proceso es una entidad del sector energético adscrita al Ministerio de Minas y Energía de

⁵⁰ Son los documentos que contienen las reglas a través de las cuales la UPME selecciona al inversionista del proyecto.

⁵¹ Es la remuneración anual propuesta por cada proponente para el desarrollo y ejecución del proyecto, el cual está expresado en dólares americanos, y es referido a cada uno de los primeros veinticinco (25) años del flujo de ingresos del proyecto, contados desde la fecha oficial de puesta en operación. Incluye todos los costos asociados a la pre-construcción (diseño, servidumbre, estudios y licencias ambientales), construcción, el costo de conexión, el costo de oportunidad del capital invertido, las utilidades a las que aspire y los gastos de administración, operación y mantenimiento de los equipos correspondientes.

⁵² Es el contrato definido en el numeral 6 del Código de Conexión de la Resolución CREG 025 de 1995.

⁵³ El Contrato de Conexión se suscribe entre el Transportador y el Usuario. Según lo establecido en el numeral 6 del Código de Conexión “el Contrato debe especificar que el Transportador se compromete a que toda la información que le suministre el Usuario será confidencial”.

Colombia; iii) la selección y adjudicación se realiza al inversionista que ofrece el menor precio para el desarrollo del proyecto; iv) el proceso no incluye la estructuración financiera, ni la evaluación y revisión de los documentos por parte del Ministerio de Economía de Colombia; v) el proceso no incluye plazos para el encargo a la UPME, ni tampoco plazos para la emisión de una opinión por parte de otras entidades públicas; y, vi) la adjudicación del proyecto no implica la suscripción de un contrato de concesión por parte del inversionista privado con la UPME o con cualquier otra entidad estatal.

Si bien es cierto que, tanto en Colombia como en el Perú, los proyectos de líneas de transmisión son el resultado de un proceso de planificación que se materializa con la aprobación de un plan sectorial; cabe mencionar que muchas de las características señaladas en el párrafo anterior difieren de las disposiciones establecidas en el ordenamiento jurídico peruano, toda vez que: i) los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión son licitados con arreglo al proceso de promoción de la inversión privada para el desarrollo de APP que rige para todos los sectores, teniendo que pasar por las fases de planeamiento y programación, de formulación, de estructuración y de transacción; ii) el proceso es conducido por una agencia adscrita al MEF que centraliza los procesos de promoción de la inversión privada para proyectos de infraestructura de todos los sectores; iii) el proceso incluye la estructuración financiera del proyecto, lo cual requiere la revisión y aprobación por parte del MEF; y iv) los documentos como las bases del proceso, el informe de evaluación integrado y el contrato final de concesión requieren de la revisión, evaluación y aprobación de, entre otras entidades, el ente rector del sector (i.e. Minem) y del ente rector del SNPIP.

2.4 Presentación de proceso mejorado

Como resultado del análisis y evaluación realizado en el numeral anterior, se propone el siguiente proceso simplificado:

Tabla 16. Propuesta de procedimiento simplificado

Fase	Mejora	Responsable
Fase de planeamiento y programación	A más tardar el 31 de enero del primer año de vigencia el Plan de Transmisión, Minem publicará en el diario oficial El Peruano la resolución ministerial que aprueba el IMIAPP del subsector electricidad.	Minem
	El encargo del Proceso de Adjudicación PV a Proinversión se realiza con la resolución ministerial que aprueba el Plan de Transmisión.	Minem

	EL IMIAPP del subsector electricidad se encuentra exceptuado de realizar el análisis de valor por dinero.	Minem
Fase de formulación	El informe de evaluación es aprobado a más tardar el 30 de junio del primer año de vigencia cada Plan de Transmisión.	Proinversión
	El informe de evaluación de los Proyectos Vinculantes se encuentra exonerado de contar con la opinión favorable del MEF.	Proinversión
	El informe de evaluación para los Proyectos Vinculantes solo debe contener la información exigida por los incisos 5 (análisis preliminar de riesgos del proyecto), 6 (análisis preliminar de bancabilidad), 9 (cronograma para desarrollo del proceso de promoción) y 10 (plan de implementación del proyecto) del artículo 44.2 del Reglamento del Decreto de Legislativo n° 1362.	Proinversión
Fase de estructuración	La versión inicial del contrato de los Proyectos Vinculantes se encuentra exonerada de contar con las opiniones a las que se refiere el artículo 41 del Decreto Legislativo No. 1362.	Proinversión
	A más tardar el 30 de setiembre del primer año de vigencia de cada Plan de Transmisión se aprueba la versión inicial del contrato, las bases y el informe de evaluación integrado.	Proinversión
Fase de transacción	La versión final del contrato de los Proyectos Vinculantes no requiere informe previo de la Contraloría General de la República.	Proinversión

Elaboración propia

2.4.1 Flujo del procedimiento simplificado

Gráfico 18. Flujo del nuevo procedimiento simplificado

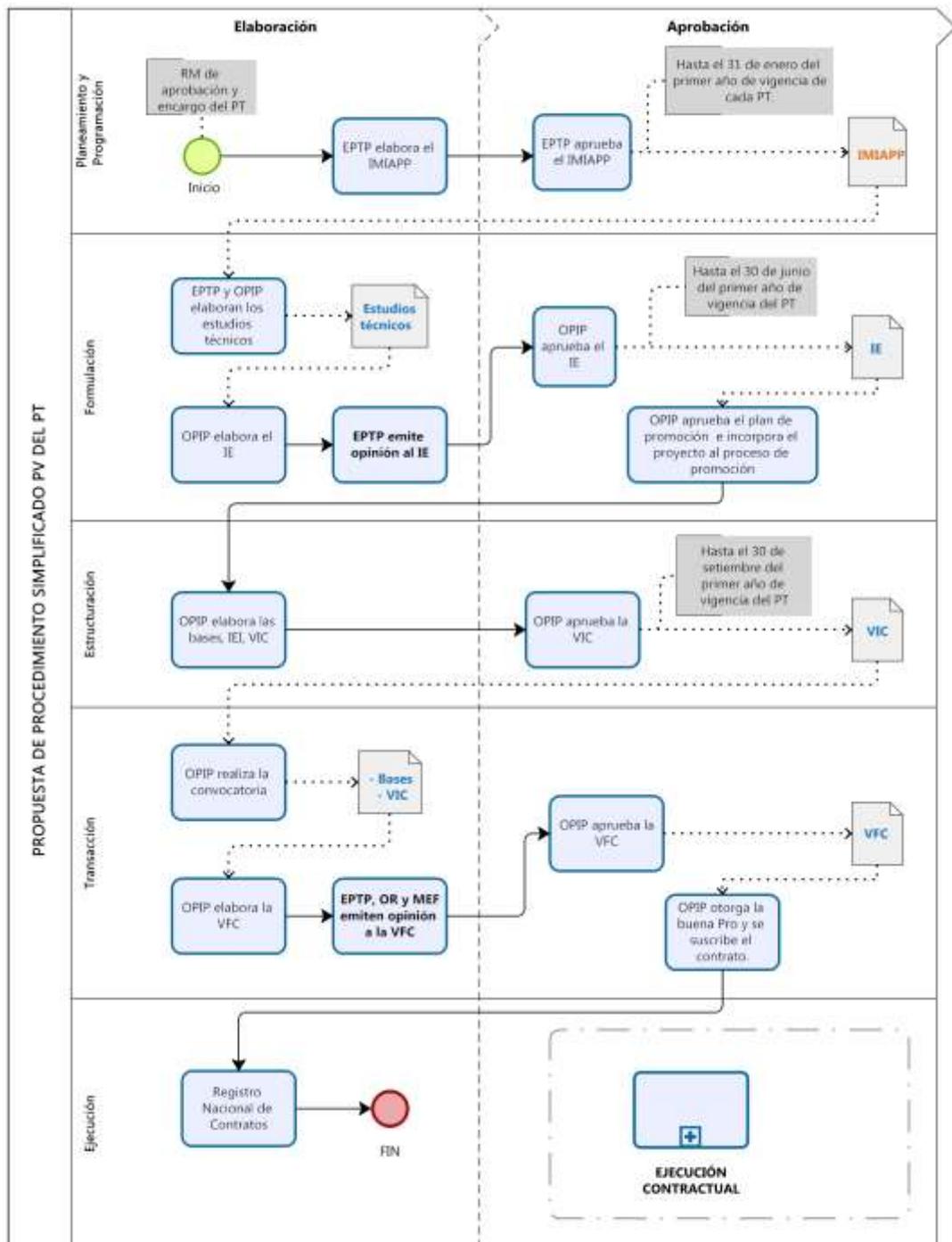
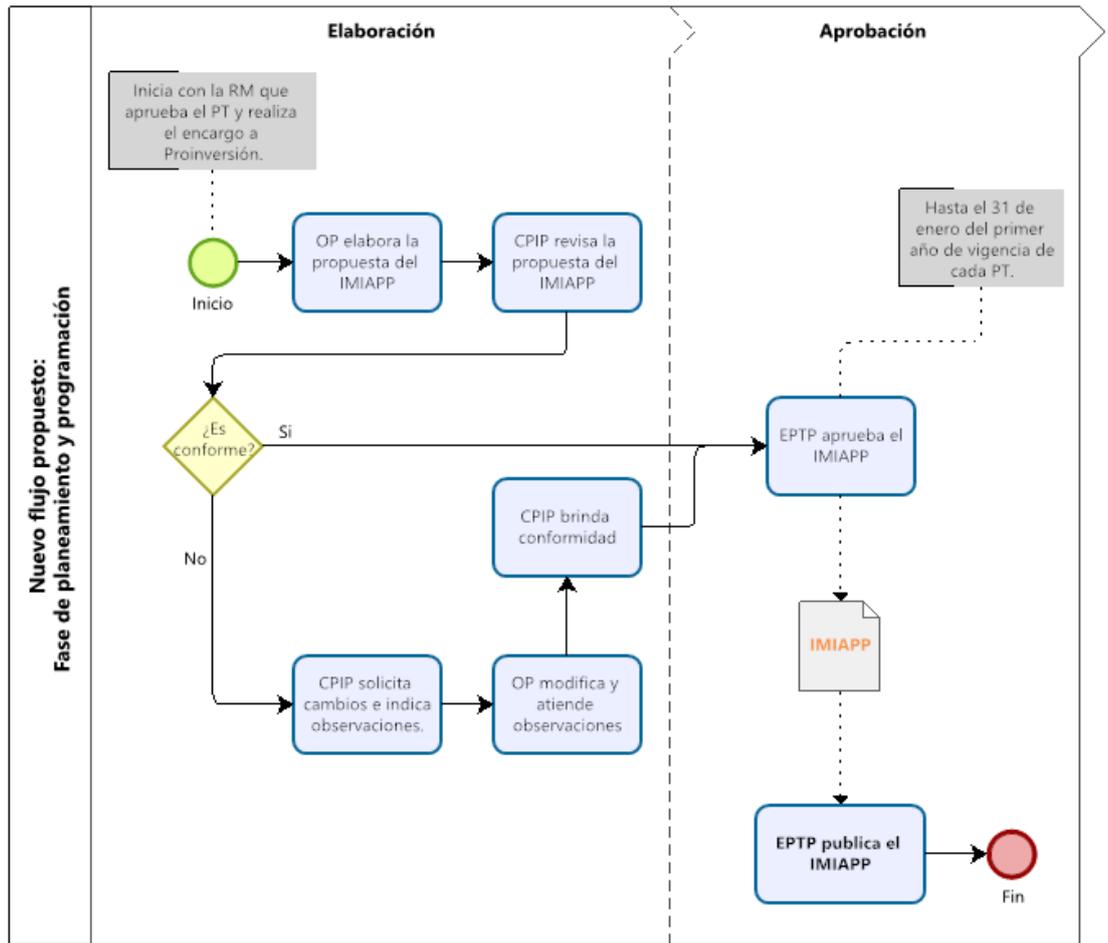
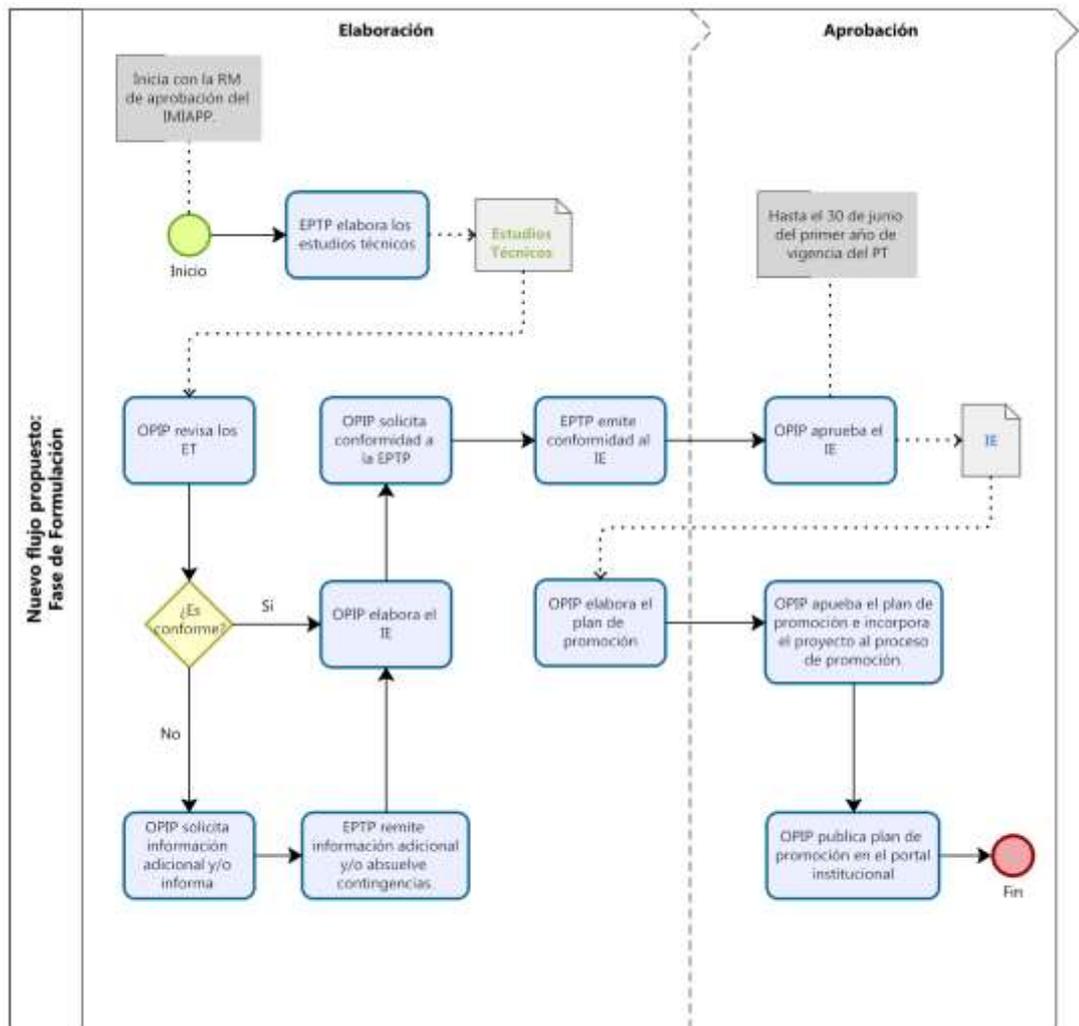


Gráfico 19. Flujo del nuevo procedimiento simplificado en la fase de planeamiento y planificación



Elaboración propia

Gráfico 20. Flujo del nuevo procedimiento simplificado en la fase de formulación.



Elaboración propia

2.4.2 Indicadores de proceso

Proponemos dos indicadores para realizar el seguimiento y medición de los resultados del procedimiento simplificado propuesto: i) un indicador de eficacia que permita verificar si dentro de la vigencia bienal de cada Plan de Transmisión se cumple con la adjudicación de todos los Proyectos Vinculantes encargados a Proinversión; y ii) un indicador de eficiencia que permita medir la cantidad de días dedicados en cada fase del proceso de promoción de la inversión privada.

El indicador de eficacia se expresa como un porcentaje empleando la siguiente fórmula:

$$(n \text{ PvA} / n \text{ PvPt} \times 100)$$

Donde:

n PvPt alude al número total de Proyectos Vinculantes contemplados en el Plan de Transmisión encargados a Proinversión y que deben ser adjudicados dentro de los dos años de vigencia de dicho plan.

n PvA alude al número de Proyectos Vinculantes efectivamente adjudicados por Proinversión dentro de la vigencia de cada Plan de Transmisión.

El indicador de eficiencia se expresa como un ratio empleando las siguientes variables:

$$n \text{ D} / n \text{ PvPt}$$

Donde:

n PvPt alude al número total de Proyectos Vinculantes contemplados en el Plan de Transmisión encargados a Proinversión y que deben ser adjudicados dentro de los dos años de vigencia de dicho plan.

n D alude al número total de días dedicados en cada fase del proceso de promoción de la inversión privada de los Proyectos Vinculantes.

Para efectos de la medición se puede establecer como línea de base referencial para ambos indicadores la información correspondiente a la licitación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2021-2030⁵⁴.

Indicador de Eficacia para PT 2021 – 2030:

$$(n \text{ PvA} / n \text{ PvPt} \times 100) \\ (0 / 9 \times 100)$$

Línea de base: 0%.

Indicador de Eficiencia para PT 2021 – 2030

$$n \text{ D} / n \text{ PvPt}$$

Fase de Planeamiento y Programación:

Línea de base: 365/9

Fase de Formulación:

Línea de base: 404/9

Fase de estructuración:

Línea de base: 110/9

Fase de transacción:

Línea de base: 556/9

⁵⁴ Dicha línea de base podría actualizarse eventualmente con la información correspondiente a la licitación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión 2023-2032.

Conclusiones y recomendaciones

1. Conclusiones

Objetivo específico 1: identificar, vía un análisis de causa-efecto, los factores de retraso asociado a las fases de planeamiento y programación, formulación, estructuración y transacción del proceso de adjudicación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión.

- Como resultado de nuestro análisis de causa-efecto identificamos que los principales factores que explican que el Proceso de Adjudicación PV sea, en promedio, más extenso para el período 2015-2023 en comparación con el periodo 2007-2014, están relacionados con los entregables exigidos específicamente para las fases de planeamiento y programación y de formulación de dicho proceso según el diseño del mismo que fue introducido por el Decreto Legislativo N° 1224 en el año 2015 y que se mantiene bajo el marco normativo actualmente vigente (i.e. el Decreto Legislativo N° 1362 y sus modificatorias).
- Los mayores plazos en la fase de planeamiento y programación se explican por las siguientes causas: i) se exige la inclusión de los Proyectos Vinculantes en el IMIAPP para ser considerados APP y encargados a Proinversión; ii) la información contenida en el Plan de Transmisión aprobado por Minem se repite en el IMIAPP del subsector electricidad; iii) el procedimiento para esta fase prevé un plazo máximo innecesariamente extendido para la aprobación del IMIAPP del subsector electricidad; y, iv) el procedimiento no muestra en la práctica una secuencia uniforme de hitos respecto del encargo del Proceso de Adjudicación PV a Proinversión.
- Los mayores plazos en la fase de formulación se explican por las siguientes causas: i) el informe de evaluación revisita innecesariamente el análisis de “valor por dinero”; ii) la concurrencia de opiniones para la aprobación del informe de evaluación; iii) el informe de evaluación duplica información contenida en los anteproyectos de los proyectos vinculantes; y, iv) no existe un plazo máximo para la aprobación del informe de evaluación.

Objetivo específico 2: establecer una propuesta de mejora materializada en un procedimiento simplificado del proceso de adjudicación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, considerando la metodología de la Norma Técnica Implementación de la Gestión por Procesos en las entidades de la Administración Pública.

- Se propone un procedimiento simplificado para atender las causas principales de los retrasos identificados en las fases de planeamiento y programación y de formulación. Concretamente, para la fase de planeamiento y programación se propone las siguientes mejoras: i) simplificar el contenido del IMIAPP; ii) establecer un plazo máximo de 31 días calendario para la aprobación del IMIAPP del subsector electricidad después de aprobado el Plan de Transmisión; y iii) establecer que el encargo del Proceso de Adjudicación PV a Proinversión se realiza a través de la misma resolución ministerial que aprueba el Plan de Transmisión. Por otro lado, para la fase de formulación, se propone: i) establecer que a más tardar el 30 de junio del primer año de aprobado el Plan de Transmisión se aprueba el Informe de Evaluación; ii) simplificar el contenido del Informe de Evaluación; y, iii) prescindir de la opinión del MEF para la aprobación del Informe de Evaluación.
- Si bien en la identificación de “puntos críticos” del análisis causa-efecto no se consideró a las fases de estructuración y transacción como tales, debido a que el impacto de la regulación actual en los plazos para el cumplimiento de los hitos de estas fases ha sido menor, se considera que existen oportunidades de mejora en los siguientes términos: i) exonerar de forma permanente y sin límite de monto a los Proyectos Vinculantes del requisito de contar con las opiniones del MEF, Minem y Osinergmin respecto de la versión inicial del contrato; ii) establecer como fecha máxima para la aprobación de la versión inicial del contrato, las bases y el informe de evaluación integrado el 30 de setiembre del primer año de vigencia de cada Plan de Transmisión; y iii) exonerar de forma permanente a los Proyectos Vinculantes del requisito de contar con el informe previo de la Contraloría General de la República respecto de la versión final del contrato.

2. Recomendaciones

Para concretar nuestra propuesta de mejora del Proceso de Adjudicación PV, sugerimos la incorporación de un artículo 43-A bajo el Decreto Legislativo N° 1362, cuyo texto único ordenado fue aprobado por el Decreto Supremo N° 195-2023-EF, y de un artículo 61-A bajo el reglamento del mencionado decreto legislativo, el mismo que fue aprobado por el Decreto Supremo N° 240-2018-EF.

Como puede apreciarse, nuestra propuesta implica consolidar la regulación del procedimiento especial que aplicaría exclusivamente a los Proyectos Vinculantes en un solo artículo de cada texto normativo.

DECRETO LEGISLATIVO N° 1362

Artículo 43-A: procedimiento simplificado para los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión

43.A.1 Los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, según este término se encuentra definido en el Reglamento de Transmisión aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, se tramitan a través de un procedimiento simplificado especial para los mencionados proyectos del subsector electricidad.

43.A.2 El Ministerio de Energía y Minas encargará el desarrollo del procedimiento a Proinversión que actuará como Organismo Promotor de la Inversión Privada.

43.A.3 El Reglamento establece las fases y plazos para el desarrollo del procedimiento simplificado especial para los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión.

REGLAMENTO DEL DECRETO LEGISLATIVO N° 1362

Modificación de artículo 41-A: procedimiento para la aprobación del IMIAPP del subsector de electricidad del gobierno nacional

41.A.1. La aprobación del IMIAPP del subsector electricidad, así como sus modificaciones o sus actualizaciones por parte del Ministerio de Energía y Minas, se realiza como máximo el 31 de enero del primer año de vigencia ~~dentro de los sesenta (60) días hábiles posteriores a la aprobación o modificación de cada~~ Plan de Transmisión, regulado en la Ley N° 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. Para tales efectos, el IMIAPP del subsector

electricidad considera las disposiciones del artículo 40 del Reglamento, así como los lineamientos para el desarrollo del IMIAPP que emite el MEF, en todo lo que no se oponga al Artículo 61-A del reglamento. (Texto tachado y subrayado es nuestro)

Incorporación de artículo 61-A: reglas especiales del procedimiento simplificado para los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión

Las reglas especiales del procedimiento simplificado para las APP de iniciativa estatal regulado bajo el artículo 61 del Reglamento aplica a los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión, según este término se encuentra definido en el Reglamento de Transmisión aprobado por Decreto Supremo N° 027-2007-EM, cuya licitación haya sido encargada a Proinversión, indistintamente de su Costo Total de Inversión. Los Proyectos Vinculantes comprendidos dentro del alcance del presente artículo, además de lo dispuesto bajo el artículo 61 del Reglamento, estarán sujetos a las siguientes reglas especiales:

61.A.1. Fase de planeamiento y programación

- El Ministerio de Energía y Minas, publicará en el diario oficial El Peruano la resolución ministerial que aprueba el IMIAPP a más tardar en la fecha establecida en el artículo 41-A del reglamento, para lo cual el órgano de planeamiento del Ministerio de Energía y Minas deberá recibir antes de dicha fecha la conformidad de su CPIP de acuerdo a lo establecido en el artículo 40.4 del Reglamento.
- De conformidad con lo establecido en la disposición décimo sexta final de la Ley, la aprobación del IMIAPP del subsector electricidad del gobierno nacional por parte del Ministerio de Energía y Minas no requiere de la opinión del MEF a la que se refiere el artículo 41 del Reglamento.
- El encargo a Proinversión al que se refiere el artículo 43.A.2 de la ley se realiza con la resolución ministerial que aprueba el Plan de Transmisión.
- Los IMIAPP del subsector electricidad se encuentran exceptuados de contener el análisis de valor por dinero y la declaración de uso de recursos públicos a los que se refiere los incisos 4 y 5 del artículo 40.5 del reglamento.

61.A.2. Fase de formulación

- El Informe de Evaluación para los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión sólo debe contener la información exigida por los incisos 5 (análisis preliminar de riesgos del proyecto), 6 (análisis preliminar de bancabilidad), 9 (cronograma para desarrollo del proceso de promoción) y 10 (plan de implementación del proyecto) del artículo 44.2 del Reglamento.

- La aprobación del Informe de Evaluación por parte de Proinversión, actuando como OPIP, no requiere de la opinión del MEF a la que se refieren los artículos 45.2 y 45.3 del Reglamento.
- El Informe de Evaluación es aprobado por Proinversión a más tardar el 30 de junio del primer año de vigencia de cada Plan de Transmisión, para lo cual Proinversión deberá contar con la conformidad del Ministerio de Energía y Minas antes de dicha fecha.

61.A.3 Fase de estructuración

- A más tardar el 30 de setiembre del primer año de vigencia de cada Plan de Transmisión, Proinversión aprueba la Versión Inicial del Contrato, las Bases y el Informe de Evaluación Integrado.
- La Versión Inicial del Contrato está exonerada de contar con las opiniones a las que se refiere el artículo 41 de la Ley.

61.A.4 Fase de transacción

- No se requiere informe previo de la Contraloría General de la República sobre la Versión Final del Contrato para los Proyectos Vinculantes.

61.A.5 Exclusión de proyectos de interconexión internacional

- Los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión que califiquen como proyectos de interconexión internacional se encontrarán excluidos del alcance del presente artículo y se encontrarán sujetos a las reglas generales establecidas bajo el presente Reglamento.

Referencias bibliográficas

- **Agencia de Promoción de la Inversión Privada (2023).** *APP Casos de Estudio en el Perú: Línea de Transmisión 500 kV Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y Subestaciones Asociadas.* Editado por Proinversión. Fecha de consulta: 09/07/2023 Disponible en: <https://info.investinperu.pe/wp-content/uploads/2024/02/APP-Casos-Estudio-IV1.pdf>
- **Banco Interamericano de Desarrollo, BID, (2016).** *Asociaciones Público-Privadas en Perú: Análisis del Nuevo Marco Legal.* Fecha de consulta: 22/06/2023 Disponible en: https://www.mef.gob.pe/contenidos/inv_privada/capacitaciones/modulo_1.pdf
- **Banco Interamericano de Desarrollo, BID (2017).** *Evaluación de asociaciones público-privadas en infraestructura.* Oficina de Evaluación y Supervisión. Washington. Fecha consulta: 11/07/2023 Disponible en: <https://publications.iadb.org/es/publicacion/17236/evaluacion-de-asociaciones-publico-privadas-en-infraestructura>
- **Banco de Desarrollo de América Latina, CAF, (2017).** *Asociación Público-Privada en infraestructuras energéticas: Retos y oportunidades en América Latina.* pág. 25 y 51. Editor CAF, Vicepresidencia de Infraestructura. Fecha de consulta: 08/07/2023. Disponible en: https://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/1225/Asociacion_Publico-Privada_en_Infraestructuras_Energeticas_Experiencias_en_America_Latina.pdf
- **Banco Interamericano de Desarrollo, (2021).** *Costos y Beneficios de la Carbono Neutralidad en el Perú al 2050. “Escenario de carbono neutralidad para el sector energía”,* pág. 41. Fecha de consulta: 12/07/2023 Disponible en: <https://publications.iadb.org/es/costos-y-beneficios-de-la-carbono-neutralidad-en-peru-una-evaluacion-robusta>
- **Banco de Desarrollo de América Latina - CAF, (2018).** *Asociación Público-Privada en América Latina. Afrontando el reto de conectar y mejorar las ciudades.* Bogotá, Colombia – Editorial CAF. Fecha de consulta: 07/07/2023. Disponible en: https://scioteca.caf.com/bitstream/handle/123456789/1376/Asociacion_Publico-Privada_en_America_Latina._Afrontando_el_reto_de_conectar_y_mejorar_las_ciudad_es.pdf?sequence=4&isAllowed=y
- **Castillo Justo, Guillermo (2020).** *Cómo se reformó el Sistema Eléctrico Peruano* 1ª ed. Lima.
- **Dalle, P., Boniolo, P., Sautu, R. & Elbert, R. (2005).** *Manual de metodología. Construcción del marco teórico, formulación de los objetivos y elección de la metodología.* Buenos Aires: CLACSO, Consejo Latinoamericano de Ciencias Sociales.

Disponible en: https://eva.fic.udelar.edu.uy/pluginfile.php/29590/mod_resource/content/1/Manual-de-Metodologia-R-Sautu.pdf

- **Fitch Ratings (2022).** *Costos elevados y congestión erosionan márgenes de proyectos eléctricos Chilenos.* Fecha consultada: 27/02/2023. Disponible en: <https://www.fitchratings.com/research/es/infrastructure-project-finance/costos-elevados-y-congestion-erosionan-margenes-de-proyectos-electricos-chilenos-26-10-2022>
- **Hernández-Sampieri, R., & Mendoza Torres, C. P. (2018).** *Metodología de la investigación: Las rutas cuantitativa, cualitativa y mixta.* Ciudad de México: McGraw-Hill. [En línea]. Fecha de consulta: 03/06/2023. Disponible en: <http://repositorio.uasb.edu.bo:8080/handle/54000/1292>
- **Hernández, R.; Fernández, C., y Baptista, P. (2014).** *Metodología de la investigación.* Sexta edición. México D.F.: McGraw-Hill. Fecha de consulta: 03/06/2023. Disponible en: <https://www.esup.edu.pe/wp-content/uploads/2020/12/2.%20Hernandez,%20Fernandez%20y%20Baptista-Metodolog%C3%ADa%20Investigacion%20Cientifica%206ta%20ed.pdf>
- **International Energy Agency (2022).** “World Energy Outlook 2022”. Portal de International Energy Agency. Fecha de Publicación: Octubre de 2022. Fecha de consulta: 21/02/2023. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2022>
- **Irena (2018).** *Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética, parte 1: panorama general para los encargados de formular políticas.* pág 91 y 153m Agencia Internacional de Energías Renovables, Abu Dabi. Fecha de consulta: 03/06/2023. Disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Nov/IRENA_Power_system_flexibility_Part_I_ES.pdf?rev=d2e85d7b293a47709243f86ed39982b3
- **Minem (2021).** *Comentarios al predictamen del Proyecto de Ley 6953-2020-CR sobre la promoción de energías renovables no convencionales.* Fecha de consulta: 19/06/2023. Disponible en: <https://miningpress.com/nota/337261/ernc-la-meta-de-peru-para-2030>
- **Minem (2023).** *Informe Multianual de Inversiones en APP 2023 - 2026.* Fecha consultada: 24/04/2023. Disponible en: <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/4463473/ANEXO.pdf?v=1682089498>
- **Muñoz Rocha, C. (2015).** *Metodología de la Investigación.* México D.F.: OXFORD.

- **Nalvarte Salvatierra, Pierre (2021)**. “El Project Finance, Las Asociaciones Público-Privadas y la Brecha de infraestructura en el Perú” En *Ius et Praxis*. Revista de la Facultad de Derecho N° 53, 2021, Universidad de Lima. Pág. 45 -58.
- **Osinermin (2016)**. “La Industria de la Electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del País”. *Página web institucional de Osinermin*. Fecha consultada: 3/03/2023. Disponible en: https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinermin-Industria-Electricidad-Peru-25anos.pdf
- **Osinermin (2019)**. “Energías Renovables. Experiencia y Perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética”. *Página web institucional de Osinermin*. Disponible en: https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinermin-Energias-Renovables-Experiencia-Perspectivas.pdf
- **Revista Energía (2023)**. “Reducción de tarifas eléctricas en el mes de agosto 2023”. *Portal de Revista Energía.pe*. Fecha de publicación 3/08/23. Fecha consultada: 17/08/23. Disponible en: <https://revistaenergia.pe/tarifas-electricas-5/>
- **Vagliansindi, Maria (2013)**. “Revisiting Public Private Partnerships in the Public Sector. A World Bank Study”. *Portal institucional del Banco Mundial*. Fecha de Publicación 01/01/2013. Fecha de consulta: 16/03/2023. Disponible en: <https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/library/revisiting-public-private-partnerships-power-sector>

Anexos

Anexo 1. Análisis de tiempos del proceso de adjudicación de los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión 2007-2021

Anexo 1.1: Cuadro resumen de Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión 2007-2021

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Plan Transitorio de Transmisión 2007 - 2009	APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 552-2006-MEM/DM									
Proyecto N° 01: LÍNEA DE TRANSMISIÓN CHILCA - PLANICIE - ZAPALLAL 220 kv o 500 kv ⁵⁵	Noviembre 2006	Enero 2007 OFICIO N° 132-2007-EM/DM	Febrero 2007 RS N° 011-2007-EF	Enero 2008 RS N° 001-2008-EF	Febrero 2008	Junio 2008	Setiembre 2008	22 meses	26 de junio de 2011 (2008)	2 años y 6 meses
Proyecto N° 02: LÍNEA DE TRANSMISIÓN MACHUPICCHU - COTARUSE ⁵⁶	Noviembre 2006	Enero 2007 OFICIO N° 132-2007-EM/DM	Febrero 2007 RS N° 011-2007-EF	Setiembre 2007 RS N° 081-2007-EF	Enero 2008	Abril 2008 Firma de Contrato: 22	Agosto 2008	21 meses	No figura dentro de líneas en operación ni dentro de líneas en ejecución	-

⁵⁵ Primer Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión - RM N° 552-2006-MEM/DM

⁵⁶ Segundo Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión - RM N° 552-2006-MEM/DM

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
						de agosto de 2008			(2009)	
Proyecto N° 03: LÍNEA DE TRANSMISIÓN CARHUAMAYO - PARAGSHA - CONOCOCHA ⁵⁷ - HUALLANCA - CAJAMARCA - CERRO CORONA - CARHUAQUERO ⁵⁸⁵⁹	Marzo 2007 RM N° 143-2007-MEM/DM y RM N° 400-MEM/DM	Junio 2007 RM 308-2007-MEM/DM	Julio 2007 RS N° 074-2007-EF	Agosto 2007 RS N° 074-2007-EF	Enero 2008	Febrero 2008 Firma de contrato: 22 de mayo de 2008	Junio 2008	15 meses	Primer tramo: 11 de enero de 2011 Segundo tramo: 24 de febrero de 2011 Tercer tramo: 28 de diciembre de 2011 Cuarto tramo: 26 de junio de 2011 (Fecha esperada de POC no disponible en PT)	-

⁵⁷ LT incluida en Plan Transitorio de Transmisión por RM N° 143-2007-MEM/DM y 400-MEM/DM

⁵⁸ Antes denominado: Línea de Transmisión Vizcarra - Huallanca – Cajamarca – Carhuaquero -(RM N° 143.2007-MEM/DM)

⁵⁹ LT fue licitada en conjunto con LT Carhuamayo - Paragsha y LT Paragsha Vizcarra de la RM N° 400.2007-MEM/DM

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto N° 04: (L.T. MANTARO - CARAVELÍ - MONTALVO⁶⁰	Marzo 2007 RM N° 143-2007.MEM/DM	Junio 2007 SE ENCARGA A PROINVERSIÓN CON RM N° 284-2007-MEM/DM	Julio 2007 RS N° 058-2007-EF	Setiembre 2007 RS N° 081-2007-EF	Enero 2008	Abril 2008 Firma de contrato: 22 de agosto de 2008	Agosto 2008	17 meses	No figura dentro de líneas en operación ni dentro de líneas en ejecución	-
Proyecto N° 05: REFORZAMIENTO DEL SISTEMA NORTE CON UN SEGUNDO CÍRCULO DE TRANSMISIÓN ENTRE TALARA Y PIURA⁶¹.	Marzo 2007 RM N° 143-2007.MEM/DM	Junio 2009 SE ENCARGA A PROINVERSIÓN CON RM N° 313-2009-MEM/DM	Noviembre 2009 RS N° 117-2009-EF-	Noviembre 2009 Resolución Suprema N° 117-2009-EF	Noviembre 2009	Julio 2010 Firma de contrato: 26 de agosto de 2010	Agosto 2010	41 meses	4 de mayo de 2013 (Fecha esperada de POC no disponible en PT)	-
Proyecto N° 06: Línea de Transmisión Tintaya-Socabaya en	Setiembre 2008	Julio 2009 RM N° 313-2008-MEM/DM	Noviembre 2009	Noviembre 2009 Resolución Suprema N° 117-2009-EF	Noviembre 2009	Julio 2010 Firma de contrato: 30	Setiembre 2010	24 meses	1 de junio de 2014 (Fecha esperada de POC no disponible en PT)	-

⁶⁰ Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante RM N° 143-2007.MEM/DM, bajo el nombre de “REFORZAMIENTO DE LA INTERCONEXIÓN CENTRO - SUR”.

⁶¹ Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante RM N° 143-2007.MEM/DM

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
220 Kv y subestaciones asociadas. ⁶²	RM N°418.2008-MEM/DM		Resolución Suprema N° 117-2009-EF			de setiembre de 2010				
Proyecto N° 07: REFORZAMIENTO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN CENTRO - NORTE MEDIO EN 500 KV (LT ZAPALLAL - TRUJILLO). ⁶³	Marzo 2009 RM N° 159.2009-MEM/DM	Abril 2009 RM N° 164-2009-MEM/DM	Mayo 2009 Resolución Suprema N° 053-2009-EF	Mayo 2009 Resolución Suprema N° 053-2009-EF	Mayo 2009	Noviembre 2009 Firma de contrato: 18 de febrero de 2010	Febrero 2010	11 meses	29 de diciembre de 2012 (Fecha esperada de POC no disponible en PT)	-
Proyecto N° 08: ⁶⁴ L.T CHILCA - MARCONA - CARAVELI ⁶⁵	Marzo 2009 RM N° 159.2009-MEM/DM	Abril 2009 RM N° 197-2009-MEM/DM	Junio 2009 Resolución Suprema N° 68-2009-EF	Junio 2009 Modificado en enero de 2010 mediante Acuerdo del	Julio 2009	Abril 2010 Firma de contrato: 22 de julio de 2010	Julio 2010	15 meses	2 de mayo de 2014 (Fecha esperada de POC no disponible en PT)	-

⁶² Incorporado al Plan Transitorio de Transmisión mediante RM N° 418.2008-MEM/DM

⁶³ Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante RM N° 159.2009-MEM/DM

⁶⁴ Configurado como "L.T, Chilca-Marcona-Caraveli" mediante RM N° 24.2010-MEM/DM

⁶⁵ Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante RM N° 159.2009-MEM/DM, bajo el nombre de: "Refuerzo de la Interconexión Centro-Sur Medio-Sur en 500 kV" - L.T, Chilca-Marcona-Caraveli"

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
				Consejo Directivo de Proinversión N° 327-03-2010						
Proyecto N° 09: LÍNEA 220 KV MACHUPICCHU - ABANCAY - COTARUSE⁶⁶	Enero 2010 RM N° 024.2010-MEM/DM	Enero 2010 RM N° 024-2010-MEM/DM	Mayo 2010 RS N° 61-2010-EF	Mayo 2010	Junio 2010	Noviembre 2010 Firma de contrato: 22 de diciembre de 2010	Diciembre 2010	11 meses	21 de agosto de 2015 (Fecha esperada de POC no disponible en PT) ⁶⁷	5 años y 8 meses
Proyecto N° 10: L.T. TRUJILLO CHICLAYO EN 500 K.V⁶⁸	Julio 2010 RM N° 285-2010-MEM/DM	Julio 2010 Resolución Ministerial N° 285-2010-MEM/DM	Abril 2010 Decreto de Urgencia N° 032-2010	Julio 2010 Acuerdo Proinversión de fecha 14/07/10	Setiembre 2010	Marzo 2011 Firma de contrato: 26 de mayo de 2011	Mayo 2011	10 meses	5 de julio de 2014 (Fecha esperada de POC no disponible en PT)	-

⁶⁶ Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante RM N° 024.2010-MEM/DM

⁶⁷ La LT de 220 Kv Machupicchu - Cotaruse tuvo un retraso inicial por No Compatibilidad emitido inicialmente por el Sernanp. Este retraso fue de dos años.

⁶⁸ Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante Resolución Ministerial N° 285-2010-MEM/DM

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto N° 11: L.T. CARHUAQUERO - CAJAMARCA - CACLIC - MOYOBAMBA EN 220 K. V⁶⁹	Enero 2011 RM N° 029-2010-MEM/DM	Abril 2011 Resolución Ministerial N° 202-2011-MEM/DM	Junio 2011 Resolución Suprema N° 036-2011-EF	INICIALMENTE AGOSTO 2010 MODIFICADO EN AGOSTO 2011	Julio 2011	Noviembre 2012 Firma de contrato: 16 de marzo de 2013	Marzo 2013	26 meses	26 de noviembre de 2017 (Fecha esperada de POC no disponible en PT)	-
PRIMER PLAN DE TRANSMISIÓN 2011-2012	RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 213 -2011-MEM/DM VIGENCIA: DEL 01.05.2011 AL 31.12.2012									
Proyecto N° 01: LT 220 KV MACHUPICCHU - QUENCORO - ONOCORA Y SUBESTACIONES ASOCIADAS	Abril 2011 RM N° 213 -2011-MEM/DM	Junio 2011 SE ENCARGÓ CON RM N° 264-2011-MEM/DM	Julio 2011 Resolución Suprema N° 039-2011-EF	Julio 2011 Acuerdo Proinversión	Julio 2011	Febrero 2013 Firma de contrato: 13 de junio de 2013	Junio 2013	26 meses	A la fecha el proyecto está en controversia (avance 44 %). El cronograma de ejecución de obras no está vigente. la concesionaria continua la gestión ante el Minem la reactivación del PV.	9 años

⁶⁹ Proyecto Vinculante del Plan Transitorio de Transmisión, incluido mediante RM N° 285-2010-MEM/DM y modificado por R M N° 029-2011-MEM/DM

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
									(2015)	
Proyecto N° 02: LT 220 KV MOYOBAMBA - IQUITOS Y SUBESTACIONES ASOCIADAS	Abril 2011 RM N° 213 - 2011- MEM/DM	Enero 2011 Decreto de Urgencia N° 001-2011 y Decreto de Urgencia N° 002-2011		Julio 2011 Acuerdo PROINVERSIÓN N° 436-2-2011	Julio 2011	Junio 2014 Firma de contrato: 6 de octubre de 2014	Octubre 2014	42 meses	No entra en analisis. (2017)	-
PLAN DE TRANSMISIÓN 2013 - 2022	APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 583-2012-MEM/DM VIGENCIA: 01.01.2013 - 31.12.2022									
Proyecto N° 01: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 KV MANTARO - MARCONA - SOCABAYA - MONTALVO Y SUBESTACIONES ASOC.	Diciembre 2012 RM N° 583- 2012- MEM/DM	Setiembre 2012 SE ENCARGÓ A PROINVERSIÓN CON RM N° 408-2012- MEM/DM	Diciembre 2012 Resolución Suprema N° 075-2012-EF	Octubre 2012	Diciembre 2012	Julio 2013 Firma del Contrato: 26 de Setiembre de 2013	Setiembre 2013	9 meses	30 de noviembre de 2017 (Nov 2014)	3 años

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto N° 02: PRIMERA ETAPA DE LA SUBESTACIÓN CARAPONGO	Diciembre 2012 RM N° 583-2012-MEM/DM	Noviembre 2013 Resolución Ministerial N° 504-2013-MEM/DM	Marzo 2014 Resolución Suprema N° 013-2014-EF	Setiembre 2014 Acuerdo de Proinversión , adoptado en sesión de 28.08.2014	Setiembre 2014	Julio 2015 Fecha de firma de contrato: 11 de noviembre de 2015	Noviembre 2015	35 meses	1 de diciembre de 2018 (Oct 2017)	1 año y 2 meses
Proyecto N° 03: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 220 KV AZÁNGARO - JULIACA - PUNO Y SUBESTACIONES ASOC.	Diciembre 2012 RM N° 583-2012-MEM/DM	Febrero 2014 Resolución Ministerial N° 052-2014-MEM/DM	Mayo 2014 Resolución Suprema N° 018-2014-EF	Mayo 2014 Acuerdo de Consejo Directivo de Proinversión	Junio 2014	Febrero 2015 Firma de contrato: 18 de junio de 2015	Junio 2015	30 meses	8 de junio de 2018 (Jun 2016)	2 años
Proyecto N° 04: REPOTENCIACIÓN DE LA LT 220 KV TRUJILLO - CAJAMARCA	Diciembre 2012 RM N° 583-2012-MEM/DM	Se excluye del PT mediante RM N° 422-2020-MEM/DM	-	-	-	-	-	-	-	-

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto N° 05: REPOTENCIACIÓN DE LA LT 220 KV TINGO MARÍA. VIZCARRA - CONOCOCHA	Diciembre 2012 RM N° 583-2012-MEM/DM	Se excluye del PT mediante RM N° 562-2016-MEM/DM	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto N° 06: REPOTENCIACIÓN DE LA LT 220 KV PARAGSHA - VIZCARRA	Diciembre 2012 RM N° 583-2012-MEM/DM	Titular de la instalación ejerció su derecho de preferencia para ejecutar el Refuerzo	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto N° 07: REPOTENCIACIÓN DE LA LT 220 KV PACHACHACA - CALLAHUANCA	Diciembre 2012 RM N° 583-2012-MEM/DM	Se excluye del PT mediante RM N° 422-2020-MEM/DM	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto N° 08: REPOTENCIACIÓN DE LA LT 220 KV	Diciembre 2012	Se excluye del PT mediante RM N° 422-2020-MEM/DM	-	-	-	-	-	-	-	-

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
POMACOCHA - SAN JUAN	RM N° 583-2012-MEM/DM									
Proyecto N° 09: REPOTENCIACIÓN DE LA LT 220 KV HUANZA - CARABAYLLO	Diciembre 2012 RM N° 583-2012-MEM/DM	Titular de la instalación ejerció su derecho de preferencia para ejecutar el Refuerzo	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto N° 10: REPOTENCIACIÓN DE LA LT 139 KV AGUAYTIA - PUCALLPA	Diciembre 2012 RM N° 583-2012-MEM/DM	ISA REP ejerció su derecho de preferencia para ejecutar el Refuerzo	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto N° 11: INSTALACIÓN BANCO CONDENSADORES DE 20 MVAR EN 60 KV EN LA SUBESTACIÓN PUCALLPA	Diciembre 2012 RM N° 583-2012-MEM/DM	No se encargó a Proinversión	-	-	-	-	-	-	-	-

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto N° 04: LÍNEA DE TRANSMISIÓN 500 KV LA NIÑA - FRONTERA ⁷⁰	Diciembre 2012 RM N° 583-2012-MEM/DM	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tercer Plan de Transmisión 2015 -2024 (16 Proyectos vinculantes-LT para el 2020 y sólo 5 PV fueron encargados a Proinversión)	APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 575-2014-MEM/DM									
Proyecto 1: Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas, que comprende los	Diciembre 2014	Mayo 2015 RM N° 225-2015-MEM/DM del	Octubre 2015 Resolución Suprema N° 046-2015-EF	Setiembre 2016 Acuerdo PROINVERSIÓN N° 736-1-2016-CPC del	Enero 2017	Octubre 2017	Enero 2018	37 meses	Agosto de 2023. (2019)	4 años y 7 meses

⁷⁰ Mediante Resolución Ministerial N° 562-2016-MEM/DM, publicada el 1 de enero de 2017, se aprobó el Plan de Transmisión 2017-2026, en el que se incluyó como Proyecto Vinculante, al proyecto “Enlace 500 kV La Niña – Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas”, precisando en el Informe Técnico N° 059-2016-MEM-DGE/ DEPE que sustenta el Plan de Transmisión 2017-2026, que el referido proyecto forma parte del proyecto “Línea de Transmisión 500 kV La Niña – Frontera”

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
siguientes subproyectos.				Consejo Directivo de Proinversión, adoptado en su sesión N° 736						
Proyecto 2: Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos	Diciembre 2014	Mayo 2015 RM N° 225-2015-MEM/DM	Octubre 2015 Resolución Suprema N° 046-2015-EF	Setiembre 2016 Acuerdo PROINVERSIÓN N° 736-1-2016-CPC del Consejo Directivo de Proinversión, adoptado en su sesión N° 736	Enero 2017	Octubre 2017	Enero 2018	37 meses	El proyecto está en construcción (avance 84.7% ⁷¹) La Concesionaria presentó al Minem dos nuevas solicitudes de ampliación para marzo 2023. (2019)	45 años y 7 meses

⁷¹ Mediante R.M. N° 279-2022-MINEM/DM, el MINEM otorgó ampliación de plazo, siendo la nueva fecha de POC el 14 de octubre de 2022.

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto 3: Cambio de nivel de tensión de la L.T. Chilca-La Planicie Carabayllo ⁷² y subestaciones asociadas, que comprende los siguientes sub proyectos:	Diciembre 2014	No fue encargado a Proinversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto 4: Nueva Subestación La Planicie 500/220 kV, que comprende:	Diciembre 2014	RM N° 391-2015-MEM/DM. Se deja sin efecto mediante RM N° 045-2019-MEM/DM	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto 5: Compensador Reactivo Variable (SVC o similar)	Diciembre 2014	RM N° 225-2015-MEM/DM	-	-	-	-	-	-	-	-

⁷² Consorcio Transmantaro, operador de la LT Chilca - La Planicie - Zapallal, ejerció su derecho de preferencia para ejecutar el Refuerzo correspondiente a este proyecto.

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
+400/-100 MVAR en SE La Planicie 220 kV		Se deja sin efecto mediante RM N° 395-2021-MINEM-DM								
Proyecto 6: Repotenciación a 1000 MVA de la L.T. Carabayllo - Chimbote Trujillo 500 kV	Diciembre 2014	RM N° 225-2015-MEM/DM Se deja sin efecto mediante RM N° 128-2021-MINEM/DM	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto 7: Compensador Reactivo Variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en SE Trujillo 500 kV	Diciembre 2014	RM N° 225-2015-MEM/DM Se deja sin efecto mediante RM N° 128-2021-MINEM/DM	-	-	-	-	-	-	-	-

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto 8: Banco de Reactores de 100 MVAR-500 kV en SE La Niña 500 kV	Diciembre 2014	No fue encargado a Proinversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto 9: L.T. Tintaya -Azángaro 220 kV (1 circuito)	Diciembre 2014	Mayo 2015 RM N° 225-2015-MEM/DM	Octubre 2015 Resolución Suprema N° 046-2015-EF	Noviembre 2016 Acuerdo Proinversión - sesión N° 737	Febrero 2017	Noviembre 2017	Febrero 2018	38 meses	Enero de 2023 (2019)	4 años y 1 mes
Proyecto 10: Repotenciación a 250 MVA L.T. Chiclayo-Carhuaquero 220 kV –	Diciembre 2014 Retirado: Dispuesto en el artículo 3 RM 562-201-MEM/DM – PT 2017	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto 11: Repotenciación a 250 MVA L.T. Oroya-Carhuamayo 220 kV	Diciembre 2014	No fue encargado a Proinversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto 12: Repotenciación a 250 MVA L.T. Mantaro-Huancavelica	Diciembre 2014	No fue encargado a Proinversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto 13: Seccionamiento de la L.T. Piura-Chiclayo 220 kV y enlace con la SE La Niña 220 kV	Diciembre 2014	No fue encargado a Proinversión	-	-	-	-	-	-	-	-

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto 14: L.T. Aguaytía-Pucallpa 138 kV (segundo circuito)	Diciembre 2014	Mayo 2015 RM N° 225-2015-MEM/DM	Octubre 2015 Resolución Suprema N° 046-2015-EF	Febrero 2016 Acuerdo Proinversión N° 716-1-2016-CPC del Consejo Directivo de PROINVERSIÓN, adoptado en su sesión N° 716	Abril 2016	Mayo 2017	Setiembre 2017	33 meses - PRIMER PROYECTO ADJUDICADO CON LA NUEVA NORMATIVA DE APP (DL 1224)	Mayo 2021 (2018)	3 años y 5 meses
Proyecto 15: Banco de condensadores de 20 MVAR-60 kV en SE Zorritos	Diciembre 2014	No fue encargado a Proinversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto 16: S.E. Nueva Carhuaquero 220 kV	Diciembre 2014	Mayo 2015 RM N° 225-2015-MEM/DM	Con Oficio 14-2019/Proinversión/DPP/EL solicita Integrar el PV con Enlace 220kv Reque – Carhuaquero,	-	-	-	-	-	-	-

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
			subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (PT 2019-2028). Mediante Oficio N° 1964-2019-MINEM/DGE, Minem acepta incorporación.					-		
<p>Cuarto Plan de Transmisión 2017-2026</p> <p>(6 proyectos vinculantes para el 2022 y 3 fueron encargados a Proinversión)</p>	<p>APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 562-2016-MEM/DM</p>									

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto 1: Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos	Diciembre 2016	Noviembre 2017 RM N° 450-2017-MEM/DM	Julio 2018 Acuerdo CD PROINVERSIÓN N° 54-3-2018-CD del Consejo Directivo de Proinversión	Julio 2018 Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 38-2018/DPP/EL	Febrero 2019	Octubre 2019	Febrero 2020	38 meses	Aún en construcción - Fecha proyectada 23 de junio de 2024 (2018)	6 años y 6 meses
Proyecto 2: Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas, que comprende los siguientes subproyectos	Diciembre 2016	Noviembre 2017 RM N° 450-2017-MEM/DM	Julio 2018 - Acuerdo CD Proinversión N° 54-3-2018-CD del Consejo Directivo de Proinversión	Julio 2018- Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 38-2018/DPP/EL	Febrero 2019	Octubre 2019	Febrero 2020	38 meses	Aún en construcción - fecha proyectada: marzo 2024 (2020)	4 años y 6 meses
Proyecto 3: Conexiones en 220 kV a Subestación Pariñas, que comprende los siguientes subproyectos:	Diciembre 2016	No fue encargado a Proinversión	-	-	-	-	-	-	-	-

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto 4: Enlace 220 kV Tingo Maria - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas,	Diciembre 2016	Noviembre 2017 RM N° 450-2017-MEM/DM	Julio 2018 Acuerdo CD Proinversión N° 54-3-2018-CD del Consejo Directivo de Proinversión ⁱ	Julio 2018 Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 38-2018/DPP/EL	Febrero 2019	Octubre 2019	Febrero 2020	38 meses	Aún en construcción - fecha proyectada: diciembre 2023 (2022)	2 año y 6 meses
Proyecto 5: Esquema Especial de Protección del área Norte del SEIN	Diciembre 2016	No fue encargado a Proinversión	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto 6: Esquema Especial de Protección del área Centro-Oriente del SEIN	Diciembre 2016	No fue encargado a Proinversión	-	-	-	-	-	-	-	-

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Quinto Plan de Transmisión 2019-2028 (9 PV y 2 PV fueron encargados a Proinversión. El resto fueron refuerzos.)	APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 540-2018-MEM/DM									
Proyecto 1: Enlace 220 Kv Chilca REP - Independencia (Tercer Circuito)	Diciembre 2018	Titular de la instalación ejecución su derecho de preferencia para ejecutar el Refuerzo.	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto 2: Enlace 220 Kv Reque - Nueva Carhuaquero	Diciembre 2018	Setiembre 2020 (Convenio de Asistencia Técnica bajo la modalidad de encargo)	9 julio 2021 Acuerdo CD Proinversión N° 109-3-2021-CD	12 de Julio 2021 RDE N° 33-2021/DPP/EL (Modificado en marzo del 2022)	30 de setiembre 2021	15 de julio de 2022	3 de noviembre de 2022	47 meses	El proyecto aún se encuentra en estudios. La POC según el contrato de concesión es el 3 de marzo de 2026 (2022)	4 años

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto 3: Enlace 220 Kv Cajamarca - Cacic - Moyobamba	Diciembre 2018	Titular de la instalación ejecución su derecho de preferencia para ejecutar el Refuerzo.	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto 4: Reactor de barra 220 kV en la SE Puno	Diciembre 2018	Titular de la instalación ejecución su derecho de preferencia para ejecutar el Refuerzo.	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto 5: Reactor de Barra 220 kV de 1x20 MVAR en la SE Azángaro	Diciembre 2018	Titular de la instalación ejecución su derecho de preferencia para ejecutar el Refuerzo.	-	-	-	-	-	-	-	-

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto 6: Reactor de Barra 220 kV de 1x50 MVAR en la SE Cajamarca Norte	Diciembre 2018	Titular de la instalación ejecución su derecho de preferencia para ejecutar el Refuerzo.	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto 7: Reemplazo de Interruptores de 220 kV en la SE Socabaya para energización de transformadores	Diciembre 2018	Titular de la instalación ejecución su derecho para ejecutar el Refuerzo.	-	-	-	-	-	-	-	-
Proyecto 8: Nueva Tumbes 220/60 kV Nueva Tumbes	Diciembre 2018	14 de setiembre de 2020 Convenio de Asistencia Técnica bajo la modalidad de encargo	9 de julio de 2021 Acuerdo Proinversión N° 109-3-2021-CD	12 de julio de 2021 RDE 33-2021/DPP/EL (modificado en 2022)	30 de setiembre de 2021	15 de julio de 2022	3 de noviembre de 2022	47 meses	El proyecto aún se encuentra en estudios. La POC según contrato es 03 mayo del 2025. (2022)	3 años

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto 9: Ampliación de la Subestación La Planicie 220 kV	Diciembre 2018	Titular de la instalación ejecución su derecho de preferencia para ejecutar el Refuerzo.	-	-	-	-	-	-	-	-
SEXO PLAN DE TRANSMISIÓN 2021-2030 (11 proyectos vinculantes y 9 fueron encargados a Proinversión)	APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 422-2020-MEM/DM									
Proyecto 1: Enlace 500 kV Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo (licitado en paquete con Proyecto 2)	Diciembre 2020	20 de mayo de 2021 R.M. N° 146-2021-EM	5 de abril de 2022	4 de marzo de 2022	19 de julio de 2022	27 de octubre 2023	25 de enero de 2024	37 meses	(2026)	-

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto 2: Enlace 500 Kv Celendín – Piura (licitado paquete con proyecto 1)	Diciembre 2020	20 de mayo de 2021 R.M. N° 146-2021-EM	5 de abril de 2022	4 de marzo de 2022	19 de julio de 2022	27 octubre de 2023	25 de enero de 2024	37 meses	(2025)	-
Proyecto 3: Enlace 500 kV San José – Yarabamba (licitado en paquete con proyectos 8, 9 y 11)	Diciembre 2020	20 de mayo de 2021 R.M. N° 146-2021-EM	23 de junio de 2022 Acuerdo Proinversión 118-1-2022-CD	27 de junio de 2022 Resolución de la Dirección Ejecutiva de Proinversión 74-3-2022	29 de setiembre de 2022	25 de agosto de 2023	29 de noviembre de 2023	35 meses	(2024)	-
Proyecto 4: Ampliación SE Montalvo y Enlace 220 kV Montalvo - Moquegua	Diciembre 2020	ISA REP ejerció su derecho de preferencia para ejecutar el Refuerzo.	-	-	-	-	-	-	(2024)	-
Proyecto 5: Ampliación SE Poroma (licitado en parque con proyectos 6 y 10)	Diciembre 2020	20 de mayo de 2021 R.M. N° 146-2021-EM	21 de enero de 2022 Acuerdo Proinversión 114-1-2022-CD	24 de enero de 2022 Resolución de la Dirección Ejecutiva de Proinversión 06-2022/DPD	4 de mayo de 2022	31 de enero de 2023	2 de mayo de 2023	29 meses	(2024)	-

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
Proyecto 6: Enlace 200 kV Ica – Poroma (licitado en parquet con proyectos 5 y 10)	Diciembre 2020	20 de mayo de 2021 R.M. N° 146-2021-EM	21 de enero de 2022 Acuerdo Proinversión 114-1-2022-CD	24 de enero de 2022 Resolución de la Dirección Ejecutiva de Proinversión 06-2022/DPP	4 de mayo de 2022	31 de enero de 2023	2 de mayo de 2023	29 meses	(2024)	-
Proyecto 7: ITC ampliación de SE La Planicie	Diciembre 2020	Transmisora Eléctrica del Sur ejerció su derecho de preferencia para ejecutar el Refuerzo.	-	-	-	-	-	-	(2024)	-
Proyecto 8 : ITC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán (licitado en paquete con Proyectos 3, 9 y 11)	Diciembre 2020	20 de mayo de 2021 RM 146-2021-EM	23 de junio de 2022 Acuerdo Proinversión 118-1-2022-CD	27 de junio de 2022 Resolución de la Dirección Ejecutiva de Proinversión 74-3-2022	29 de setiembre de 2022	25 de agosto de 2023	29 de noviembre de 2023	35 meses	(2024)	-
Proyecto 9: ITC SE Lambayeque Norte (licitado paquete con proyectos 3, 8 y 11)	Diciembre 2020	20 de mayo de 2021 R.M. N° 146-2021-EM	23 de junio de 2022 Acuerdo Proinversión 118-1-2022-	27 de junio de 2022 RDE de Proinversión 74-3-2022	29 de setiembre de 2022	25 de agosto de 2023	29 de noviembre de 2023	35 meses	(2024)	-

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de convocatoria	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV	Fecha real de puesta en operación comercial (Fecha esperada según PT)	Retraso en la puesta de operación comercial
			CD							
Proyecto 10: ITC Enlace 2020 kV Cállic Jaen Norte (licitado en paquete con proyectos 5 y 6)	Diciembre 2020	20 de mayo de 2021 R.M. N° 146-2021-EM	21 de enero de 2022 Acuerdo Proinversión 114-1-2022-CD	24 de enero de 2022 RDE de Proinversión 06-2022/DPP	4 de mayo de 2022	31 de enero de 2023	2 de mayo de 2023	29 meses	(2024)	-
Proyecto 11: Enlace 220 kv Belaunde Terry – Tarapoto Norte (licitado en paquete con proyectos 3, 8 y 9)	Diciembre 2020	20 de mayo de 2021 R.M. N° 146-2021-EM	23 de junio de 2022 Acuerdo Proinversión 118-1-2022-CD	27 de junio de 2022 RDE de Proinversión 74-3-2022	29 de setiembre de 2022	25 de agosto de 2023	29 de noviembre de 2023	35 meses	(2024)	-

Fuente: Proinversión, 2023.

Elaboración propia

Anexo 1.2: Cuadro resumen los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión adjudicados con la nueva normativa de APP 2015 -2021

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de aprobación de IMIAPP	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de aprobación del informe de evaluación	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del informe de evaluación integrado	Fecha de aprobación de la versión inicial del contrato	Fecha de aprobación de las bases	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de versión final de contrato	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV
Tercer Plan de Transmisión 2015 -2024	APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 575-2014-MEM/DM													
Proyecto 14: L.T. Aguaytía-Pucallpa 138 kV (segundo circuito)	Diciembre 2014	Junio del 2016 IMIAPP 2016 RM N° 206-2016-MEM/DM	Mayo 2015 RM N° 225-2015-MEM/DM		Octubre 2015 Resolución Suprema N° 046-2015-EF	Febrero 2016 Acuerdo Proinversión N° 716-1-2016-CPC del Consejo Directivo de Proinversión, adoptado en su sesión N° 716		Abril 2016	Marzo 2016	Abril 2016	Mayo 2017	Mayo 2017	Setiembre 2017	33 meses - Primer proyecto adjudicado con la nueva normativa de app (DL 1224)
Cuarto Plan de Transmisión 2017-2026	APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 562-2016-MEM/DM													

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de aprobación de IMIAPP	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de aprobación del informe de evaluación	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del informe de evaluación integrado	Fecha de aprobación de la versión inicial del contrato	Fecha de aprobación de las bases	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de versión final de contrato	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV
Proyecto 1: Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones , líneas y ampliaciones asociadas	Diciembre 2016	Febrero 2017 IMIAPP 2017 RM N° 078-2017- MEM/DM	Noviembre 2017 RM N° 450- 2017- MEM/DM	Marzo 2018, elaborado por Proinversión Mayo 2018, aprobado Minem Junio 2018, aprobado por el MEF	Julio 2018 Acuerdo CD Proinversión n° 54-3-2018- CD del Consejo Directivo de Proinversión	Julio 2018 Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 38- 2018/DPP/EL	Agosto 2018, Enero 2019 Julio 2019 Setiembre 2019	Febrero 2019	Agosto 2019 Bases consolid adas Enero 2019 Bases iniciales	Febrero 2019	Setiembre 2019	Octubre 2019	Febrero 2020	38 meses
Proyecto 2: Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas	Diciembre 2016	Febrero 2017 IMIAPP 2017 RM N° 078-2017- MEM/DM	Noviembre 2017 RM N° 450- 2017- MEM/DM	Marzo 2018, elaborado por Proinversión Mayo 2018, aprobado MINEM Junio 2018, aprobado por el MEF	Julio 2018 - Acuerdo CD Proinversión N° 54-3-2018- CD del Consejo Directivo de Proinversión	Julio 2018- Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 38- 2018/DPP/EL	Agosto 2018, Enero 2019, Julio 2019, Setiembre 2019	Febrero 2019	Agosto 2019 Bases consolid adas Enero 2019 Bases Iniciales	Febrero 2019	Setiembre 2019	Octubre 2019	Febrero 2020	38 meses

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de aprobación de IMIAPP	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de aprobación del informe de evaluación	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del informe de evaluación integrado	Fecha de aprobación de la versión inicial del contrato	Fecha de aprobación de las bases	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de versión final de contrato	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del Proceso de Adjudicación PV
Proyecto 4: Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Diciembre 2016	16 de febrero de 2017	Noviembre 2017 RM N° 450-2017-MEM/DM	Marzo 2018, elaborado por Proinversión Mayo 2018, aprobado Minem Junio 2018, aprobado por el MEF	Julio 2018 Acuerdo CD Proinversión N° 54-3-2018-CD del Consejo Directivo de Proinversión	Julio 2018 Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 38-2018/DPP/EL	Agosto 2018, Enero 2019, Julio 2019, Setiembre 2019	09 de enero del 2019	27 de agosto del 2019	Febrero 2019	06 de Setiembre del 2019	Octubre 2019	Febrero 2020	38 meses

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de aprobación de IMIAAP	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de aprobación de informe de evaluación	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación de informe de evaluación integrado	Fecha de versión inicial de contrato	Fecha de aprobación de las bases	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de versión final de contrato	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del proceso de promoción de inversión
Quinto Plan de Transmisión 2019 - 2028⁷³	APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 540-2018-MEM/DM VIGENCIA: 01.01.2019 - 31.12.2020													
Proyecto 2: Enlace 220 Kv Reque - Nueva Carhuaquero	Diciembre 2018	27 de agosto de 2020	Setiembre 2020 Convenio de asistencia técnica bajo la modalidad de encargo)	25 de junio de 2021: Mediante Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 30-2021/DPP/E L.14	9 julio 2021 Acuerdo CD Proinversión N° 109-3-2021-CD del Consejo Directivo de Proinversión	12 de julio 2021 Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 33-2021/DPP/E L (modificado en marzo de 2022)	27 de setiembre de 2021: mediante Acuerdo Comité Pro Minería y Energía N° 62-1-2021	28 de setiembre de 2021	24 de enero del 2022	30 de setiembre 2021	06 de abril del 2022	15 de julio de 2022	3 de noviembre de 2022	47 meses

⁷³ 9 proyectos vinculantes y 2 fueron encargados a Proinversión - el resto fueron Refuerzos

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de aprobación de IMIAAP	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de aprobación de informe de evaluación	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación de informe de evaluación integrado	Fecha de versión inicial de contrato	Fecha de aprobación de las bases	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de versión final de contrato	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del proceso de promoción de inversión
Proyecto 8: SE Nueva Tumbes 220/60 kV - LT 60 kV Nueva Tumbes	Diciembre 2018	27 de agosto de 2020	14 de setiembre de 2020 (Convenio de Asistencia Técnica bajo la modalidad de encargo) ¹¹	25 de junio de 2021: Mediante Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 30-2021/DPP/E L.14,	9 de julio de 2021 Acuerdo CD Proinversión N° 109-3-2021-CD del Consejo Directivo de Proinversión	12 Julio de 2021 Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 33-2021/DPP/E L (modificado en marzo de 2022)	27 de setiembre de 2021: mediante Acuerdo Comité Pro Minería y Energía N° 62-1-2021	28 de Setiembre de 2021	24 de enero de 2022	30 de setiembre de 2021	06 de abril del 2022	15 de julio de 2022	3 de noviembre de 2022	47 meses
Sexto Plan de Transmisión 2021 - 2030⁷⁴	APROBADO MEDIANTE RESOLUCIÓN MINISTERIAL N° 422-2020-MEM/DM VIGENCIA: 01.01.2021 - 31.12.2022													

⁷⁴ 11 proyectos vinculantes y 9 fueron encargados a Proinversión - 2 fueron Refuerzos

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de aprobación de IMIAAP	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de aprobación de informe de evaluación	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación de informe de evaluación integrado	Fecha de versión inicial de contrato	Fecha de aprobación de las bases	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de versión final de contrato	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del proceso de promoción de inversión
Proyecto 1: Enlace 500 kV Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo (licitado en paquete con Proyecto 2)	Diciembre 2020	31 de diciembre de 2021 RM 485-2021-MINEM/DM	20 de mayo de 2021 RM 146-2021-EM	3 de diciembre de 2021 (Proinversión) 21 de diciembre de 2021 (conformidad Minem) 12 de enero de 2022 (conformidad del MEF)	5 de abril de 2022	4 de marzo de 2022	13 de mayo de 2022	10 de junio de 2022	21 de junio 2022	19 de julio de 2022	18 de setiembre de 2023	27 de octubre 2023	25 de enero de 2024	37 meses

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de aprobación de IMIAAP	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de aprobación de informe de evaluación	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación de informe de evaluación integrado	Fecha de versión inicial de contrato	Fecha de aprobación de las bases	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de versión final de contrato	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del proceso de promoción de inversión
Proyecto 2: Enlace 500 kV Celendín - Piura (licitado en paquete con Proyecto 1)	Diciembre 2020	31 de diciembre de 2021 RM 485-2021-MINEM/DM	20 de mayo de 2021 RM 146-2021-EM	3 de diciembre de 2021 (Proinversión) 21 de diciembre de 2021 (conformidad Minem) 12 de enero de 2022 (conformidad del MEF)	5 de abril de 2022	4 de marzo de 2022	13 de mayo de 2022	10 de junio de 2022	21 de junio 2022	19 de julio de 2022	18 de setiembre de 2023	27 de octubre 2023	25 de enero de 2024	37 meses

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de aprobación de IMIAAP	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de aprobación de informe de evaluación	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación de informe de evaluación integrado	Fecha de versión inicial de contrato	Fecha de aprobación de las bases	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de versión final de contrato	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del proceso de promoción de inversión
Proyecto 3: Enlace 500 kV San José - Yarabamba (licitado en paquete con Proyectos 8, 9 y 11)	Diciembre 2020	31 de diciembre de 2021 RM 485-2021-MINEM/DM	20 de mayo de 2021 RM 146-2021-EM	11 de abril de 2022 (aprobó Proinversión) 12 de mayo 2022 (conformidad del Minem) 30 de mayo (conformidad del MEF)	23 de junio de 2022 Acuerdo ProInversión 118-1-2022-CD	27 de junio de 2022 Resolución de la Dirección Ejecutiva de Proinversión 74-3-2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	29 de setiembre de 2022	13 de julio de 2023	25 de agosto de 2023	29 de noviembre de 2023	35 meses
Proyecto 5: Ampliación SE Poroma (licitado en paquete con Proyectos 6 y 10)	Diciembre 2020	31 de diciembre de 2021 RM 485-2021-MINEM/DM	20 de mayo de 2021 RM 146-2021-EM	12 de octubre de 2021 (aprobó Proinversión) 25 de octubre de 2021 (conformidad del Minem)	21 de enero de 2022 Acuerdo ProInversión 114-1-2022-CD	24 de enero de 2022 Resolución de la Dirección Ejecutiva de Proinversión 06-2022/DPP	15 de marzo de 2022	15 de marzo de 2022	15 de marzo de 2022	4 de mayo de 2022	12 de octubre de 2022	31 de enero de 2023	2 de mayo de 2023	29 meses

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de aprobación de IMIAAP	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de aprobación de informe de evaluación	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación de informe de evaluación integrado	Fecha de versión inicial de contrato	Fecha de aprobación de las bases	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de versión final de contrato	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del proceso de promoción de inversión
				18 de noviembre de 2021 (conformidad del MEF)										
Proyecto 6: Enlace 220 kV Ica - Poroma (licitado en paquete con Proyectos 5 y 10)	Diciembre 2020	31 de diciembre de 2021 RM 485-2021-MINEM/DM	20 de mayo de 2021 RM 146-2021-EM	12 de octubre de 2021 (aprobó Proinversión) 25 de octubre de 2021 (conformidad del Minem) 18 de	21 de enero de 2022 Acuerdo ProInversión 114-1-2022-CD	24 de enero de 2022 Resolución de la Dirección Ejecutiva de Proinversión 06-2022/DPP	15 de marzo de 2022	15 de marzo de 2022	15 de marzo de 2022	4 de mayo de 2022	12 de octubre de 2022	31 de enero de 2023	2 de mayo de 2023	29 meses

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de aprobación de IMIAAP	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de aprobación de informe de evaluación	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación de informe de evaluación integrado	Fecha de versión inicial de contrato	Fecha de aprobación de las bases	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de versión final de contrato	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del proceso de promoción de inversión
				noviembre de 2021 (conformidad del MEF)										
Proyecto 8: ITC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán (licitado en paquete con Proyectos 3, 9 y 11)	Diciembre 2020	31 de diciembre de 2021 RM 485-2021-MINEM/DM	20 de mayo de 2021 RM 146-2021-EM	11 de abril de 2022 (aprobó Proinversión) 12 de mayo 2022 (conformidad MINEM) 30 de mayo (conformidad del MEF)	23 de junio de 2022 Acuerdo ProInversión 118-1-2022-CD	27 de junio de 2022 Resolución de la Dirección Ejecutiva de Proinversión 74-3-2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	29 de setiembre de 2022	13 de julio de 2023	25 de agosto de 2023	29 de noviembre de 2023	35 meses

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de aprobación de IMIAAP	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de aprobación de informe de evaluación	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación de informe de evaluación integrado	Fecha de versión inicial de contrato	Fecha de aprobación de las bases	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de versión final de contrato	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del proceso de promoción de inversión
Proyecto 9: ITC SE Lambayeque Norte (licitado en paquete con Proyectos 3, 8 y 11)	Diciembre 2020	31 de diciembre de 2021 RM 485-2021-MINEM/DM	20 de mayo de 2021 RM 146-2021-EM	11 de abril de 2022 (aprobó Proinversión) 12 de mayo 2022 (conformidad del Minem) 30 de mayo (conformidad MEF)	23 de junio de 2022 Acuerdo ProInversión 118-1-2022-CD	27 de junio de 2022 Resolución de la Dirección Ejecutiva de Proinversión 74-3-2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	29 de setiembre de 2022	13 de julio de 2023	25 de agosto de 2023	29 de noviembre de 2023	35 meses
Proyecto 10: ITC Enlace 220 kV Cálic Jaen Norte (licitado en paquete con Proyectos 5 y 6)	Diciembre 2020	31 de diciembre de 2021 RM 485-2021-MINEM/DM	20 de mayo de 2021 RM 146-2021-EM	12 de octubre de 2021 (aprobó Proinversión) 25 de octubre de 2021 (conformidad Minem)	21 de enero de 2022 Acuerdo ProInversión 114-1-2022-CD	24 de enero de 2022 Resolución de la Dirección Ejecutiva de Proinversión 06-2022/DPP	15 de marzo de 2022	15 de marzo de 2022	15 de marzo de 2022	4 de mayo de 2022	8 de noviembre de 2022	31 de enero de 2023	2 de mayo de 2023	29 meses

Nombre de proyecto vinculante	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de aprobación de IMIAAP	Encargo a Proinversión de proyectos vinculantes	Fecha de aprobación de informe de evaluación	Fecha de incorporación al proceso de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación del plan de promoción de la inversión privada	Fecha de aprobación de informe de evaluación integrado	Fecha de versión inicial de contrato	Fecha de aprobación de las bases	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de versión final de contrato	Fecha de adjudicación	Fecha de firma de contrato	Tiempo de duración del proceso de promoción de inversión
				18 de noviembre de 2021 (conformidad del MEF)										
Proyecto 11: Enlace 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte (licitado en paquete con Proyectos 3, 8 y 9)	Diciembre 2020	31 de diciembre de 2021 RM 485-2021-MINEM/DM	20 de mayo de 2021 RM 146-2021-EM	11 de abril de 2022 (aprobó Proinversión) 12 de mayo 2022 (conformidad del Minem) 30 de mayo (conformidad del MEF)	23 de junio de 2022 Acuerdo Proinversión 118-1-2022-CD	27 de junio de 2022 Resolución de la Dirección Ejecutiva de Proinversión 74-3-2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	29 de setiembre de 2022	13 de julio de 2023	25 de agosto de 2023	30 de noviembre de 2023	35 meses

Fuente: Proinversión, 2023.
Elaboración propia

Anexo 2. Análisis de tiempos por fases del Proceso de Adjudicación de PV

Anexo 2.1: Análisis de tiempos desde la aprobación del PT hasta la aprobación del IMIAPP (2015 -2021)

Planes de Transmisión	Proyectos Vinculantes	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de aprobación del IMIAPP	Tiempo
PT 2015	L.T. Aguaytía-Pucallpa 138 kV (segundo circuito)	Diciembre 2014	Junio 2016	18 meses
	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas,	Diciembre 2014	Junio 2016	18 meses
	Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas	Diciembre 2014	Junio 2016	18 meses
	L.T. Tintaya -Azángaro 220 kV (1 circuito)	Diciembre 2014	Junio 2016	18 meses
PT 2017	Proyecto 1: Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Diciembre 2016	Febrero 2017	02 meses
	Proyecto 2: Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas	Diciembre 2016	Febrero 2017	02 meses
	Proyecto 4: Enlace 220 kV Tingo Maria - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Diciembre 2016	Febrero 2017	02 meses
PT 2019	Proyecto 2: Enlace 220 Kv Reque - Nueva Carhuaquero	Diciembre 2018	Agosto 2020	20 meses
	Proyecto 8: SE Nueva Tumbes 220/60 kV - LT 60 kV Nueva Tumbes	Diciembre 2018	Agosto 2020	20 meses

PT 2021	Proyecto 1: Enlace 500 kV Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo (licitado en paquete con Proyecto 2)	Diciembre 2020	Diciembre 2021	12 meses
	Proyecto 2: Enlace 500 kV Celendín - Piura (licitado en paquete con Proyecto 1)	Diciembre 2020	Diciembre 2021	12 meses
	Proyecto 3: Enlace 500 kV San José - Yarabamba (licitado en paquete con Proyectos 8, 9 y 11)	Diciembre 2020	Diciembre 2021	12 meses
	Proyecto 5: Ampliación SE Poroma (licitado en paquete con Proyectos 6 y 10)	Diciembre 2020	Diciembre 2021	12 meses
	Proyecto 6: Enlace 220 kV Ica - Poroma (licitado en paquete con Proyectos 5 y 10)	Diciembre 2020	Diciembre 2021	12 meses
	Proyecto 8: ITC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán (licitado en paquete con Proyectos 3, 9 y 11)	Diciembre 2020	Diciembre 2021	12 meses
	Proyecto 9: ITC SE Lambayeque Norte (licitado en paquete con Proyectos 3, 8 y 11)	Diciembre 2020	Diciembre 2021	12 meses
	Proyecto 10: ITC Enlace 220 kV Cállic Jaen Norte (licitado en paquete con Proyectos 5 y 6)	Diciembre 2020	Diciembre 2021	12 meses
	Proyecto 11: Enlace 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte (licitado en paquete con Proyectos 3, 8 y 9)	Diciembre 2020	Diciembre 2021	12 meses

Fuente: Proinversión, 2023.
Elaboración propia

Anexo 2.2: Análisis de tiempos desde la aprobación del IMIAPP hasta el encargo a Proinversión (2015 -2021)

Planes de Transmisión	Proyectos Vinculantes	Fecha de aprobación del IMIAPP	Fecha de encargo a Proinversión	Tiempo
PT 2015	Proyecto 14: L.T. Aguaytía-Pucallpa 138 kV (segundo circuito)	Junio 2016	Mayo 2015	En este caso, el IMIAPP se aprobó después de la encargatura a Proinversión
	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas	Junio 2016	Mayo 2015	
	Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas	Junio 2016	Mayo 2015	
	L.T. Tintaya -Azángaro 220 kV (1 circuito)	Junio 2016	Mayo 2015	
PT 2017	Proyecto 1: Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Febrero 2017	Noviembre 2017	09 meses
	Proyecto 2: Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas	Febrero 2017	Noviembre 2017	09 meses
	Proyecto 4: Enlace 220 kV Tingo Maria - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Febrero 2017	Noviembre 2017	09 meses
PT 2019	Proyecto 2: Enlace 220 Kv Reque - Nueva Carhuaquero	Agosto 2020	Setiembre 2020	01 mes
	Proyecto 8: SE Nueva Tumbes 220/60 kV - LT 60 kV Nueva Tumbes	Agosto 2020	Setiembre 2020	01 mes
	Proyecto 1: Enlace 500 kV Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo (licitado en paquete con Proyecto 2)	Diciembre 2021	Mayo 2021	En este caso, el IMIAPP se aprobó después del

PT 2021	Proyecto 2: Enlace 500 kV Celendín - Piura (licitado en paquete con Proyecto 1)	Diciembre 2021	Mayo 2021	encargo a Proinversión
	Proyecto 3: Enlace 500 kV San José - Yarabamba (licitado en paquete con Proyectos 8, 9 y 11)	Diciembre 2021	Mayo 2021	
	Proyecto 5: Ampliación SE Poroma (licitado en paquete con Proyectos 6 y 10)	Diciembre 2021	Mayo 2021	
	Proyecto 6: Enlace 220 kV Ica - Poroma (licitado en paquete con Proyectos 5 y 10)	Diciembre 2021	Mayo 2021	
	Proyecto 8: ITC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán (licitado en paquete con Proyectos 3, 9 y 11)	Diciembre 2021	Mayo 2021	
	Proyecto 9: ITC SE Lambayeque Norte (licitado en paquete con Proyectos 3, 8 y 11)	Diciembre 2021	Mayo 2021	
	Proyecto 10: ITC Enlace 220 kV Cállic Jaen Norte (licitado en paquete con Proyectos 5 y 6)	Diciembre 2021	Mayo 2021	
	Proyecto 11: Enlace 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte (licitado en paquete con Proyectos 3, 8 y 9)	Diciembre 2021	Mayo 2021	

Fuente: Proinversión, 2023.
Elaboración propia

Anexo 2.3: Análisis de tiempos desde la aprobación del PT hasta el encargo a Proinversión (2007-2014)

Plan de Transmisión	Proyectos Vinculantes	Fecha de aprobación del Plan de Transmisión	Fecha de encargo a Proinversión	Tiempo
Plan Transitorio de Transmisión 2007 - 2008	Proyecto N° 01: Línea de Transmisión Chilca - Planicie - Zapallal 220 Kv O 500 Kv	Noviembre 2006	Enero 2007 Oficio N° 132-2007-EM/DM	02 meses
	Proyecto N° 02: Línea de Transmisión Machupicchu - Cotaruse	Noviembre 2006	Enero 2007 Oficio N° 132-2007-EM/DM	02 meses
	Proyecto N° 03: Línea de Transmisión Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca - Cerro Corona - Carhuaquero	Marzo 2007 RM N° 143-2007-MEM/DM y RM N° 400-MEM/DM	Junio 2007 RM N° 308-2007-MEM/DM	03 meses
	Proyecto N° 04: (L.T. Mantaro - Caravelí - Montalvo	Marzo 2007 RM N° 143-2007.MEM/DM	Junio 2007 Se encarga a Proinversión con RM N° 284-2007-MEM/DM	03 meses
	Proyecto N° 05: Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Círculo de Transmisión entre Talara y Piura.	Marzo 2007 RM N° 143-2007.MEM/DM	Junio 2009 Se encarga a Proinversión con RM N° 313-2009-MEM/DM	15 meses
	Proyecto N° 06: Línea de Transmisión Tintaya-Socabaya en 220 Kv y subestaciones asociadas.	Setiembre 2008 RM N°418.2008-MEM/DM	Julio 2009 RM N° 313-2008-MEM/DM	10 meses
	Proyecto N° 07: Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro - Norte Medio en 500 Kv (Lt Zapallal - Trujillo	Marzo 2009 RM N°159.2009-MEM/DM	Abril 2009 RM N° 164-2009-MEM/DM	01 mes

	Proyecto N° 08: L.T Chilca - Marcona - Caravelí	Marzo - 2009 RM N°159.2009-MEM/DM	Abril 2009 RM N° 197-2009-MEM/DM	01 mes
	Proyecto N° 09: Línea 220 Kv Machupicchu - Abancay - Cotaruse	Enero 2010 RM N°024.2010-MEM/DM	Enero 2010 RM N° 024-2010-MEM/DM	0 meses
	Proyecto N° 10: L.T. Trujillo Chiclayo En 500 K.V	Julio 2010 RM N° 285-2010-MEM/DM	Julio 2010 RM N° 285-2010-MEM/DM	0 meses
	Proyecto N° 11: L.T. Carhuaquero - Cajamarca - Caclic - Moyobamba en 220 K.V	Enero 2011 RM N° 029-2010-MEM/DM	Abril 2011 Resolución Ministerial N° 202-2011-MEM/DM	03 meses
Primer Plan de Transmisión 2011 - 2012	Proyecto N° 01: LT 220 Kv Machupicchu - Quencoro - Onocora y subestaciones asociadas	Abril 2011 RM N° 213 -2011-MEM/DM	Junio 2011 Se encargó con RM N° 264-2011-MEM/DM	02 meses
Plan de Transmisión 2013 - 2022	Proyecto N° 01: Línea de Transmisión 500 Kv Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y subestaciones asoc.	Diciembre 2012 RM N° 583-2012-MEM/DM	Setiembre 2012 Se encargó a Proinversión con RM N° 408-2012-MEM/DM	En este caso, el encargo fue 03 meses antes de aprobado el PT.
	Proyecto N° 02: Primera Etapa de la Subestación Carapongo	Diciembre 2012 RM N° 583-2012-MEM/DM	Noviembre 2013 RM N° 504-2013-MEM/DM	11 meses
	Proyecto N° 03: Línea de Transmisión 220 Kv Azángaro - Juliaca - Puno Y Subestaciones Asoc.	Diciembre 2012 RM N° 583-2012-MEM/DM	Febrero 2014 RM N° 052-2014-MEM/DM	14 meses

Fuente: Proinversión, 2023.
Elaboración propia

Anexo 2.4: Análisis de tiempos desde el encargo a Proinversión hasta la aprobación del Plan de Promoción (2015-2021).

Planes de Transmisión	Proyectos Vinculantes	Fecha de encargo a Proinversión	Fecha de aprobación del IE	Fecha de aprobación del plan de promoción	Tiempo
PT 2015	L.T. Aguaytía-Pucallpa 138 kV (segundo circuito)	Mayo 2015	Junio 2015	Febrero 2016	09 meses
	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas		Junio 2015	Setiembre 2016	16 meses
	Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas		Junio 2015	Setiembre 2016	16 meses
	L.T. Tintaya - Azángaro 220 kV (1 circuito)		Junio 2015	Noviembre 2016	18 meses
PT 2017	Proyecto 1: Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Noviembre 2017	Marzo 2018, elaborado por Proinversión Mayo 2018, aprobado por el Minem Junio 2018, aprobado por el MEF	Julio 2018	08 meses
	Proyecto 2: Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas		Marzo 2018, elaborado por Proinversión Mayo 2018, aprobado por el Minem Junio 2018, aprobado por el MEF	Julio 2018	08 meses

	Proyecto 4: Enlace 220 kV Tingo Maria - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas		<p>Marzo 2018, elaborado por Proinversión</p> <p>Mayo 2018, aprobado por Minem</p> <p>Junio 2018, aprobado por el MEF</p>	Julio 2018	08 meses
PT 2019	Proyecto 2: Enlace 220 Kv Reque - Nueva Carhuaquero	Setiembre 2020	<p>Junio de 2021</p> <p>Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 30-2021/DPP/EL.14</p>	setiembre 2021	12 meses
	Proyecto 8: SE Nueva Tumbes 220/60 kV - LT 60 kV Nueva Tumbes		<p>Junio de 2021</p> <p>Resolución de la Dirección Ejecutiva N° 30-2021/DPP/EL.14</p>	setiembre de 2021	12 meses
PT 2021	Proyecto 1: Enlace 500 kV Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo (licitado en paquete con Proyecto 2)	Mayo 2021	<p>3 de diciembre de 2021 (Proinversión)</p> <p>21 de diciembre de 2021 (conformidad del Minem)</p> <p>12 de enero de 2022 (conformidad del MEF)</p> <p>24 de enero de 2022 (ratificación)</p>	4 de marzo de 2022	10 meses
	Proyecto 2: Enlace 500 kV Celendín - Piura (licitado en paquete con Proyecto 1)		<p>3 de diciembre de 2021 (Proinversión)</p> <p>21 de diciembre de 2021 (conformidad del Minem)</p> <p>12 de enero de 2022 (conformidad del MEF)</p> <p>24 de enero de 2022 (ratificación)</p>	4 de marzo de 2022	10 meses

	Proyecto 3: Enlace 500 kV San José - Yarabamba (licitado en paquete con Proyectos 8, 9 y 11)		11 de abril de 2022 (aprobó Proinversión) 12 de mayo 2022 (conformidad del Minem) 30 de mayo (conformidad del MEF) 2 de junio de 2022 (ratificación)	27 de junio de 2022	13 meses
	Proyecto 5: Ampliación SE Poroma (licitado en paquete con Proyectos 6 y 10)		12 de octubre de 2021 (aprobó Proinversión) 25 de octubre de 2021 (conformidad del Minem) 18 de noviembre de 2021 (conformidad del MEF) 19 de noviembre de 2021 (ratificación)	24 de enero de 2022	08 meses
	Proyecto 6: Enlace 220 kV Ica - Poroma (licitado en paquete con Proyectos 5 y 10)		12 de octubre de 2021 (aprobó Proinversión) 25 de octubre de 2021 (conformidad del Minem) 18 de noviembre de 2021 (conformidad del MEF) 19 de noviembre de 2021 (ratificación)	24 de enero de 2022	08 meses
	Proyecto 8 : ITC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán (licitado en paquete con Proyectos 3, 9 y 11)		11 de abril de 2022 (aprobó Proinversión) 12 de mayo 2022 (conformidad del Minem) 30 de mayo (conformidad del MEF) 2 de junio de 2022 (ratificación)	27 de junio de 2022	13 meses

	Proyecto 9: ITC SE Lambayeque Norte (licitado en paquete con Proyectos 3, 8 y 11)		11 de abril de 2022 (aprobó Proinversión) 12 de mayo 2022 (conformidad del Minem) 30 de mayo (conformidad del MEF) 2 de junio de 2022 (ratificación)	27 de junio de 2022	13 meses
	Proyecto 10: ITC Enlace 220 kV Cáclic Jaen Norte (licitado en paquete con Proyectos 5 y 6)		12 de octubre de 2021 (aprobó Proinversión) 25 de octubre de 2021 (conformidad del Minem) 18 de noviembre de 2021 (conformidad del MEF) 19 de noviembre de 2021 (ratificación)	24 de enero de 2022	08 meses
	Proyecto 11: Enlace 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte (licitado en paquete con Proyectos 3, 8 y 9)		11 de abril de 2022 (aprobó Proinversión) 12 de mayo 2022 (conformidad del Minem) 30 de mayo (conformidad del MEF) 2 de junio de 2022 (ratificación)	27 de junio de 2022	13 meses

Fuente: Proinversión, 2023.
Elaboración propia

Anexo 2.5: Análisis de tiempos desde el encargo a Proinversión hasta la aprobación del Plan de Promoción (2007-2014).

Plan de Transmisión	Proyectos Vinculantes	Fecha de encargo a Proinversión	Fecha de aprobación del plan de promoción	Tiempo
Plan Transitorio de Transmisión 2007 - 2008	Proyecto N° 01: Línea de Transmisión Chilca - Planicie - Zapallal 220 Kv O 500 Kv	Enero 2007 Oficio N° 132-2007-EM/DM	Enero 2008 RS N° 01-2008-EF	12 meses
	Proyecto N° 02: Línea de Transmisión Machupicchu - Cotaruse	Enero 2007 Oficio N° 132-2007-EM/DM	Setiembre 2007 RS N° 81-2007-EF	08 meses
	Proyecto N° 03: Línea de Transmisión Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca - Cerro Corona -Carhuaquero	Junio 2007 RM N° 308-2007-MEM/DM	Agosto 2007 RS N° 074-2007-EF	01 mes
	Proyecto N° 04: (L.T. Mantaro - Caravelí - Montalvo	Junio 2007 Se encarga a Proinversión con RM N° 284-2007-MEM/DM	Setiembre 2007 RS N° 081-2007-EF	02 meses
	Proyecto N° 05: Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Círculo de Transmisión entre Talara y Piura	Junio 2009 Se encarga a Proinversión con Rm N° 313-2009-MEM/DM	Noviembre 2009 RS N° 117-2009-EF	05 meses
	Proyecto N° 06: Línea de Transmisión Tintaya-Socabaya en 220 Kv y subestaciones asociadas	Julio 2009 RM N° 313-2008-MEM/DM	Noviembre 2009 RS N° 117-2009-EF	04 meses
	Proyecto N° 07: Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro - Norte Medio en 500 Kv (Lt Zapallal - Trujillo	Abril 2009 RM N° 164-2009-MEM/DM	Mayo 2009 RS N° 053-2009-EF	01 mes

	Proyecto N° 08: L.T Chilca - Marcona - Caravelí	Abril 2009 RM N° 197-2009-MEM/DM	Junio 2009 Modificado en enero de 2010 mediante Acuerdo del Consejo Directivo de Proinversión N° 327-03-2010	02 meses
	Proyecto N° 09: Línea 220 Kv Machupicchu - Abancay - Cotaruse	Enero 2010 RM N° 024-2010-MEM/DM	Mayo 2010	04 meses
	Proyecto N° 10: L.T. Trujillo Chiclayo En 500 K.V	Julio 2010 Resolución Ministerial N° 285-2010-MEM/DM	Julio 2010 Acuerdo Proinversión de fecha 14/07/10	0 meses
	Proyecto N° 11: L.T. Carhuaquero - Cajamarca - Caclic - Moyobamba en 220 K.V	Abril 2011 Resolución Ministerial N° 202-2011-MEM/DM	Modificado en agosto 2011	04 meses
Primer Plan de Transmisión 2011 - 2012	Proyecto N° 01: LT 220 Kv Machupicchu - Quencoro - Onocora y subestaciones asociadas	Junio 2011 Se encargó con RM N° 264-2011-MEM/DM	Julio 2011 Acuerdo Proinversión	01 mes
Plan de Transmisión 2013 - 2022	Proyecto N° 01: Línea de Transmisión 500 Kv Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y subestaciones asoc.	Setiembre 2012 Se encargó a Proinversión con RM N° 408-2012-MEM/DM	Octubre 2012	01 mes
	Proyecto N° 02: Primera Etapa de la Subestación Carapongo	Noviembre 2013 RM N° 504-2013-MEM/DM	Setiembre 2014 Acuerdo de Consejo Directivo de Proinversión, adoptado en su sesión del 28 de agosto de 2014	11 meses
	Proyecto N° 03: Línea de Transmisión 220 Kv Azángaro - Juliaca - Puno y subestaciones asoc.	Febrero 2014 Resolución Ministerial N° 052-2014-MEM/DM	Mayo 2014 Acuerdo de Consejo Directivo de Proinversión	03 meses

Fuente: Proinversión, 2023.
Elaboración propia

Anexo 2.6: Análisis de tiempos desde la aprobación del plan de promoción hasta la aprobación de las bases (2015-2021).

Planes de Transmisión	Proyectos Vinculantes	Fecha de aprobación del plan de promoción	Fecha de aprobación del IEI	Fecha de aprobación de VIC	Fecha de aprobación de las bases	Tiempo
PT 2015	L.T. Aguaytía-Pucallpa 138 kV (segundo circuito)	Febrero 2016		Marzo 2016	Marzo 2016	01 mes
	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas	Setiembre 2016		Enero 2017	Enero 2017	04 meses
	Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas	Setiembre 2016		Enero 2017	Enero 2017	04 meses
	L.T. Tintaya - Azángaro 220 kV (1 circuito)	Noviembre 2016		Enero 2017	Enero 2017	02 meses
PT 2017	Proyecto 1: Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Julio 2018	Enero 2019	Febrero 2019	Enero 2019	06 meses
	Proyecto 2: Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas	Julio 2018	Enero 2019	Febrero 2019	Enero 2019	06 meses
	Proyecto 4: Enlace 220 kV Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Julio 2018	Enero 2019	Enero del 2019	Agosto del 2019	13 meses
PT 2019	Proyecto 2: Enlace 220 Kv Reque - Nueva Carhuaquero	Setiembre de 2021	Setiembre de 2021	28 de Setiembre de 2021	24 de enero de 2022	04 meses
	Proyecto 8: SE Nueva Tumbes 220/60 kV - LT 60 kV Nueva Tumbes	setiembre de 2021	setiembre de 2021	28 de Setiembre de 2021	24 de enero de 2022	04 meses
	Proyecto 1: Enlace 500 kV Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo	4 de marzo de 2022	13 de mayo de 2022	10 de junio de 2022	21 de junio de 2022	03 meses

PT 2021	(licitado en paquete con Proyecto 2)					
	Proyecto 2: Enlace 500 kV Celendín - Piura (licitado en paquete con Proyecto 1)	4 de marzo de 2022	13 de mayo de 2022	10 de junio de 2022	21 de junio 2022	03 meses
	Proyecto 3: Enlace 500 kV San José - Yarabamba (licitado en paquete con Proyectos 8, 9 y 11)	27 de junio de 2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	03 meses
	Proyecto 5: Ampliación SE Poroma (licitado en paquete con Proyectos 6 y 10)	24 de enero de 2022	15 de marzo de 2022	15 de marzo de 2022	15 de marzo de 2022	02 meses
	Proyecto 6: Enlace 220 kV Ica - Poroma (licitado en paquete con Proyectos 5 y 10)	24 de enero de 2022	15 de marzo de 2022	15 de marzo de 2022	15 de marzo de 2022	02 meses
	Proyecto 8 : ITC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán (licitado en paquete con Proyectos 3, 9 y 11)	27 de junio de 2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	03 meses
	Proyecto 9: ITC SE Lambayeque Norte (licitado en paquete con Proyectos 3, 8 y 11)	27 de junio de 2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	03 meses
	Proyecto 10: ITC Enlace 220 kV Cáclic Jaen Norte (licitado en paquete con Proyectos 5 y 6)	24 de enero de 2022	15 de marzo de 2022	15 de marzo de 2022	15 de marzo de 2022	02 meses
	Proyecto 11: Enlace 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte (licitado en paquete con Proyectos 3, 8 y 9)	27 de junio de 2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	21 de setiembre de 2022	03 meses

Fuente: Proinversión, 2023.
Elaboración propia

Anexo 2.7: Análisis de tiempos desde la aprobación del plan de promoción hasta la aprobación de las bases (2007-2014).

Plan de Transmisión	Proyectos Vinculantes	Fecha de aprobación del Plan de Promoción	Fecha de aprobación de la VIC	Fecha de aprobación de bases.	Tiempo
Plan Transitorio de Transmisión 2007 - 2008	Proyecto N° 01: Línea de Transmisión Chilca - Planicie - Zapallal 220 Kv O 500 Kv	Enero 2008 RS 01-2008-EF	Enero 2008	Mayo 2008	04 meses
	Proyecto N° 02: Línea de Transmisión Machupicchu - Cotaruse	Setiembre 2007 RS 81-2007-EF	Setiembre 2007	Setiembre 2007	01 mes
	Proyecto N° 03: Línea de Transmisión Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca - Cerro Corona - Carhuaquero	Agosto 2007 RS 074-2007-EF	Enero 2008	Enero 2008	05 meses
	Proyecto N° 04: (L.T. Mantaro - Caravelí - Montalvo	Setiembre 2007 RS N° 081-2007-EF	Setiembre 2007	Setiembre 2007	01 mes
	Proyecto N° 05: Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Círculo de Transmisión entre Talara y Piura	Noviembre 2009 Resolución Suprema N° 117-2009-EF	Noviembre 2009	Noviembre 2009 (abril 2010)	01 mes
	Proyecto N° 06: Línea de Transmisión Tintaya-Socabaya en 220 Kv y subestaciones asociadas	Noviembre 2009 Resolución Suprema N° 117-2009-EF	Noviembre 2009	Noviembre 2009 (abril 2010)	01 mes
	Proyecto N° 07: Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro - Norte Medio en 500 Kv (Lt Zapallal - Trujillo	Mayo 2009 Resolución Suprema N° 053-2009-EF	Abril 2009	Junio 2009	01 mes
	Proyecto N° 08: L.T Chilca - Marcona - Caravelí	Junio 2009 Modificado en enero de 2010 mediante Acuerdo	Julio 2009	Mayo 2009	01 mes

		del Consejo Directivo de Proinversión N° 327-03-2010			
	Proyecto N° 09: Línea 220 Kv Machupicchu - Abancay - Cotaruse	Mayo 2010	Junio 2010	Mayo 2010	01 mes
	Proyecto N° 10: L.T. Trujillo Chiclayo En 500 K.V	Julio 2010 Acuerdo Proinversión de fecha 14/07/10	Setiembre 2010	Setiembre 2010	02 meses
	Proyecto N° 11: L.T. Carhuaquero - Cajamarca - Caclic - Moyobamba en 220 K.V	Modificado en agosto 2011	Setiembre 2010	Setiembre 2010	01 mes
Primer Plan de Transmisión 2011 - 2012	Proyecto N° 01: LT 220 Kv Machupicchu - Quencoro - Onocora y subestaciones asociadas	Julio 2011 Acuerdo Proinversión	Agosto 2011	Julio 2011	01 mes
Plan de Transmisión 2013 - 2022	Proyecto N° 01: Línea de Transmisión 500 Kv Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y subestaciones asoc.	Octubre 2012	Enero 2013	Diciembre 2012	03 meses
	Proyecto N° 02: Primera Etapa de la Subestación Carapongo	Setiembre 2014 Acuerdo de Consejo Directivo de Proinversión, adoptado en su sesión del 28 de agosto de 2014	Setiembre 2014	Setiembre 2014	01 mes
	Proyecto N° 03: Línea de Transmisión 220 Kv Azángaro - Juliaca - Puno y subestaciones asoc.	Mayo 2014 Acuerdo de Consejo Directivo de Proinversión	Junio 2014	Mayo 2014	01 mes

Fuente: Proinversión, 2023.
Elaboración propia

Anexo 2.8: Análisis de tiempos desde la convocatoria hasta la suscripción del contrato (2015-2021)

Planes de Transmisión	Proyectos Vinculantes	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de VFC	Fecha de suscripción del contrato	Tiempo
PT 2015	L.T. Aguaytía-Pucallpa 138 kV (segundo circuito)	Abril 2016	Mayo 2017	Setiembre 2017	17 meses
	Enlace 500 kV Mantaro-Nueva Yanango-Carapongo y subestaciones asociadas	Enero 2017	Setiembre 2017	Enero 2018	12 meses
	Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas	Enero 2017	Setiembre 2017	Enero 2018	12 meses
	L.T. Tintaya -Azángaro 220 kV (1 circuito)	Febrero 2017	Noviembre 2017	Febrero 2018	12 meses
PT 2017	Proyecto 1: Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Febrero 2019	Setiembre 2019	Febrero 2020	12 meses
	Proyecto 2: Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones y ampliaciones asociadas	Febrero 2019	Setiembre 2019	Febrero 2020	12 meses
	Proyecto 4: Enlace 220 kV Tingo Maria - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	Febrero 2019	Setiembre 2019	Febrero 2020	12 meses
PT 2019	Proyecto 2: Enlace 220 Kv Reque - Nueva Carhuaquero	Setiembre 2021	Abril del 2022	Noviembre 2022	14 meses
	Proyecto 8: SE Nueva Tumbes 220/60 kV - LT 60 kV Nueva Tumbes	Setiembre 2021	Abril del 2022	Noviembre 2022	14 meses

PT 2021	Proyecto 1: Enlace 500 kV Huánuco - Tocache - Celendín - Trujillo (licitado en paquete con Proyecto 2)	19 de julio de 2022	17 de julio de 2023	Enero 2024	17 meses
	Proyecto 2: Enlace 500 kV Celendín - Piura (licitado en paquete con Proyecto 1)	19 de julio de 2022	17 de julio de 2023	Enero2024	17 meses
	Proyecto 3: Enlace 500 kV San José - Yarabamba (licitado en paquete con Proyectos 8, 9 y 11)	29 de Setiembre de 2022	13 de julio de 2023	Noviembre 2023	14 meses
	Proyecto 5: Ampliación SE Poroma (licitado en paquete con Proyectos 6 y 10)	4 de mayo de 2022	12 de octubre de 2022	Mayo 2023	12 meses
	Proyecto 6: Enlace 220 kV Ica - Poroma (licitado en paquete con Proyectos 5 y 10)	4 de mayo de 2022	12 de octubre de 2022	Mayo 2023	12 meses
	Proyecto 8 : ITC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán (licitado en paquete con Proyectos 3, 9 y 11)	29 de Setiembre de 2022	13 de julio de 2023	Noviembre 2023	14 meses
	Proyecto 9: ITC SE Lambayeque Norte (licitado en paquete con Proyectos 3, 8 y 11)	29 de Setiembre de 2022	13 de julio de 2023	Noviembre 2023	14 meses
	Proyecto 10: ITC Enlace 220 kV Cáclic Jaen Norte (licitado en paquete con Proyectos 5 y 6)	4 de mayo de 2022	12 de octubre de 2022	Mayo 2023	12 meses
	Proyecto 11: Enlace 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte (licitado en paquete con Proyectos 3, 8 y 9)	29 de Setiembre de 2022	13 de julio de 2023	Noviembre 2023	14 meses

Fuente: Proinversión, 2023.
Elaboración propia

Anexo 2.9: Análisis de tiempos desde la convocatoria hasta la suscripción del contrato (2007-2014).

Plan de Transmisión	Proyectos Vinculantes	Fecha de convocatoria	Fecha de aprobación de la VFC	Fecha de suscripción del contrato	Tiempo
Plan Transitorio de Transmisión 2007 - 2008	Proyecto N° 01: Línea de Transmisión Chilca - Planicie - Zapallal 220 Kv O 500 Kv	Enero 2008	Junio 2008	Setiembre 2008	08 meses
	Proyecto N° 02: Línea de Transmisión Machupicchu - Cotaruse	Setiembre 2007	Abril 2008	Agosto 2008	11 meses
	Proyecto N° 03: Línea de Transmisión Carhuamayo - Paragsha - Conococha - Huallanca - Cajamarca - Cerro Corona - Carhuaquero	Setiembre 2007	Febrero 2008	Mayo 2008	08 meses
	Proyecto N° 04: (L.T. Mantaro - Caravelí - Montalvo)	Setiembre 2007	Abril 2008	Agosto 2008	11 meses
	Proyecto N° 05: Reforzamiento del Sistema Norte con un Segundo Círculo de Transmisión entre Talara y Piura.	Noviembre 2009	Abril 2010	Setiembre 2010	10 meses
	Proyecto N° 06: Línea de Transmisión Tintaya-Socabaya en 220 Kv y subestaciones asociadas	Noviembre 2009	Abril 2010	Setiembre 2010	10 meses
	Proyecto N° 07: Reforzamiento del Sistema de Transmisión Centro - Norte Medio en 500 Kv (Lt Zapallal - Trujillo)	Mayo 2009	Octubre 2009	Febrero 2010	09 meses

	Proyecto N° 08: L.T Chilca - Marcona - Caravelí	Julio 2009	Marzo 2010	Julio 2010	12 meses
	Proyecto N° 09: Línea 220 Kv Machupicchu - Abancay - Cotaruse	Junio 2010	Setiembre 2010	Diciembre 2010	06 meses
	Proyecto N° 10: L.T. Trujillo Chiclayo en 500 K.V	Setiembre 2010	Febrero 2011	Mayo 2011	08 meses
	Proyecto N° 11: L.T. Carhuaquero - Cajamarca - Cacic - Moyobamba en 220 K.V	Julio 2011	Octubre 2012	Marzo 2013	20 meses
Primer Plan de Transmisión 2011 - 2012	Proyecto N° 01: LT 220 Kv Machupicchu - Quencoro - Onocora, Tintaya y subestaciones asociadas	Julio 2011	Noviembre 2012	Junio 2013	23 meses
Plan de Transmisión 2013 - 2022	Proyecto N° 01: Línea de Transmisión 500 Kv Mantaro - Marcona - Socabaya - Montalvo y subestaciones asoc.	Diciembre 2012	Junio 2013	Setiembre 2013	09 meses
	Proyecto N° 02: Primera Etapa de la Subestación Carapongo	Setiembre 2014	Junio 2015	Noviembre 2015	14 meses
	Proyecto N° 03: Línea de Transmisión 220 Kv Azángaro - Juliaca - Puno y subestaciones asoc.	Junio 2014	Noviembre 2014	Junio 2015	12 meses

Fuente: Proinversión, 2023.
Elaboración propia

Anexo 3. Detalle de diagnóstico de corto plazo para operación en contingencia incluido en Plan de Transmisión 2023-2032:

- 1. Zona Norte:** la salida de la línea de 500 kV Trujillo – La Niña produciría un colapso sistémico de la Zona Norte (Trujillo, Chiclayo, Piura, Tumbes).

La versión preliminar del informe de diagnóstico para el Plan de Transmisión 2025–2034 identifica los siguientes riesgos adicionales:

- Ante la contingencia de la línea de 138 kV Belaunde Terry – Tarapoto se produce colapso de tensión local en la zona de Belaunde Terry y Tarapoto. El riesgo se soluciona con el ingreso en el año 2028 del Proyecto ITC Enlace 220 kV Belaunde Terry Tarapoto Norte (incluido como Proyecto Vinculante bajo el Plan de Transmisión 2021–2030).
- Las contingencias de las líneas de 500 kV Carabayllo – Chimbote, Chimbote – Trujillo Nueva y Trujillo Nueva – La Niña señalada anteriormente, producen sobrecargas en líneas de 220 kV paralelas. Este riesgo se soluciona con el ingreso en el año 2028 de los enlaces de 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo y Celendín Piura (incluidos como Proyectos Vinculantes bajo el Plan de Transmisión 2021–2030).

- 2. Zona Centro:** la salida de la línea de 220 kV Mollepata – Huancavelica produciría el colapso local de la Zona Ayacucho. El riesgo se soluciona con el ingreso en el año 2027 del proyecto “Subestación Muyurina 220 kV, Subestación Ayacucho Oeste, línea de 220 kV Muyurina Ayacucho Oeste” (incluido como Proyecto Vinculante bajo el Plan de Transmisión 2023–2032).

La versión preliminar del informe de diagnóstico para el Plan de Transmisión 2025 – 2034 identifica los siguientes riesgos adicionales:

- En la Zona Centro Lima, ante la contingencia de la línea de 220 kV Carapongo – Cajamarquilla se producen sobrecargas en la línea de 220 kV paralela. Este riesgo se soluciona con el ingreso del proyecto ITC Enlace de 220 kV Carapongo Cajamarquilla (tercer circuito) (incluido como Proyecto Vinculante en el Plan de Transmisión 2023–2032).

- 3. Zona Sur:** la salida del transformador de Montalvo 500/200 kV produciría un colapso de tensión sistémico de la Zona Sur (Moquegua, Tacna, Puno) y sobrecargas en las líneas de 220 kV Socabaya - Moquegua. El riesgo se soluciona con el ingreso en el año 2026 del segundo transformador 500/220 kV Montalvo (incluido como Proyecto Vinculante en el Plan de Transmisión 2021–2030).

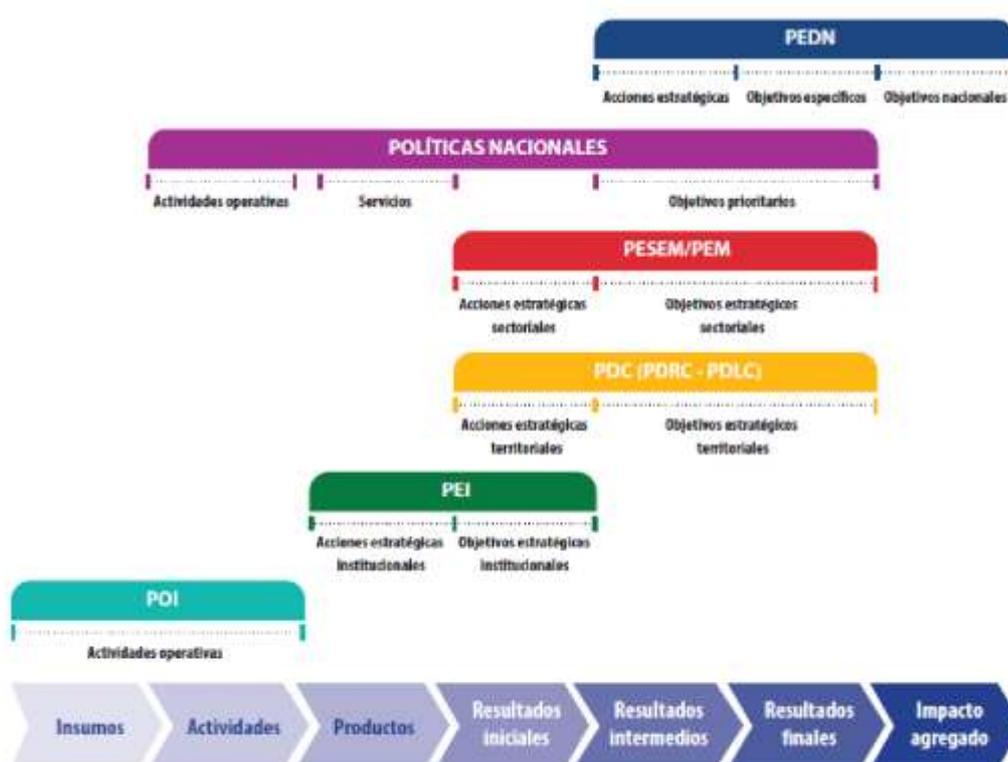
La versión preliminar del informe de diagnóstico para el Plan de Transmisión 2025–2034 identifica los siguientes riesgos adicionales:

- Ante la contingencia de la línea de 138 kV Machupicchu – Quencoro se producen sobrecargas de las líneas de 138 kV Machupicchu – Cachimayo – Dolorespata. El riesgo se soluciona con el ingreso en el año 2026 del Enlace de 220 kV Machupicchu – Quencoro – Onocora – Tintaya (incluido como Proyecto Vinculante bajo el Plan de Transmisión 2011–2020).

- Ante la contingencia de la línea de 220 kV Montalvo-Moquegua se producen sobrecargas en el enlace de 220 kV Socabaya - Moquegua. El riesgo se soluciona con el ingreso en el año 2026 del Segundo Circuito de 220 kV Moquegua–Montalvo (incluido como Proyecto Vinculante bajo el Plan de Transmisión 2021-2030).
- Ante la contingencia de la línea de 220 kV Tintaya Nueva-Pumiri se producen sobrecargas en las líneas de 138 kV Tintaya – Ayaviri y Ayaviri - Azángaro. El riesgo se soluciona con el ingreso en el año 2026 del Segundo Circuito de 220 kV Moquegua – Montalvo (incluido como Proyecto Vinculante bajo el Plan de Transmisión 2021-2030).

Anexo 4. Análisis de consistencia vertical y horizontal

De acuerdo al Plan Estratégico de Desarrollo Nacional al 2050 (PEDN 2050) cada elemento de las políticas y planes del Sinaplan es parte de una cadena de resultados, bajo una dinámica de escalonamiento para el logro de objetivos nacionales. De esta forma, la intervención del Estado al servicio del ciudadano y los procesos a través de los cuáles ésta se materializa son organizados de forma coherente según se ilustra a continuación:



Elaboración: CEPLAN

Si bien la elaboración de los Planes de Transmisión no se rige por las pautas del Reglamento que regula las Políticas Nacionales, aprobado por Decreto Supremo 029-2018-PCM o de la *Guía de Políticas Nacionales del Centro Nacional de Planeamiento Estratégico*, podemos apreciar que el desarrollo planificado y oportuno de infraestructura de transmisión eléctrica, siguiendo un proceso simplificado de licitación de los Proyectos Vinculantes, se articula a lo largo de la cadena de valor público con los siguientes objetivos, acciones estratégicas y actividades:

Nivel vertical: El nivel vertical del análisis de consistencia está relacionado con la teoría de cambio y la cadena causal de los problemas públicos. Como se señaló líneas arriba, siguiendo una dinámica de escalonamiento, la intervención del Estado en un problema público se inicia con insumos empleados en actividades que se traducen en productos o servicios en beneficio de los ciudadanos que, a su vez, generan una cadena de resultados iniciales, intermedios y finales. La sumatoria de resultados finales provoca, finalmente, un impacto agregado en la población, que está alineado con los objetivos nacionales establecidos en el PEDN 2050.

- **Políticas de Estado del Acuerdo Nacional:**
 - **Política de Estado n° 19 – Desarrollo Sostenible y Gestión Ambiental:** El Estado estimulará la inversión ambiental y la transferencia de tecnología para la generación de actividades industriales, mineras, de transporte, de saneamiento y de energía más limpias y competitivas, así como del aprovechamiento sostenible de los recursos forestales, la biotecnología, el biocomercio y el turismo.
 - **Política de Estado n° 21 – Desarrollo de Infraestructura y Vivienda:** El Estado elaborará un plan nacional de infraestructura identificando ejes nacionales de integración y crecimiento para desarrollar una red energética, vial, portuaria, aeroportuaria y de telecomunicaciones, que permita fluidez en los negocios y en la toma de decisiones.
 - **Política de Estado n° 34 – Ordenamiento y Gestión Territorial:** El Estado impulsará y consolidará ciudades sostenibles como centros dinamizadores del desarrollo urbano y rural, articuladas en razón de su jerarquía y de su complementariedad funcional y que promuevan corredores económicos abastecidos con redes de agua, energía, transportes y comunicaciones, a fin de facilitar procesos de innovación, cadenas de valor y oportunidades de inversión en actividades primarias, industriales y de servicios.
- **Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) al 2030:**
 - **Objetivo 7:** Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna.
- **Visión del Perú al 2050:**
 - **Eje 3: Desarrollo Sostenible con Empleo Digno y en Armonía con la Naturaleza.**

El crecimiento económico continuo, con competitividad, empleo digno y sostenibilidad ambiental se sustenta en el esfuerzo conjunto del Estado, las empresas, los trabajadores y la academia, en el marco de una economía social de mercado. Juntos hemos logrado una educación que genera talento humano calificado; una reducción significativa del déficit en infraestructura; un clima político y jurídico favorable y estable para atraer inversión privada; y el fomento de la innovación, la investigación, la creación, la adaptación y la transferencia tecnológica y científica. Hemos integrado exitosamente al Perú en la economía global.
- **PEDN 2050:**
 - **Objetivo Nacional n° 1 del PEDN;** alcanzar el pleno desarrollo de las capacidades de las personas, sin dejar a nadie atrás.
 - **Objetivo Específico n° 1.3 del PEDN;** asegurar una vivienda digna y accesible con servicios básicos adecuados, resilientes, seguros, asequibles, con conectividad y económicamente sostenibles, para todas las personas, especialmente las más vulnerables.
 - **Acción Estratégica 1.3.8 del PEDN;** garantizar el acceso universal a los servicios de electricidad, gas y a otras fuentes de energía, según su pertinencia a nivel nacional, y de manera segura, accesible y sostenible, con especial atención a las poblaciones rurales.
 - **Objetivo Nacional n° 2. del PEDN;** gestionar el territorio de manera sostenible a fin de prevenir y reducir los riesgos y amenazas que afectan a las personas y sus medios de

vida, con el uso intensivo del conocimiento y las comunicaciones, reconociendo la diversidad geográfica y cultural, en un contexto de cambio climático.

- **Objetivo Específico n° 2.6 del PEDN;** asegurar elevados niveles de calidad ambiental en el país, mediante una gestión adecuada de residuos sólidos, suelo, aire y aguas residuales, así como un estricto control y gobernanza ambiental.
 - **Acción Estratégica n° 2.6.5 del PEDN;** promover las inversiones en el sistema eléctrico nacional, con energías renovables, para fortalecer su resiliencia y capacidad de transmisión eléctrica a nivel nacional.
- **Objetivo Nacional n° 3 del PEDN;** elevar los niveles de competitividad y productividad con empleo decente y en base al aprovechamiento sostenible de los recursos, el capital humano, el uso intensivo de la ciencia y tecnología, y la transformación digital del país.
 - **Objetivo Específico n° 3.3 del PEDN:** elevar los niveles de competitividad y productividad de los sectores económicos, en base a la diversificación productiva, generación de valor agregado y la innovación tecnológica dentro de todos los sectores productivos, en el marco de una economía verde y baja en carbono y con el aprovechamiento de las tecnologías emergentes.
 - **Acción Estratégica n° 3.3.21 del PEDN:** Alcanzar una matriz energética sostenible, segura, diversificada, y con eficiencia económica, en base a una planificación energética integrada y el uso intensivo y eficiente de fuentes de energía renovables convencionales y no convencionales.
- **Política General de Gobierno:**
 - **Eje 4: Reactivación Económica.**
 - **Lineamiento 4.2:** Fomentar la inversión privada y público privada nacional y extranjera en un ambiente de estabilidad jurídica y paz social.
 - **Lineamiento 4.3:** Reactivar las inversiones prioritarias y de alto impacto productivo y social, incluidos los acuerdos de gobierno a gobierno.
 - **Eje 9: Más infraestructura y servicios para una mejor calidad de vida.**
 - **Lineamiento 9.2:** Reducir la brecha de servicios de agua potable, agua para uso de riego, saneamiento, energía y conectividad, prioritariamente en el ámbito rural y periurbano.
 - **Lineamiento 9.4:** Reducir la brecha de infraestructura e impulsar inversiones en materia de transportes y comunicaciones.
- **Política Nacional Energética:**
 - **Objetivo 1:** Contar con una matriz energética diversificada, con énfasis en las fuentes renovables y la eficiencia energética.
 - **Lineamiento:** Promover proyectos e inversiones para lograr una matriz energética diversificada y en base a energías renovables - convencionales y no

convencionales, hidrocarburos, geotermal y nuclear, que garanticen la seguridad energética del país.

- **Objetivo 2:** Contar con un abastecimiento energético competitivo.
 - **Lineamiento:** Promover la inversión privada en las actividades energéticas, correspondiendo al Estado ejercer su rol subsidiario.
- **Objetivo 3:** Acceso universal al suministro eléctrico.
 - **Lineamientos:** Alcanzar la cobertura total del suministro de electricidad e hidrocarburos.
 - Impulsar el uso productivo de la energía en zonas aisladas, rurales y urbano-marginales.
 - Priorizar la construcción de sistemas de transporte que garanticen la seguridad y confiabilidad del sector eléctrico.
- **Objetivo 6:** Desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de desarrollo sostenible.
 - **Lineamientos:** Impulsar el desarrollo y uso de energías limpias y de tecnologías con bajas emisiones contaminantes y que eviten la biodegradación de los recursos.
- **Objetivo 9:** Integrarse con los mercados energéticos de la región, que permita el logro de la visión de largo plazo.
 - **Lineamientos:** Identificar de manera continua los beneficios de integración energética con países de la región en cuanto a seguridad, eficiencia y sostenibilidad del suministro energético para el país.
 - Establecer acuerdos que permitan lograr paulatinamente una integración de mercados, mediante incentivos para el desarrollo de la infraestructura requerida.
- **Pesem Sector Energía y Minas 2016–2025 (ampliado):**
 - **Objetivo Estratégico Sectorial I:** Incrementar el desarrollo económico del país mediante el aumento de la competitividad del Sector Minero–Energético.
 - **Acción Estratégica Sectorial I.2:** Garantizar el abastecimiento de la energía e impulsar la diversificación de la matriz energética.
 - **Objetivo Estratégico Sectorial II:** Disminuir el impacto ambiental de las operaciones minero-energéticas.
 - **Acción Estratégica Sectorial II.2:** Promover la eficiencia energética y el uso de recursos energéticos renovables.
 - **Objetivo Estratégico Sectorial III:** Contribuir en el desarrollo humano y en las relaciones armoniosas de los actores del sector Minero–Energético.
 - **Acción Estratégica Sectorial III.3:** Incrementar el acceso a la energía.
- **Plan Estratégico Institucional Minem 2020–2026 (ampliado):**

- **Objetivo Estratégico Institucional 02:** Impulsar la seguridad energética mediante el abastecimiento continuo, moderno y de calidad universal para la población.
 - **Acción Estratégica Institucional 02.02:** Información sobre la infraestructura, la oferta y la demanda energética generada de manera especializada para la población usuaria.
- **Plan Operativo Institucional Minem 2023 – Dirección General de Electricidad:**
 - **Actividad Operativa 13:** Elaboración de informes de evaluaciones de las líneas de transmisión y subestaciones y encargar su licitación a Proinversión conforme a lo establecido en la normativa de promoción de la inversión privada (*prioridad muy alta*).
 - **Actividad Operativa 16:** Realización de reuniones con las organizaciones de interés como son COES, Proinversión, Osinergmin y MEF, para la elaboración de los contratos de los proyectos que se licitarán que se encuentran dentro de los Planes de Transmisión (*prioridad muy alta*).
- **Plan Operativo Institucional Minem 2024 -2026 – Dirección General de Electricidad:**
 - **Actividad Operativa 1:** Elaboración de informes de evaluaciones de las líneas de transmisión y subestaciones y encargar su licitación a Proinversión conforme a lo establecido en la normativa de promoción de la inversión privada (*prioridad muy alta*).
 - **Actividad Operativa 4:** Realización de reuniones con las organizaciones de interés como son COES, Proinversión, Osinergmin y MEF, para la elaboración de los contratos de los proyectos que se licitarán que se encuentran dentro de los Planes de Transmisión (*prioridad muy alta*).

Nivel Horizontal: El nivel horizontal del análisis de consistencia está relacionado con la articulación de los Planes de Transmisión y la Política Energética Nacional con otras políticas nacionales vigentes bajo la rectoría de otras entidades.

- **Política Nacional de Promoción de la Inversión en Asociaciones Público Privadas y Proyectos en Activos:**
 - **Objetivo Estratégico 1:** Agilizar los procesos de desarrollo de las asociaciones público privadas y proyectos en activos, promoviendo la competencia en cada uno de ellos.
 - **Objetivos Específicos:** Realizar una adecuada supervisión de todas las fases de desarrollo de las asociaciones público privadas y proyectos en activos.
 - Identificar y eliminar las trabas innecesarias que retrasen los procesos para llevar a cabo las asociaciones público privadas y proyectos en activos estableciendo un proceso de retroalimentación continuo.
 - **Objetivo Estratégico 2:** Generar un marco normativo transparente y estable, a fin de brindar una mayor certidumbre a los inversionistas.
 - **Objetivos Específicos:** Establecer procesos claros y a fin de brindar información veraz y actualizada de los proyectos a todos los actores interesados.

- Generar un marco normativo que inspire confianza y atraiga un número suficiente de postores.
- **Objetivo Estratégico 5:** Fomentar una mayor y mejor planificación de la cartera de asociaciones público privadas y Proyectos en Activos.
 - **Objetivos Específicos:** Fortalecer la planificación de la cartera de proyectos de asociaciones público privadas tanto a nivel nacional como por cada entidad que desee llevar a cabo esta modalidad de proyectos.
 - Generar un portafolio de proyectos de asociaciones público privadas de alto impacto socioeconómico, viables y bancables, que garantice la continuidad de las adjudicaciones.
- **Política Nacional de Desarrollo e Inclusión Social al 2030:**
 - **Objetivo Prioritario 5:** Mejorar las condiciones del entorno de la población para asegurar su inclusión social.
 - **Lineamiento 5.1:** Incrementar el acceso de la población a servicios básicos e infraestructura.
- **Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático del Perú:**
 - **Objetivo Prioritario 2:** Reducir las emisiones de Gases de Efecto de Invernadero del sector energía.
 - **Lineamiento 19:** Incentivar el cambio a tecnologías y fuentes más limpias en los diversos sectores económicos.
 - **Lineamiento 23:** Desarrollar mecanismos que viabilicen una mayor incorporación de tecnologías limpias y renovables, incluyendo el desarrollo de generación distribuida y micro generación.

Anexo 5. Preguntas efectuadas y personas entrevistadas

Personas entrevistadas:

	Funcionario y cargo	Entidad	Documento de solicitud de la entrevista	Fecha de entrevista	Observaciones
1	Ernesto López Mareovich Director General de Política de Promoción de la Inversión Privada	MEF	HR-185941-2023 (02.11.2023)	No se llegó a concretar	
2	Lenin William Mayorga Elías Director de Política de Inversión Privada		HR-185942-2023 (02.11.2023)	Viernes 10 de noviembre de 6:00 pm a 7:30 pm. vía Teams	
3	Joaquín Jesús Vásquez Córdova Director de Promoción de la Inversión Privada de la Dirección General de Política de Promoción de la Inversión Privada		HR-185944-2023 (02.11.2023)	Viernes 10 de noviembre de 6:00 pm a 7:30 pm. vía Teams	
4	Elvis Richard Tello Ortiz Director General de Electricidad	Minem	E-3605680 (02.11.2023)	Miércoles 22 de noviembre de 2023	Emitió sus respuestas por escrito a través de Oficio N° 2343-2023-MINEM-DGE
5	Julio César Taboada Alva Jefe de la Oficina General de Planeamiento y Presupuesto		E-3605676 (02.11.2023)	Miércoles 22 de noviembre de 2024	Emitió sus respuestas por escrito a través de Oficio N° 2343-2023-MINEM-DGE
6	Luis Ortigas Ex Viceministro De Energía		Via correo electrónico	No se llegó a concretar	
7	José Antonio Salardi Director Ejecutivo	Proinversion	E012309042 (01.11.2023)	Jueves 09 de noviembre a las 10:00 am	Raúl Lizardo García Carpio- Asesor
8	Emerson Junior Castro Hidalgo Director de Portafolio de Proyectos		E012309043 (01.11.2023)	Viernes 10 de noviembre a las 9:00 am	Renzo Rojas - Director de proyectos eléctricos

9	Silvana Huanqui Valcárcel Comité Especial de Inversión en Proyectos de Hidrocarburos, Electricidad y Minería		E012309044 (01.11.2023)	Lunes 06 de noviembre a las 12 pm. vía Teams	
10	Cristina Marañón Cano Director de Proyectos (Tesis UPC)		E012309045 (01.11.2023)	No se llegó a concretar	
11	Freddy Antonio Portal Wong Director de Planeamiento y Transmisión	COES	Vía correo electrónico	Martes 07 de noviembre de 2023. Vía Teams	
12	Arturo Okumura, Gerente Legal		Vía correo electrónico	Lunes 13 de noviembre del 2023 a las 12:00pm - sede COES	
13	Severo Buenalaya Cangalaya Gerente de Generación y Transmisión Eléctrica	Osinermin	Número de expediente: 202300275478	Martes 07 noviembre a las 3:00 pm. vía Teams	
14	Vidal Galindo Subgerente de Asesoría Jurídica de ISA REP	ISA REP	Vía correo electrónico	Viernes 03 de noviembre de 2023 a las 15:00 horas. vía Teams	Sin observaciones
15	Brendan Oviedo Doyle Presidente de la SPR	Asociación Peruana de Energías Renovables	01 de Nov. Envío por correo electrónico	lunes 13 de noviembre del 2023 a las 04.00 pm. vía teams	
16	Rubén Rosas, Subgerente de Planificación.	Kallpa Generación S.A.	Vía correo electrónico	No se llegó a concretar	Declinó de nuestra invitación
17	María Teresa Quiñones Alayza - Socia Senior en QA Legal experta en regulación eléctrica	QA Legal	Vía correo electrónico	Viernes 17 de noviembre del 2023 a las 06:00 pm. vía teams.	
18	Javier Pujol - Commercial & Business Development Manager at Inkia Energy. Inkia Energy	Inkia Energy - Chile	Vía correo electrónico	Viernes 17 de noviembre del 2023 a las 03:00 pm. vía teams.	

19	Ana María Sánchez – Socio de Cuatrecasas experta energía y en proyectos de infraestructura	Cuatrecasa Colombia	Vía correo electrónico	Viernes 17 de noviembre del 2023 a las 04:00 pm. Vía Teams.	
20	Sebastián Leyton – Socio de Cuatrecasas experto en energía y en proyectos de infraestructura	Cuatrecasas Chile	Vía correo electrónico	Martes 21 de noviembre del 2023 a las 05:00 pm. Vía Teams.	

Preguntas efectuadas

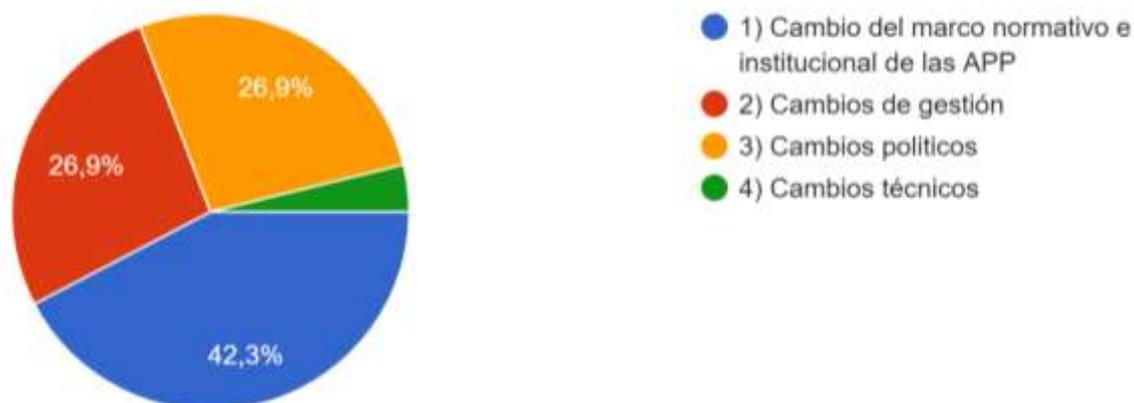
1. ¿Cuál es su percepción respecto al proceso actual del sistema de promoción de la inversión privada de los Proyectos Vinculantes de líneas de transmisión (PV)?
2. ¿Considera que la actual norma de APP contribuye eficientemente al logro de los objetivos estratégicos sectoriales e institucionales del Minem y a la promoción de los PV aprobados en los Planes de Transmisión (PT)?
3. ¿Cuál cree que es la principal diferencia entre el marco normativo anterior y la regulación actual del proceso de promoción de la inversión privada de los PV del PT?
4. ¿En qué fases del proceso del proceso de promoción de la inversión privada considera que se encuentran las demoras?
5. Desde su experiencia, ¿Cuál cree es el principal factor que ocasiona el retraso en las adjudicaciones de los PV del PT?
6. ¿Qué otros factores considera que ocasionan el retraso en la adjudicación de los PV del PT?
7. ¿Considera que las modificaciones normativas introducidas con los Decretos Legislativos N° 1543 y N° 1550 son suficientes para agilizar el proceso de promoción de la inversión privada de los PV de los PT?
8. ¿Considera que los Proyectos Vinculantes podrían ser considerados proyectos en activos?
9. ¿Conoce usted algún caso en el que el Minem haya adjudicado directamente (es decir sin intervención de Proinversión y sin atravesar las distintas fases del proceso de promoción de la inversión privada) concesiones de transmisión para PV en función a lo contemplado en el artículo 20.4 del Reglamento de Transmisión?
10. ¿Podría decirse que el proceso de licitación en 30 días calendario que contempla el artículo 4 del Reglamento de Transmisión fue derogado tácitamente por el Decreto Legislativo No. 1224 y sus normas reglamentarias?
11. Conoce usted algún caso de adjudicación de un Proyecto Vinculante a través del "procedimiento simplificado" contemplado en el artículo 46 del Decreto Legislativo No. 1362 y 61 del Reglamento del Decreto Legislativo N° 1362.
12. ¿Considera viable contar con un procedimiento aún más simplificado de APP para los Proyectos Vinculantes aprobados en el Plan de Transmisión?
13. ¿En su experiencia, la información contenida en los estudios técnicos preparados por Minem se distancian de, o discrepan con, de la información contenida en los anteproyectos que son incluidos como anexos del Plan de Transmisión?
14. ¿Conoce de algún caso donde las conclusiones del análisis de "valor por dinero" hayan variado a lo largo de la cadena de valor?
15. ¿Conoce de algún caso donde el análisis de "valor por dinero" del MEF respecto un proyecto vinculante haya concluido que su ejecución deba ser realizada por obra pública?
16. ¿En su experiencia, existen diferencias sustantivas entre el informe de evaluación y el informe de evaluación integrado de los Proyectos Vinculantes?

17. ¿Considera que tendría sentido que el MEF, Minem y OR solo opinen sobre la VFC en la medida que el cláusulado del contrato se distancie sustancialmente de la VIC?
18. ¿Conoce usted casos donde la CGR haya emitido un informe previo respecto de la VFC para un Proyecto Vinculante con alguna observación o dictamen negativo?

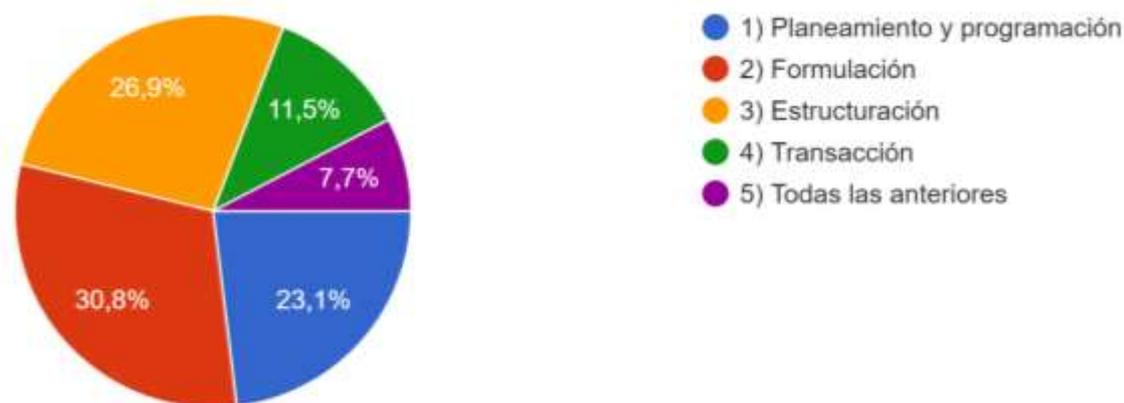
Anexo 6. Preguntas y resultados de la encuesta aplicada

Participantes: 27 funcionarios de las diferentes entidades del SNPIP

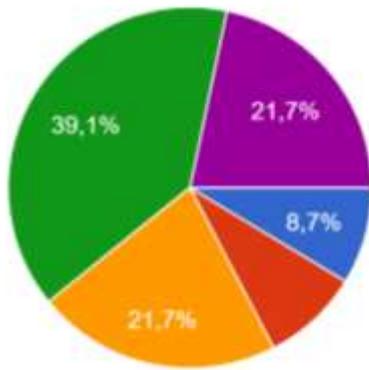
Pregunta N° 1: A partir del año 2015, la adjudicación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión presentó retrasos significativos. ¿A qué cree usted que se debe?



Pregunta N° 2: ¿Cuál cree usted que es la fase del proceso de promoción de la inversión privada que presenta más demoras?

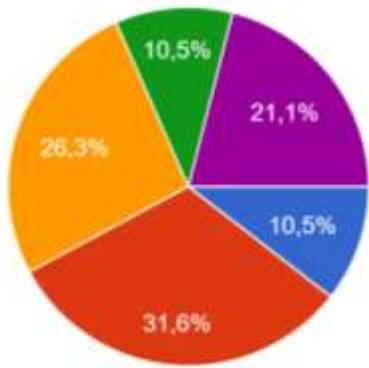


Pregunta N° 03. El marco normativo vigente de APP genera retrasos en las fases de planeamiento y programación de la promoción de la inversión privada de los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión debido a:



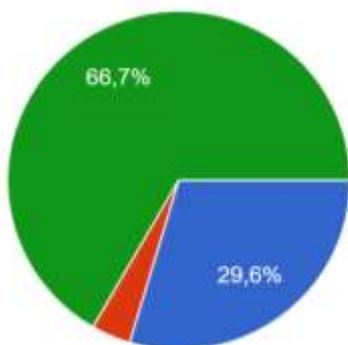
1. Que se exige el IMIAPP para considerar a un PV como APP y avanzar con el proceso de planificación
2. No se han establecido plazos máximos para la aprobación del IMIAPP
3. No se realiza la encargatura de Proinversión sin contar con el IMIAPP
4. Información contenido en el Plan de Transmisión aprobado por MINEM se duplica en el IMIAPP del sector energía
5. Todas la anteriores

Pregunta N° 04. El marco normativo vigente de APP genera retrasos en la fase de formulación de la promoción de la inversión privada de los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión debido a:



1. El Informe de Evaluación revisita innecesariamente el criterio del valor por el dinero
2. La multiplicidad de proveedores que intervienen en el proceso de aprobación del IE como MINEM, MEF y PROINVERSION.
3. Que el IE es requisito previo para la incorporación de los PV en el proceso de la promoción de la inversión privada y la aprobación del plan de promoción
4. No se han establecido plazos máximos para la aprobación de los IE como insumo importante para la aprobación del plan de promoción
5. Todas las anteriores

Pregunta N° 05. ¿Cuál cree usted que es la mejor alternativa para mejorar el proceso de promoción de la inversión privada de los Proyectos Vinculantes aprobados en el Plan de Transmisión?



1. No es necesario hacer nada, las modificaciones normativas introducidas con el DS N° 1543 y N° 1550 son suficientes para agilizar el proceso de promoción de la inversión privada de los PV de los PT
2. Que los Proyectos Vinculantes de las líneas de transmisión sean considerados Proyectos en Activos
3. Que los Proyectos Vinculantes sean asignados directamente a los postores por manifestación de interés según lo propuesto por el grupo especializado del MINEM
4. Que exista un procedimiento simplificado de APP para los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión

Anexo 7. Similitud en las conclusiones de los IMIAPP

A. IMIAPP 2016:

Cabe señalar que, este IMIAPP se diseñó sin contar con la normativa específica referida a los lineamientos para la elaboración de IMIAPPs aprobada por el MEF. Es así que, para la identificación de los Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión se utilizaron criterios técnicos-económicos que dio como resultado la selección de los Proyectos Vinculantes que fueron encargados a Proinversión, como se puede apreciar en las siguientes imágenes:

a) Criterio N-1

Al planificar la expansión de la transmisión del SEN se sigue 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.

Se entiende por "W" a la cantidad de potencia, expresada en vatios, que adquiere redundancia de conexión al SEN 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 considerarse a la potencia que, sin la Opción o Plan evaluado, ya cuenta con redundancia de conexión al SEN.

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

b) Criterios Económicos – Operativos

Se siguen los siguientes criterios económicos – operativos de la transmisión del SEN:

- **Costo de Despacho No Económico – HDN:** Se considera que una Opción o Plan satisface este criterio si la relación HDN Millón US\$ supera el rango establecido para el mismo. Se entiende por HDN al número de horas de despacho no económico que permite disminuir la Opción o Plan evaluado y se calcula mediante la resta de las HDN que resultan de simular el sistema con y sin la Opción.

Para la determinación de las HDN se debe calcular, para cada Escenario, Opción y para cada año recurrente del horizonte de evaluación, las horas que permanecerá congestionado el enlace a reforzar con la restricción de transmisión y que se liberarán con la implementación de la Opción a estudiar. La resolución de las simulaciones para el cómputo de las HDN será como mínimo a nivel mensual con bloques horarios.

588582 NORMAS LEGALES

Versión 3 de junio de 2016

de Punta, Medía y Base similares a los utilizados en el proceso de Fijación de Precios en Barra. Para este fin se debe emplear el Método para la Simulación de la Operación Económica de Mediana y Largo Plazo.

- **W/US\$:** Relación de potencia (MW) Se considera que una Opción o Plan satisface este criterio si la relación W/US\$ supera el rango establecido para el mismo. Se entiende por W/US\$ a la energía de despacho no económico que permite disminuir la Opción o Plan evaluado y se calcula mediante la resta de los MW que resultan de simular el sistema con y sin la Opción.

c) Criterios Económicos de Beneficio y Costo

De según los siguientes criterios económicos de beneficio y costo de transmisión del SEN, bajo un enfoque metodológico de solución de compromisos ("Trade-off").

El Valor Presente del Costo Total –VPCT: Expresado en millones de US\$, incluye el costo de inversión, operación y mantenimiento de la Opción, más el costo de despacho, de pérdidas eléctricas y energía no servida (ENS). El costo unitario de la energía no servida será el que se utiliza en las regulaciones tarifarias o en su defecto aquel que apruebe OSINERGMIN a propuesta del COES. Se considera que una Opción domina a otra respecto a este criterio si su VPCT es menor. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 76 de la LCE.

El Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía –VPPE: Se expresa en millones de US\$ y se evalúa por cada Zona. Resulta de las valoraciones de los pagos de la demanda por concepto de energía a costo marginal, en cada Zona, como resultado de la operación con la presencia de la Opción o Plan. Se considera que una Opción o Plan domina a otra respecto a este criterio, comparado en la misma zona, si su VPPE es menor. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 70 de la LCE.

d) Criterios 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-SWUS\$
- HDN > 100 Horas / Millón US\$
- MEF > 150 Millón US\$
- VPCT, el menor posible
- VPPE, el menor posible

Cabe indicar que en el costo de energía no servida usado es de 6 000 US\$/MWh indicado por OSINERGMIN en el Oficio N° 0189-2010-GART, valor que influye principalmente en el cálculo de los dos últimos atributos.

El Plan de Transmisión 2015 – 2024 contiene los 18 proyectos indicados en la RM N° 515-2014-MEMCOM del 31 de diciembre de 2014 y de este conjunto de proyectos se ha encargado a Proinversión la Licitación de los proyectos indicados en el cuadro N° 32. Los proyectos no incluidos en este cuadro se consideran como referencias y de acuerdo con lo establecido en el marco normativo vigente serán ejecutados por las respectivas Empresas Concesionarias.

Cuadro N° 25. Proyectos Vinculantes del Plan de Transmisión cuya licitación fue encargada a Proinversión

N°	Nombre	Inversión Millones de US\$	Fecha POC programada*	Titular de la Concesión	Región
1	Proy. 8. Compensador reactivo variable (cvt) a 600kV +600-150 MVAR en la S.E. La Florida 220 kV	24,8	2017	Proinversión encargada a Proinversión para licitación	Lima
2	Proy. 8. Reparamentador a 1000 kVH de la L.T. 500 kV Camalillo- Chimbote - Trujillo 500	30,8	2018	Proinversión encargada a Proinversión para licitación	Arequife, La Libertad
3	Proy. 7. Compensador reactivo variable (cvt) a 600kV +600-150 MVAR en S.E. Trujillo 500 kV	31,8	2018	Proinversión encargada a Proinversión para licitación	La Libertad
4	Proy. 14. L.T. 500 kV Aguaytia- Pisco (seguimiento 60kVA)	20,2	2016	Proinversión encargada a Proinversión para licitación	Ica
5	Proy. 8. L.T. 220 kV Tarma - Arequipa 220 kV	88,8	2020	Proinversión encargada a Proinversión para licitación	Cusco
6	Proy. 10. S.E. Nueva Cartagena 220 kV	9,5	2020	Proinversión encargada a Proinversión para licitación	Cajamarca

588583 NORMAS LEGALES

Versión 3 de junio de 2016

N°	Nombre	Inversión Millones de US\$	Fecha POC programada*	Titular de la Concesión	Región
7	Proy. 4. Nueva S.E. La Florida 600000 kV	20,1	2020	Proinversión encargada a Proinversión para licitación	Lima
8	Proy. 5. Nueva 500 kV Huaraco - Nueva Huaranga - Casapango y S.E. asociadas	270,8	2020	Proinversión encargada a Proinversión para licitación	Junín
9	Proy. 2. Nueva 500 kV Nueva Huaranga - Nueva Huaranga y S.E. asociadas	232,8	2020	Proinversión encargada a Proinversión para licitación	Huancavelica
TOTAL TRANSMISIÓN		189,8			

(*): POC: Fecha programada de Puesta en Operación Comercial

Los Proyectos se encuentran calificados como adecuadamente, dado que se financian con el precio de transmisión que se incluye en las tarifas de energía eléctrica que es pagada por los usuarios.

Como se puede observar, “la auto sostenibilidad de los proyectos es el principal criterio para ser transferidos a Proinversión para promover su desarrollo mediante inversionistas privados que ayuden a solucionar problemas públicos”.

B. IMIAPP 2017

En la sección VI se establece que los proyectos que son autosostenibles son transferidos a Proinversión. En la sección 6.2 referido al Subsector Electricidad se establecen los criterios cualitativos y cuantitativos para la evaluación de proyectos. Respecto a los cuantitativos se señala que éstos están alineados con la evaluación efectuada en el Plan de Transmisión. A continuación, se presentan los criterios cualitativos y cuantitativos establecidos para el subsector electricidad:

6.2.1 Electricidad: Criterios Cuantitativos

En el caso de los criterios cualitativos, se busca el cumplimiento de la mayor cantidad de los mismos. A continuación, se muestra la tabla de criterios cualitativos que se usó para la priorización de proyectos.

Tabla 20: Electricidad: Criterios Cuantitativos

Criterio Cuantitativo	Sub criterio de priorización	Puntuaje	Puntuaje de ponderación	Reclasificación a categoría	Clase
Autosostenible	Operación y Mantenimiento	Se otorga mayor prioridad a aquellos proyectos que se ejecuten favorable en estudio de pre inversión del proyecto, otorgado por la empresa concesionaria de distribución eléctrica encargada por la C y M	Entidad encargada de la C y M	Operación favorable de la empresa concesionaria de distribución eléctrica encargada por la C y M	Aplicar Doble
	Índice de Cobertura Operativa	Se otorga mayor prioridad a aquellos proyectos que logren cobertura mínima 100% en términos de usuarios, en cualquier asentamiento de servicios	Proyecto	Con cumplimiento de requisitos	Aplicar Doble
Autosostenible	Utilización de Energías Renovables	Se otorga mayor prioridad a aquellos proyectos que utilicen energía renovable.	Proyecto	Índice	Aplicar Doble
	Localización en Fronteras	Se otorga mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en zonas de frontera.	Cancelaría	Si	Aplicar Doble
	Nivel de Potencia	Se otorga mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en distritos con mayor índice de pobreza, se otorgará de mayor a menor y se agrupará en equitativa.	Mapeo de pobreza	Quintil I Quintil II Quintil III Quintil IV	Aplicar Doble
	Área de Cobertura	Se otorga mayor prioridad a los proyectos que se usen ubicados dentro de un área de cobertura eléctrica o las empresas eléctricas.	OSER MARESA	Si	Aplicar Doble

Fuente y Elaboración propia

Tabla 21: Electricidad: Criterios Cuantitativos

Criterio Cuantitativo	Sub criterio de priorización	Puntuaje	Puntuaje de ponderación	Reclasificación a categoría	Clase
Autosostenible	Calificación de Electrificación	Se otorga mayor prioridad a los proyectos ubicados en zonas que cuenten con mayor electrificación	NOI, Datos generados por los gobiernos	0.1% - 20% 20.1% - 40% 40.1% - 60% 60.1% - 80% 80.1% - 100%	Aplicar Doble
	Proporción de subsector inversión	Se otorga mayor prioridad a los proyectos que estén en la inversión requerida	Proyecto	Más del 80% del monto de la inversión privada 80% de la inversión privada Más del 40% y menos del 80% de la inversión privada Más del 20% y menos del 40% de la inversión privada Menos del 20% del monto de la inversión privada	Aplicar Doble
Autosostenible	W-1	Se otorga mayor prioridad a los proyectos donde la relación W-1/W2 sea más alta	Proyecto	> 2400 US < 2400 US	Aplicar Doble
	Horas de despacho económica	Se otorga prioridad a los proyectos en los que HD4 / Millón US sea mayor al estándar establecido	Proyecto	> 200 Horas / Millón US < 200 Horas / Millón US	Aplicar Doble
Autosostenible	MW de Base Interconectada	Se consideran los proyectos en los que MW / US sea el rango establecido	Proyecto	> 15 MW/US < 15 MW/US	Aplicar Doble
	Valor Presente del Costo Total	Se otorga prioridad a los proyectos si el VPC es menor	Proyecto	El menor posible	Aplicar Doble
Autosostenible	Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía	Se otorga prioridad a los proyectos cuyo VPA es menor	Proyecto	El menor posible	Aplicar Doble

Fuente y Elaboración propia

Posteriormente en la sección VII referido a proyectos potenciales como APP se indican cuáles son los proyectos del Plan de Transmisión 2017-2026 que se encargan a Proinversión. Es necesario mencionar que, en dicha sección se menciona que los citados proyectos se encuentran calificados como autosostenibles. Ver la siguiente imagen:

7.2 Subsector Electricidad

El Plan de Transmisión 2017 – 2026 contiene distintos proyectos y de este conjunto se ha encargado a Proinversión la licitación de los proyectos indicados en la siguiente tabla. Los proyectos no incluidos se consideran como refuerzos y de acuerdo con lo establecido en el marco normativo vigente serán ejecutados por las respectivas Empresas Concesionarias.

Tabla 22: Lista de Proyectos del Sector Electricidad

N°	Nombre	Inversión M\$ (Miles de US)	Tiempo PDC (Años)	Tiempo de la Concesión	Región
1	Priv. 1: Compensador reactivo variable (bc a abstar) +800/900 MVAh en la S.E. La Florida 220 kV	24.8	2021	Encargado a Proinversión para licitación	Lima
2	Priv. 4: Repotenciación a 3000 MVA de la L.T. 500 KV Caraballo - Chimbote - Trillo 300	32.6	2021	Encargado a Proinversión para licitación	Ascash, La Libertad
3	Priv. 7: Compensador reactivo variable (bc a abstar) +800/150 MVAh en S.E. Trujillo 300 kv	31.9	2021	Encargado a Proinversión para licitación	La Libertad
4	Priv. 24: S.T. 120 KV Aguaytia - Pucallpa (segundo circuito)	20.3	2021	Encargado a Proinversión para licitación	Ucayali
5	Priv. 9: L.T. 220 KV Tarma - Asunción 220 kv	58.9	2020	Encargado a Proinversión para licitación	Cusco
6	Priv. 30: S.E. Nueva Carhuazero 220 KV	9.5	2021	Encargado a Proinversión para licitación	Cajamarca
7	Priv. 4: Nueva S.E. La Florida 300/220 KV	20.1	2021	Encargado a Proinversión para licitación	Lima
8	Priv. 1: Enlace 500 kv Maricao - Nueva Carabaya - Carapalpa S.E. asociada	276.5	2021	Encargado a Proinversión para licitación	Juzh
9	Priv. 2: Enlace 500 kv Nueva Carabaya - Nueva Carabaya y S.E. asociada	232.4	2021	Encargado a Proinversión para licitación	Huánuco

Fuente y Elaboración propia

Los Proyectos se encuentran calificados como auto sostenibles, dado que se financian con el peaje de transmisión que se incluye en las tarifas de energía eléctrica que es pagada por los usuarios.

De acuerdo con lo señalado en el Reglamento de Transmisión, los componentes de inversión operación y mantenimiento se obtendrán como resultado del proceso de licitación pública convocada para la construcción de las instalaciones del proyecto y, con estos valores, OSINERGMIN establecerá la Base Tarifaria antes del inicio de operación comercial de las instalaciones.

C. IMIAPP 2020

Este IMIAPP fue formulado en base a los “Lineamientos para la Elaboración del Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privadas” aprobado mediante Resolución Directoral N° 001-2017-EF/68.01.

En la sección 2.7 de priorización de proyectos se indica que dado las características del subsector electricidad los proyectos presentados en el IMIAPP son el resultado de

evaluaciones anteriores como la efectuada en el Plan de Transmisión. Es así que en el citado plan se identifica los proyectos que son prioritarios para la correcta operación del SEIN. Los criterios cualitativos y cuantitativos utilizados son los siguientes:

Tabla 2: Electricidad: Criterio Cualitativo

Criterios Generales	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
SOSTENIBILIDAD	Operación y Mantenimiento	Se otorga mayor prioridad cuando se cuenta con la opinión favorable al estudio de pre inversión del proyecto, otorgado por la empresa concesionaria de distribución eléctrica encargada por la O y M	Entidad encargada de la O y M	Opinión favorable de la empresa concesionaria de distribución eléctrica	
	Índice de Cobertura Operativo	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos que logren cobertura durante todo el horizonte de evaluación, sin utilizar financiamiento de terceros.	Proyecto	Con financiamiento de terceros	
TECNOLOGÍA	Utilización de Energías Renovables	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos que utilizan energía renovable.	Proyecto	No utiliza	
	Localización en Frontera	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en zonas de frontera	Cantidada	No	Aplica a zonas que cuenten con localidades de frontera
EQUIDAD	Nivel de Pobreza	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos que cuentan con mayor índice de pobreza.	Mapa de pobreza	Quintil I Quintil II	

Criterios Generales	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
		Se otorga mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en distritos con mayor índice de pobreza. Se ordenará de mayor a menor y se agrupará en quintiles		Quintil III Quintil IV Quintil V	
	Área de Concesión	Se otorga mayor prioridad a los proyectos que no se ubiquen dentro de un área de concesión otorgada a las empresas eléctricas	DGE-PONEN	Si No	Aplica únicamente a GR y GL

Fuente: Elaboración propia

3.7.2 Electricidad: Criterio Cuantitativo

En este acápite se mencionan los criterios cuantitativos generales y específicos (asociados a la evaluación de los proyectos de transmisión).

Tabla 3: Electricidad: Criterio Cuantitativo

Criterios Generales	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
	N=1	Se otorga mayor prioridad a los proyectos donde la relación HV/USA sea más alta	Proyecto	> 3M/USA < 3M/USA	Se ordenará por HV a la cantidad de potencia, debe considerarse tanto la generación como la demanda y no se debe considerar la potencia que va cuenta con redundancia de conexión. Se ordenará por USA al costo total de inversión del proyecto aprobado.

Criterios Cuantitativos	Sub Criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
	Índice de densidad de inversión	Se otorga prioridad a los proyectos en los que el IRI y el PBIH sean más altos respecto al último año anterior	Proyecto	> 1000 Kw/mi / millón USD = 1000 Kw/mi / millón USD	El IRI es el cociente de la suma de los MW de potencia instalada y la suma de los MW de potencia contratada. El PBIH es el cociente de la suma de los MW de potencia instalada y la suma de los MW de potencia contratada. El IRI y el PBIH se calculan considerando el promedio de los últimos tres años.
	Índice de Pago Intercompensado	Se otorga prioridad a los proyectos en los que el IPI sea mayor al último año anterior	Proyecto	> 10 MW/USA = 10 MW/USA	El IPI es el cociente de la suma de los MW de potencia contratada y la suma de los MW de potencia instalada. El IPI se calcula considerando el promedio de los últimos tres años.
	Valor Presente del Costo Total	Se otorga prioridad a los proyectos en los que el VPC sea menor	Proyecto	El menor posible	El VPC es el valor presente del costo total de los proyectos, considerando el costo de inversión y el costo de operación y mantenimiento. El VPC se calcula considerando el promedio de los últimos tres años.
	Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía	Se otorga prioridad a los proyectos en los que el VPDA sea menor	Proyecto	El menor posible	El VPDA es el valor presente de la demanda por energía, considerando el costo de inversión y el costo de operación y mantenimiento. El VPDA se calcula considerando el promedio de los últimos tres años.

Criterios Generales	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
					establecida en el Artículo 79 de la LCE

Fuente: Elaboración propia

En la sección 2.8 referido a los proyectos potenciales para ser desarrollados como APP se hace mención a los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión 2015, 2017 y 2019 que son caracterizados como autofinanciados, como se puede apreciar en la siguiente tabla.

Tabla N° 4: Lista de Asociados del subsector Electricidad

N°	Nombre	Inversión en Millones de USD	Fecha POC programada	Estado del Proyecto	Zona
Proyectos del Plan de Transmisión 2013-2022					
1	Línea de Transmisión 500 kV Subestación Puna Nueva - Puno	145.02*	2023	Encargado a Provisión para licitación	Puno, Tumbes
Proyectos del Plan de Transmisión 2015-2024					
2	Proy. 5: Compensador reactivo variable (DVC o similar) +200-100 MVar en la SE San Juan	22.4	2021	Encargado a Provisión para licitación	Lima
3	Proy. 6: Repotenciación de la L.T. Carabaylo - Chimbote - Trujillo 500 kV	26.4	2021	Encargado a Provisión para licitación	Ancash, La Libertad y UTM
4	Proy. 7: Compensador reactivo variable (DVC o similar) +400-150 MVar en S.E. Trujillo 500 kV	37.5	2021	Encargado a Provisión para licitación	La Libertad
5	Callaoquero 220 kV	11.2	2021	Encargado a Provisión para licitación	Cajamarca

Proyectos del Plan de Transmisión 2010-2028					
9	Enlaces 220 kV Roque-Nuevo, Cachaquero, subestaciones, líneas y armateles asociados	17.8	2022	Pendiente encargo a Proinversión	Lambayeque y Cajamarca
10	SE Nueva Tumbes 220/60 kV -75 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes - Tumbes, que comprende los siguientes sub-proyectos: - Ampliación de SE Nueva Tumbes con transformador de potencia 220/60/23 kV -75 MVA - LT 60 kV Nueva Tumbes - Derivación LT 60 kV Puerto Pizaro	6.8	2022	Pendiente encargo a Proinversión	Tumbes

Posteriormente, en la sección 2.9 sobre vinculación con las necesidades del subsector electricidad se señala que los proyectos priorizados en el marco del Plan de Transmisión se encuentran alineados a los objetivos y metas institucionales el MINEM.

De ahí en la sección 2.10 se desarrolla los Criterios de Elegibilidad, de conformidad a lo señalado en los mencionados Lineamientos aprobados por el MEF, con el objetivo de evaluar y determinar los beneficios de desarrollar un proyecto como APP frente a una obra pública.

i. En el criterio específico sobre el “Nivel de Transferencia de Riesgo” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 3 toda vez que existe una alta capacidad de transferencia de riesgos desde el Estado al sector privado-

i. Nivel de Transferencia de Riesgos

Los riesgos de diseño, obtención de terrenos, construcción, financiamiento, mantenimiento y operación son transferidos al operador privado. En general, en los proyectos del sector de transmisión eléctrica adjudicados en el Perú (más de veinte proyectos desde 1998) la mayor parte de los riesgos son transferidos al privado. De hecho, el Concesionario solo comparte parcialmente riesgos derivados de fuerza mayor y restablecimiento de equilibrio económico financiero. Por tanto, es posible realizar una adecuada identificación y asignación de riesgos entre la entidad pública y el sector privado.

En consecuencia, es característica común de los proyectos autofinanciados del subsector electricidad que al nivel de transferencia de riesgos desde el Estado hacia el privado sea alto, por ende, obtenemos el siguiente puntaje para la totalidad de los proyectos en el presente Informe.

Tabla N° 5

Indicador de respuesta	Puntaje
Existe una alta capacidad de transferencia de riesgos desde el Estado al sector privado.	3

ii. En el criterio específico sobre “Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 3 porque existen especificaciones e indicadores de desempeño y un marco normativo que establece penalidades.

ii. Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio

Puede establecerse especificaciones técnicas claras e indicadores de calidad de servicio que permitan la medición y penalizaciones al operador en caso de eventuales incumplimientos.

Las especificaciones e indicadores de los proyectos de transmisión eléctrica se encuentran claramente definidas en los respectivos anexos técnicos de los contratos de concesión. Adicionalmente, el OSINERGMIN, como organismo regulador, tiene claramente establecidos los indicadores de calidad de servicio, así como el sistema de sanciones correspondientes en caso de incumplimiento, aplicables al subsector transmisión eléctrica, a lo largo del ciclo de vida de un proyecto.

El servicio de transmisión que se brinde en el marco del contrato de concesión de este proyecto, deberá cumplir con la normativa vinculada con la calidad del servicio

OSINERGMIN

OSINERGMIN

eléctrico, de manera tal que se garantice la calidad, eficiencia y continuidad del servicio. La normativa vinculada con la calidad del servicio eléctrico en Perú, comprende:

- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) – aprobada mediante Decreto Supremo N° 000-1997-EM y sus modificatorias.
- Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada con Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 016-2008-OS/CD.

Esta norma define la calidad del servicio en tres estamentos, y establece las disposiciones respecto de sanciones o compensaciones a clientes finales en caso de incumplimientos:

- Calidad de producto. Que considera las variaciones (rápidas y lentas) de la tensión, frecuencia y armónicos.
- Calidad de suministro. Continuidad del servicio, número de fallas permitidas.
- Calidad de comercialización.

El monitoreo del cumplimiento de los indicadores, establecidos en la NTCSE, está a cargo del OSINERGMIN en base al “Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica”. En caso de incumplimiento de los indicadores, corresponde la aplicación de sanciones de acuerdo a la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas de Sanciones del OSINERGMIN por incumplimiento del Procedimiento antes Indicado, relacionado con los indicadores de calidad de tensión, calidad de suministro y calidad comercial.

En ese sentido, se puede concluir que existen especificaciones e indicadores de desempeño y un sistema de penalidades o deductivos para proyectos similares en el país.

Tabla N° 6

Indicador de respuesta	Puntaje
Existen especificaciones e indicadores de desempeño y un sistema de penalidades o deductivos para proyectos similares en el Perú.	3

iii. En el criterio específico sobre “Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 1 porque no existe evidencia documentada en el país de sobrecostos e incumplimiento de cronogramas de un proyecto similar ejecutado por obra pública; y 3 porque MINEM posee poca capacidad para ejecutar sostenidamente la operación y mantenimiento del proyecto.

Tabla N° 7: Proyectos de Transmisión Eléctrica (1998-2019)

Año	Proyecto	Puntaje	Forma de Contratación
1998	LT Mantaro - Socabaya	5	100.0
1999	LT Socabaya - Moquegua; Moquegua - Tacna y Moquegua - Piura (220 KV)	2	100.0
2001	LT Oroye - Chusimayo	3	100.0
2008	LT Mantaro-Coravil-Montalvo	5	100.0
2008	LT Machupicchu-Cotacusi	5	100.0
2008	LT Orizaba - La Planicie - Zapallar	4	100.0
2008	LT Carhuasuyo-Paragaha-Corococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Coruña-Carhuaz	5	100.0
2010	LT Chicla-Marcosina-Montalvo (500 KV)	5	100.0
2010	LT Tarma - Piura (segundo circuito 220 KV)	5	100.0
2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotacusi (220 KV)	5	100.0
2010	LT Zapallar-Trujillo (300 KV)	5	100.0
2011	LT Trujillo-Chiclayo (300 KV)	3	100.0
2011	LT Carhuaz-Cajamarca Norte-Ciclo-Moyobamba	4	100.0
2013	LT Mantaro-Marcosina-Socabaya-Montalvo (500 KV) y Subestaciones Asociadas	5	100.0
2013	LT Machupicchu-Quevenco-Orocota-Tintaya (220 KV) y Subestaciones Asociadas	5	100.0
2014	LT Frisopata - Mollapeta (220 KV) y Subestación Orocota (220/60 KV)	6	100.0
2014	LT La Planicie - Industriales (220 KV) y Subestaciones Asociadas	6	100.0
2014	LT Moyobamba-Iquitos (220 KV) y Subestaciones	8	100.0

iii. Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional

Todo el sistema de transmisión eléctrica en el Perú se encuentra bajo operación de agentes privados. De hecho, desde la primera concesión de líneas de transmisión (Contrato BOOT de la LT Mantaro-Socabaya en 1998), todos los nuevos proyectos de transmisión eléctrica de media y alta tensión han sido realizados mediante esquemas de concesión tal como se muestra en el cuadro adjunto.

Así, en la actividad de transmisión, la experiencia tenida desde 1998 demuestra que los proyectos han sido desarrollados como APP, y no como obra pública. Es más, de ejecutarse estos Proyectos mediante la modalidad de contratación pública, no habría entidad pública a la cual asignar la operación de los mismos.

En efecto, dado que: i) las líneas de transmisión detalladas en el cuadro anterior han sido entregadas en concesión al sector privado para su construcción, operación y mantenimiento, y ii) las empresas de transmisión eléctrica del Estado (Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte - ETECEN y Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur - ETESUR) fueron privatizadas en 2002, se puede concluir que no existe entidad pública con capacidad para realizar sostenidamente la operación y mantenimiento de la infraestructura de los Proyectos.

De otro lado, debido a que todos los proyectos de transmisión eléctrica en el Perú desde 1998 se han realizado mediante APP, no se tiene información comparativa en el país de sobrecostos e incumplimiento de cronogramas cuando se desarrolla proyectos similares mediante el régimen general de contratación pública, por lo que se pueden determinar los siguientes puntajes para todos los proyectos en este Informe.

Sin perjuicio de lo mencionado en los párrafos precedentes, consideremos que en una obra pública tradicional la propiedad de los activos y la responsabilidad de su operación son del Estado. La participación del sector privado se limita a la función de contratista bajo los términos y responsabilidades establecidos en el correspondiente expediente técnico. Los riesgos del proyecto recaen sustancialmente en el Estado, incluyendo dos de los más significativos: el financiamiento y el diseño.

En el caso específico de los proyectos del subsector Electricidad, las principales desventajas de desarrollarlos mediante obra pública sobre la modalidad APP radican en que el Estado tendría que asumir la mayoría de riesgos inherentes al proyecto. Asimismo, tendría que contar con una cantidad de recursos considerables para poder ejecutar dichos proyectos, con lo cual se terminarían ejecutando menos proyectos por la limitación de recursos, impactando negativamente en el acortamiento de las brechas de infraestructura y servicios públicos. Finalmente, considerar que los privados en este caso cuentan con un nivel de especialización que le permite desarrollar estos proyectos de manera más eficiente, ventaja que se perdería al desarrollarlos mediante el mecanismo de obra pública.

Tabla N° 8

Indicador de respuesta	Puntaje
No existe evidencia documentada ni cuantificable en el país ni en países comparables de sobrecostos e incumplimiento de cronogramas cuando se desarrolla un proyecto similar mediante el régimen general de contratación pública	1
Indicador de respuesta	Puntaje
La entidad pública posee poca o nula capacidad para realizar sostenidamente la operación y el mantenimiento de la infraestructura durante la vida útil del proyecto	3

iv. En el criterio específico sobre “Competencia por el mercado” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 3 porque existen suficientes empresas del sector privado

como potenciales postores al momento de adjudicar la buena pro.

iv. Competencia por el Mercado

Los diversos proyectos de generación y transmisión eléctrica en el Perú desarrollados mediante la modalidad de concesión han despertado el interés de un gran número de inversionistas y operadores internacionales, conociéndose el interés real de ellos en participar en proyectos de esta naturaleza, por lo cual se espera que ante la licitación de proyectos de transmisión (e incluso de generación eléctrica) exista una adecuada competencia, mediante la cual se maximice los beneficios al Estado y los usuarios del servicio público de Electricidad.

Actualmente, por ejemplo, existen no menos de cinco grupos económicos que se han adjudicado concesiones de proyectos de transmisión eléctrica en el Perú¹². De hecho, las diversas licitaciones de proyectos de transmisión desarrolladas por PROINVERSIÓN en los últimos diez (10) años han concurrido entre diez y ocho postores calificados, con un promedio de cinco tal como se indica en el cuadro siguiente.

Tabla N° 9: Licitaciones de Proyectos de Transmisión (1999-2019)

Año	Proyecto	Postores Calificados
1998	LT Mantaro - Socabaya	5
1999	LT Socabaya - Moquegua; Moquegua - Tacna y Moquegua - Piura (220 KV)	2
2001	LT Oroye - Chusimayo	3
2008	LT Mantaro-Coravil-Montalvo	5
2008	LT Machupicchu-Cotacusi	5
2008	LT Chicla - La Planicie - Zapallar	4
2008	LT Carhuasuyo-Paragaha-Corococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Coruña-Carhuaz	5
2010	LT Chicla-Marcosina-Montalvo (500 KV)	5
2010	LT Tarma-Socabaya (220 KV)	5
2010	LT Tarma - Piura (segundo circuito 220 KV)	5
2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotacusi (220 KV)	5
2010	LT Zapallar-Trujillo (300 KV)	5
2011	LT Trujillo-Chiclayo (300 KV)	3
2011	LT Carhuaz-Cajamarca Norte-Ciclo-Moyobamba	4
2013	LT Mantaro-Marcosina-Socabaya-Montalvo (500 KV) y Subestaciones Asociadas	5
2013	LT Machupicchu-Quevenco-Orocota-Tintaya (220 KV) y Subestaciones Asociadas	5
2014	LT Frisopata - Mollapeta (220 KV) y Subestación Orocota (220/60 KV)	6
2014	LT La Planicie - Industriales (220 KV) y Subestaciones Asociadas	6
2014	LT Moyobamba-Iquitos (220 KV) y Subestaciones	8

¹² Estos grupos incluyen: Inverconsorcio Eléctrica (IEE), Pucallpa Inverconsorcio, Oroguez, Cobria e Inico. Si alguno de estos grupos económicos ha participado en alguna de las licitaciones de proyectos de transmisión de este informe, se detallará en el cuadro correspondiente.

Año	Proyecto	Postores Calificados
2015	Asociadas LT Azángaro - Jullaca - Puno (220 kV)	5
2015	Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas	3
2016	LT Montalvo-Los Héroes (220 kV) y Subestaciones Asociadas	7
2017	LT Aguaytía-Pucallpa (Segundo Circuito 138 kV)	5
2018	Enlace 500 kV Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo y Subestaciones Asociadas y Enlace 500 kV Nueva Yanango – Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas	9
2018	LT Tintaya-Azángaro 220 kV	8
2019	Enlace 500 kV La Niña – Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	6
	Enlace 220 kV Pariñas – Nueva Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas. Enlace 220 kV, Tingo María – Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	

Tabla N° 10

Indicador de respuesta	Puntaje
Existen suficientes empresas del sector privado para conformar más de cinco postores potenciales al momento de adjudicar la buena pro del proyecto	3

v. En el criterio específico sobre “Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 2 porque se cuenta con una Unidad APP que tiene experiencia en el desarrollo de proyectos APP.

v. Fortaleza Institucional como factor de éxito del Proyecto

El Ministerio de Energía y Minas cuenta con fortaleza institucional para desarrollar proyectos bajo la modalidad de APP, pues ha otorgado hasta el momento más de veinte (20) proyectos en concesión y otras modalidades a lo largo de más de 20 años. Por tanto, cuenta con una amplia experiencia en el proceso de promoción de la APP, incluyendo la administración de contratos. Sin embargo, el proceso de revisión y fortalecimiento institucional para gestionar adecuadamente este tipo de proyectos se encuentra en proceso¹¹, a fin de poder cumplir con todas las condiciones de evaluación y seguimiento establecidas en el marco legal vigente establecido en el Decreto Legislativo N° 1362, su reglamento, lineamiento y directivas.

Tabla N° 11

Indicador de respuesta	Puntaje
Entidad pública contratante cuenta con una Unidad APP y tiene experiencia de desarrollo de proyectos de APP y administración de	2

¹¹ El Ministerio de Energía y Minas viene revisando todos sus procesos en el marco de una modificación del RGF institucional.

32

PERU Ministerio de Energía y Minas Informe Anual de Inversiones 2020-2022

contratos APP de similar tipología, tamaño y complejidad

vi. En el criterio específico “Financiamiento por usuarios” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 1 porque el proyecto tiene la posibilidad de generar suficientes ingresos para financiar parcial o totalmente el proyecto.

vi. Financiamiento por usuarios

Como adelantamos líneas arriba, según la regulación existente, el pago al Concesionario proviene del peaje, que se incluye en las tarifas de energía eléctrica que es pagada por los usuarios. Los proyectos que vienen siendo desarrollados en los últimos años forman parte del Sistema Garantizado de Transmisión, por lo cual son remunerados a través de la Base Tarifaria, según ésta es definida en el artículo 1 de la Ley N° 28832. La Base Tarifaria es la suma de la anualidad del monto de inversión indicado por el adjudicatario en la licitación (calculada a un plazo de 30 años con una tasa de descuento de 12%) más el costo de operación y mantenimiento anual, según lo señalado en los artículos 24 y 25 de la Ley 28832 y el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844).

Por consiguiente, el puntaje para todos los proyectos es el siguiente:

Tabla N° 12

Indicador de respuesta	Puntaje
El proyecto tiene la posibilidad de generar los suficientes ingresos para financiar parcial o totalmente el proyecto	1

vii. En el criterio específico sobre “Tamaño del proyecto que justifique los costos de una Asociación Público Privada” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes varía entre 2 y 4 dependiendo del alcance y costo del proyecto.

Como resultado de la aplicación de los criterios de elegibilidad el IMIAPP 2020 concluye lo siguiente: “La totalidad de los proyectos están en condiciones de llevarse a cabo mediante la modalidad de Asociaciones Público Privado-APP”. Ver la siguiente tabla:

Tabla N° 13: Resultados de la elegibilidad de los proyectos para Asociación Pública Privada

N°	Proyectos	Puntaje Final según los criterios de elegibilidad	Resultado
1	• Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva – Frontera.	17,0	Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de adoptar la modalidad de APP para su desarrollo.
2	• Subestación Chíncha Nueva 220 kV/60 • Subestación Nazca Nueva 220/60 kV	15,7	
3	• Repotenciación de la L.T. Carabayillo - Chimbote - Trujillo 500 kV. • Compensador reactivo variable (SVC o similar) +400/-150 MVAR en S.E. Trujillo 500 kV.	17,0	
4	• Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuauquero, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas. • SE Nueva Tumbes 220/60 kV -75 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes. • S.E. Nueva Carhuauquero 220 kV	15,7	
5	• Compensador reactivo variable (SVC o similar) +200/-100 MVAR en la SE San Juan.	15,7	
7	• SE Piura Este 100 MVA 220/60/23 kV • SE Valle del Chira 100 MVA 220/60/23 kV	14,3	
8	• Línea de Transmisión 138 kV Puerto Maldonado - Iberia	15,7	

D. IMIAPP 2021

Este IMIAPP fue formulado en base a los “Lineamientos para la Elaboración del Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones Público Privados” aprobado mediante Resolución Directoral N° 001-2017-EF/68.01.

En la sección 2.7 de priorización de proyectos se indica que dado las características del subsector electricidad los proyectos presentados en el IMIAPP son el resultado de evaluaciones anteriores como la efectuada en el Plan de Transmisión. Es así que en el citado

plan se identifica los proyectos que son prioritarios para la correcta operación del SEIN. Los criterios cualitativos y cuantitativos utilizados son los siguientes:

Tabla 2: Electricidad: Criterios Cualitativos

Criterios Generales	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones	
SOSTENIBILIDAD	Operación y Mantenimiento	Se otorga mayor prioridad cuando se cuenta con la opinión favorable al estudio de pre inversión del proyecto, otorgada por la empresa concesionaria de distribución eléctrica encargada por la O y M	Entidad encargada de la O y M	Opinión favorable de la empresa concesionaria de distribución de energía eléctrica	Opinión favorable del Gobierno Municipal u Organismo Autónomo	
	Índice de Cobertura Operativo	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos que logren cobertura durante todo el horizonte de evaluación, sin utilizar financiamiento de terceros. Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos que utilizan energía renovable. Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en zonas de frontera	Proyecto	Sin financiamiento de terceros Con financiamiento de terceros	Utiliza No utiliza	
	Utilización de Energías Renovables	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos que utilizan energía renovable. Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en zonas de frontera	Proyecto	Utiliza No utiliza	Si No	Aplica a zonas que cuentan con localidades de frontera
	Localización en Frontera	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en zonas de frontera	Cancillería	Mapa de pobreza	Quintil I Quintil II	
EQUIDAD	Nivel de Pobreza	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en zonas de frontera	Mapa de pobreza	Quintil I Quintil II		

Criterios Generales	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
		Se otorga mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en distritos con mayor índice de pobreza. Se otorgará de mayor a menor y se agrupará en quintiles. Se otorga mayor prioridad a los proyectos que no se ubiquen dentro de un área de concesión otorgada a las empresas eléctricas	DGE-H2HEM	Quintil III Quintil IV Quintil V	
Área de Concesión			DGE-H2HEM	Si No	Aplica únicamente a GR y GL

Fuente: Elaboración propia

2.7.1 Electricidad: Criterios Cuantitativos

En este acápite se mencionan los criterios cuantitativos generales y específicos (asociados a la evaluación de los proyectos de transmisión).

Tabla 3: Electricidad: Criterios Cuantitativos

Criterios Generales	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
		Se otorga mayor prioridad a los proyectos donde la relación W/US\$ sea más alta	Proyecto	> 3W/US\$ < 3W/US\$	Se entiende por W a la cantidad de potencia, debe considerarse tanto la demanda y no debe considerarse la potencia que ya cuenta con redundancia de capacidad. Se entiende por US\$ al costo total de inversión del proyecto evaluado.

Criterios Generales	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
	Horas de despacho no económico	Se otorga prioridad a los proyectos en los que HDN / MWhn US\$ sea mayor al costo establecido	Proyecto	> 100 Horas / Millón US\$ < 100 Horas / Millón US\$	HDN es el número de horas de despacho no económico que permite disminuir el plan evaluado y se calcula mediante la resta de las HDN que resultan de simular el sistema con y sin la opción.
	MWh de flujos Interrumpidos	Se consideran los proyectos en los que kWh / US\$ supera el rango establecido	Proyecto	> 15 kWh/US\$ < 15 kWh/US\$	Se entiende por MFI a la energía de despacho no económico que permite disminuir la opción o plan evaluado y se calcula mediante la resta de los MFI que resultan de simular el sistema con y sin la opción.
	Valor Presente del Costo Total	Se otorga prioridad a los proyectos si su VPCT es menor	Proyecto	El menor posible	Incluye el costo de inversión, operación y mantenimiento de la energía no servida. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE. Se evalúa por cada zona. Resulta de las valoraciones de los pagos de la demanda por concepto de energía a costo marginal, en cada zona, como resultado de la operación con la presencia del Plan. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización
	Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía	Se otorga prioridad a los proyectos cuyo VPPD es menor	Proyecto	El menor posible	

Criterios Generales	Sub criterios de prioridad	Evalúa	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
					establecida en el Artículo 79 de la LCE

Fuente: Elaboración propia

En la sección 2.8 referido a los proyectos potenciales para ser desarrollados como APP se hace mención a los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión 2013, 2015 y 2019 que son caracterizados como autofinanciados, como se puede apreciar en la siguiente tabla.

Tabla Nº 4: Lista de Proyectos del subsector Electricidad

Nº	Nombre	Inversión en Millones de USD	Fecha POC programada	Estado del Proyecto	Zona
Proyectos del Plan de Transmisión 2013-2022					
1	Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva - Frontera.	208.85 (*)	2025	Encargado a Proinversión para licitación	Piura, Tumbes
Proyectos del Plan de Transmisión 2015-2024					
2	S.E. Nueva Carhuaqueiro 220 KV.	11.21	2025	Encargado a Proinversión para licitación	Cajamarca
Proyectos del Plan de Transmisión 2019-2028					
3	Enlace 220 kV Raque-Nueva Carhuaqueiro, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	17.61	2025	Encargado a Proinversión para licitación	Lambayeque - Cajamarca
4	SE Nueva Tumbes 220/60 KV-75 MVA y LT 60 KV Nueva Tumbes - Tumbes.	6.84	2024	Proinversión para licitación	Tumbes
Proyectos del Plan de Inversiones de Transmisión 2017-2021					
5	SE Piura Este 100 MVA 220/60/23 KV.	6.05	2024	Encargado a Proinversión para licitación (**)	Piura
Proyectos del Plan de Transmisión 2021-2030					



Informe Multianual de Inversiones 2021-2023

Nº	Nombre	Inversión en Millones de USD	Fecha POC programada	Estado del Proyecto	Zona
6	Enlace 500 KV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas.	573.48	2026	Encargado a Proinversión para licitación	Huánuco, Trujillo, Piura
7	Enlace 500 kV Celendín-Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas.	276.12	2025	Encargado a Proinversión para licitación	Piura
8	Enlace 500 KV San José - Yarabamba, ampliaciones y subestaciones asociadas.	33.51	2024	Encargado a Proinversión para licitación	Arequipa
9	Enlace 220 kV Ica-Poroma, ampliaciones y subestaciones asociadas.	63.48	2024	Encargado a Proinversión para licitación	Ica
10	ITC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán, ampliaciones y subestaciones asociadas.	41.3	2024	Encargado a Proinversión para licitación	Ica
11	ITC SE Lambayeque Norte 220 KV con seccionamiento de la LT 220 KV Chiclayo Oeste - La Niña/Fesim, ampliaciones y subestaciones asociadas.	26.14	2024	Encargado a Proinversión para licitación	Lambayeque
12	ITC Enlace 220 KV Cálic - Jaén Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas.	50.03	2024	Encargado a Proinversión para licitación	Cajamarca
13	ITC Enlace 220 KV Belaunde Terry - Tarapoto Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas.	43.42	2024	Encargado a Proinversión para licitación	San Martín

(*) Los montos se obtuvieron de las publicaciones de los proyectos en la página www.proyectosapp.pe. Se incluye

priorizados en el marco del Plan de Transmisión se encuentran alineados a los objetivos y metas institucionales del MINEM.

De ahí en la sección 2.10 se desarrolla los Criterios de Elegibilidad, de conformidad a lo señalado en los mencionados Lineamientos aprobados por el MEF, con el objetivo de evaluar y determinar los beneficios de desarrollar un proyecto como APP frente a una obra pública.

i. En el criterio específico sobre el “Nivel de Transferencia de Riesgo” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 3 toda vez que existe una alta capacidad de transferencia de riesgos desde el Estado al sector privado.

L. Nivel de Transferencia de Riesgos

Los riesgos de diseño, obtención de terrenos, construcción, financiamiento, mantenimiento y operación son transferidos al operador privado. En general, en los proyectos del sector de transmisión eléctrica adjudicados en el Perú (más de veinte proyectos desde 1990) la mayor parte de los riesgos son transferidos al privado. De hecho, el Concesionario solo comparte parcialmente riesgos derivados de fuerza mayor y restablecimiento de equilibrio económico financiero. Por tanto, es posible realizar una adecuada identificación y asignación de riesgos entre la entidad pública y el sector privado.

En consecuencia, es característica común de los proyectos autofinanciados del subsector Electricidad que el nivel de transferencia de riesgos desde el Estado hacia el privado sea alto, por ende, obtenemos el siguiente puntaje para la totalidad de los proyectos en el presente Informe.

Indicador de riesgo	Puntaje
Existe una alta capacidad de transferencia de riesgos desde el Estado al sector privado.	3

ii. En el criterio específico sobre “Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del

servicio” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 3 porque existen especificaciones e indicadores de desempeño y un marco normativo que establece penalidades

ii. Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio

Puede establecerse especificaciones técnicas claras e indicadores de calidad de servicio que permitan la medición y penalizaciones al operador en caso de eventuales incumplimientos.

Las especificaciones e indicadores de los proyectos de transmisión eléctrica se encuentran claramente definidas en los respectivos anexos técnicos de los contratos de concesión. Adicionalmente, el OSINERGMIN, como organismo regulador, tiene claramente establecidos los indicadores de calidad de servicio, así como el sistema de sanciones correspondientes en caso de incumplimiento, aplicables al subsector transmisión eléctrica, a lo largo del ciclo de vida de un proyecto.

El servicio de transmisión que se brinde en el marco del contrato de concesión de este proyecto, deberá cumplir con la normativa vinculada con la calidad del servicio eléctrico, de manera tal que se garantice la calidad, eficiencia y continuidad del servicio. La normativa vinculada con la calidad del servicio eléctrico en Perú, comprende:

- > Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) – aprobada mediante Decreto Supremo N° 020-1997-EM y sus modificatorias.
- > Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada con Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 636-2008-OS/CD.

Esta norma define la calidad del servicio en tres estamentos, y establece las disposiciones respecto de sanciones o compensaciones a clientes finales en caso de incumplimientos:

- > Calidad de producto. Que considere las variaciones (rápidas y lentas) de la tensión, frecuencia y armónicos.
- > Calidad de suministro. Continuidad del servicio, número de fallas permitidas.
- > Calidad de comercialización.

El monitoreo del cumplimiento de los indicadores, establecidos en la NTCSE, está a cargo del OSINERGMIN en base al "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica". En caso de incumplimiento de los indicadores, corresponde la aplicación de sanciones de acuerdo a la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas de Sanciones del OSINERGMIN por incumplimiento del Procedimiento antes Indicado, relacionado con los indicadores de calidad de tensión, calidad de suministro y calidad comercial.

En ese sentido, se puede concluir que existen especificaciones e indicadores de desempeño y un sistema de penalidades o deductivos para proyectos similares en el país.

Tabla N° 6

Indicador de respuesta	Puntaje
Existen especificaciones e indicadores de desempeño y un sistema de penalidades o deductivos para proyectos similares en el Perú.	3

iii. En el criterio específico sobre “Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 1 porque no existe evidencia documentada en el país de sobrecostos e incumplimiento de cronogramas de un proyecto similar ejecutado por obra pública; y 3 porque MINEM posee poca capacidad para ejecutar sostenidamente la operación y mantenimiento del proyecto.

iii. Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional

Todo el sistema de transmisión eléctrica en el Perú se encuentra bajo operación de agentes privados. De hecho, desde la primera concesión de líneas de transmisión (Contrato BOOT de la LT Mantaro-Socabaya en 1998), todos los nuevos proyectos de transmisión eléctrica de media y alta tensión han sido realizados mediante esquemas de concesión tal como se muestra en el cuadro adjunto.

Tabla N° 7: Proyectos de Transmisión Eléctrica (1998-2021)

Año	Proyecto	Fecha Firma de Contrato	Fecha de POC	Inversión US\$ MM
1998	LT Mantaro - Socabaya	feb 98	oct 00	179.2
1999	LT Socabaya – Moquegua; Moquegua – Tacna y Moquegua – Puno (220 kV)	mar 99	mar 99	74.8
2001	LT Oroya - Carhuamayo	abr 01	sep 02	65.4
2008	LT Mantaro-Caraveli-Montalvo	abr 08	NA	133.8
2008	LT Machupicchu-Cotacuse	abr 08	NA	35.7
2008	LT Chilca - La Planicie - Zapallal	sep 08	jun 11	52.2
2008	LT Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huellanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuacero	may 08	dic 11	106.1
2010	LT Chilca-Marcóna-Montalvo (500 kV)	jul 10	may 14	291.0
2010	LT Tintaya-Socabaya (220 kV)	sep 10	jun 14	43.6
2010	LT Talara - Piura (segundo circuito 220 kV)	ago 10	may 13	14.6
2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotacuse (220 kV)	dic 10	ago 15	62.5

Año	Proyecto	Fecha Firma de Contrato	Fecha de POC	Inversión US\$ MM
2010	LT Zapallal-Trujillo (500 kV)	feb 10	dic 12	167.5
2011	LT Trujillo-Chiclayo (500 kV)	may 11	jun 14	101.4
2013	LT Carhuacero-Cajamarca Norte-Cáclic-Moyobamba	mar 13	sep 17*	106.9
2013	LT Mantaro-Marcóna-Socabaya-Montalvo (500 kV) y Subestaciones Asociadas	sep 13	nov 17*	278.4
2013	LT Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya (220 kV) y Subestaciones Asociadas	jun 13	feb 18*	114.3
2014	LT Friaspata - Mollepata (220 kV) y Subestación Orcotuna (220/60 kV)	nov 14	mar 18*	38.8
2014	LT La Planicie - Industriales (220 kV) y Subestaciones Asociadas	sep 14	jul 17	35.4
2014	LT Moyobamba-Iquitos (220 kV) y Subestaciones Asociadas	oct 14	dic 19*	499.2
2015	LT Azángaro - Juliaca - Puno (220 kV)	jun 15	mar 18*	36.8
2015	Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas	nov 15	mar 18*	42.7
2016	LT Montalvo-Los Héroes (220 kV) y Subestaciones Asociadas	sep 16	may 19*	20.2
2017	LT Aguaytía-Pucallpa (Segundo Circuito 138 kV) Enlace 500 kV Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo y Subestaciones Asociadas y Enlace 500 kV Nueva Yanango – Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas	set 17	set 20*	8.8
2018	LT Tintaya-Azángaro 220 kV	ene 18	dic 21*	149.6 122.4
2018	LT Tintaya-Azángaro 220 kV	feb 18	jun 21*	12.1
2019	Enlace 500 kV La Niña – Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	Feb 20	mar 24*	58
2019	Enlace 220 kV Paríñas – Nueva Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	Feb 20	dic 23*	19
2019	Enlace 220 kV, Tingo María – Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	Feb 20	sep 23*	12
2020	Subestación Chíncha Nueva de 220/60 kV	Dic 20	Set 23*	11
2020	Subestación Nazca Nueva de 220/60 kV	Dic 20	Set 23*	7.3
2021	LT 138 kV Puerto Maldonado – Ibería	Jul 21	Feb 25*	15.3
2021	Subestación Valle del Chira de 220/60/22.9 kV	Jul 21	Nov 23*	13.5

* Fecha esperada

Nota: Los montos de inversión son los indicados por los adjudicatarios en sus respectivas ofertas.

Así, en la actividad de transmisión, la experiencia tenida desde 1998 demuestra que los proyectos han sido desarrollados como APP, y no como obra pública. Es más, de ejecutarse estos Proyectos mediante la modalidad de contratación pública, no habría entidad pública a la cual asignar la operación de los mismos.

En efecto, dado que: i) las líneas de transmisión detalladas en el cuadro anterior han sido entregadas en concesión al sector privado para su construcción, operación y

mantenimiento, y ii) las empresas de transmisión eléctrica del Estado (Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte - ETECEN y Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur - ETESUR) fueron privatizadas en 2002, se puede concluir que no existe entidad pública con capacidad para realizar sostenidamente la operación y mantenimiento de la infraestructura de los Proyectos.

De otro lado, debido a que todos los proyectos de transmisión eléctrica en el Perú desde 1998 se han realizado mediante APP, no se tiene información comparativa en el país de sobrecostos e incumplimiento de cronogramas cuando se desarrolla proyectos similares mediante el régimen general de contratación pública, por lo que se pueden determinar los siguientes puntajes para todos los proyectos en este Informe.

Sin perjuicio de lo mencionado en los párrafos precedentes, consideremos que en una obra pública tradicional la propiedad de los activos y la responsabilidad de su operación son del Estado. La participación del sector privado se limita a la función de contratista bajo los términos y responsabilidades establecidos en el correspondiente expediente técnico. Los riesgos del proyecto recaen sustancialmente en el Estado, incluyendo dos de los más significativos: el financiamiento y el diseño.

En el caso específico de los proyectos del subsector Electricidad, las principales desventajas de desarrollarlos mediante obra pública sobre la modalidad APP radican en que el Estado tendría que asumir la mayoría de los riesgos inherentes al proyecto. Asimismo, tendría que contar con una cantidad de recursos considerables para poder ejecutar dichos proyectos, con lo cual se terminarían ejecutando menos proyectos por la limitación de recursos, impactando negativamente en el acortamiento de las brechas de infraestructura y servicios públicos. Finalmente, considerar que los privados en este caso cuentan con un nivel de especialización que le permite desarrollar estos proyectos de manera más eficiente, ventaja que se perdería al desarrollarlos mediante el mecanismo de obra pública.

Tabla N° 8

Indicador de respuesta	Puntaje
No existe evidencia documentada ni cuantificable en el país ni en países comparables de sobrecostos e incumplimiento de cronogramas cuando se desarrolla un proyecto similar mediante el régimen general de contratación pública	1
Indicador de respuesta	Puntaje
La entidad pública posee poca o nula capacidad para realizar sostenidamente la operación y el mantenimiento de la infraestructura durante la vida útil del proyecto	3

IV. Competencia por el Mercado

Los diversos proyectos de generación y transmisión eléctrica en el Perú desarrollados mediante la modalidad de concesión han despertado el interés de un gran número de inversionistas y operadores internacionales, conociéndose el interés real de ellos en participar en proyectos de esta naturaleza, por lo cual se espera que ante la licitación

30



Informe Multianual de Inversiones 2021-2028

de proyectos de transmisión (e incluso de generación eléctrica) exista una adecuada competencia, mediante la cual se maximice los beneficios al Estado y los usuarios del servicio público de Electricidad.

Actualmente, por ejemplo, existen no menos de cinco grupos económicos que se han adjudicado concesiones de proyectos de transmisión eléctrica en el Perú¹³. De hecho, las diversas licitaciones de proyectos de transmisión desarrolladas por PROINVERSIÓN en los últimos diez (10) años han convocado entre dos y ocho postores calificados, con un promedio de cinco tal como se indica en el cuadro siguiente.

Tabla N° 9: Licitaciones de Proyectos de Transmisión (1998-2021)

Año	Proyecto	Postores Calificados
1998	LT Mantaro - Socabaya	5
1999	LT Socabaya - Moquegua; Moquegua - Tacna y Moquegua - Puno (220 kV)	2
2001	LT Oroya - Carhuamayo	3
2008	LT Mantaro-Carwill-Montalvo	5
2008	LT Machupicchu-Cotaruse	5
2008	LT Chilca - La Planicie - Zapallal	4
2008	LT Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaqueiro	5
2010	LT Chilca-Marcona-Montalvo (500 kV)	5
2010	LT Tintaya-Socabaya (220 kV)	5
2010	LT Tarma - Piura (segundo circuito 220 kV)	5
2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse (220 kV)	5
2010	LT Zapallal-Trujillo (500 kV)	5
2011	LT Trujillo-Chiclayo (500 kV)	3
2013	LT Carhuaqueiro-Cajamarca Norte-Cádic-Moyobamba	4
2013	LT Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo (500 kV) y Subestaciones Asociadas	6
2013	LT Machupicchu-Quenoro-Oncoana-Tintaya (220 kV) y Subestaciones Asociadas	5
2014	LT Friaspata - Mollepata (220 kV) y Subestación Orcotuna (220/60 kV)	6
2014	LT La Planicie - Industriales (220 kV) y Subestaciones Asociadas	6
2014	LT Moyobamba-Siquitos (220 kV) y Subestaciones Asociadas	8
2015	LT Azángaro - Juliaca - Puno (220 kV)	5
2015	Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas	3
2016	LT Montalvo-Los Héroes (220 kV) y Subestaciones Asociadas	7

iv. En el criterio específico sobre “Competencia por el mercado” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 3 porque existen suficientes empresas del sector privado como potenciales postores al momento de adjudicar la buena pro.

Año	Proyecto	Posturas Calificadas
2017	LT Aguaytia-Pucallpa (Segundo Circuito 138 kV)	5
2018	Enlace 500 kV Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo y Subestaciones Asociadas y Enlace 500 kV Nueva Yanango – Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas	9
2018	LT Tintaya-Azángaro 220 kV	8
	Enlace 500 kV La Niña – Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	
2019	Enlace 220 kV Paríais – Nueva Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	6
	Enlace 220 kV, Tingo María – Aguaytia, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	
2020	Subestación Chíncha Nueva de 220/60 kV	5
	Subestación Nazca Nueva de 220/60 kV	
2021	LT 138 kV Puerto Maldonado – Iberia	4
	Subestación Valle del Chira de 220/60/22,9 kV	

Tabla N° 10

Indicador de respuesta	Puntaje
Existen suficientes empresas del sector privado para conformar más de cinco posturas potenciales al momento de adjudicar la buena pro del proyecto	3

v. En el criterio específico sobre “Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 2 porque se cuenta con una Unidad APP que tiene experiencia en el desarrollo de proyectos APP.

v. Fortaleza Institucional como factor de éxito del Proyecto

El Ministerio de Energía y Minas cuenta con fortaleza institucional para desarrollar proyectos bajo la modalidad de APP, pues ha otorgado hasta el momento más de veinte (20) proyectos en concesión y otras modalidades a lo largo de más de 20 años. Por tanto, cuenta con una amplia experiencia en el proceso de promoción de la APP, incluyendo la administración de contratos. Sin embargo, el proceso de revisión y fortalecimiento institucional para gestionar adecuadamente este tipo de proyectos se hace de manera continua, a fin de poder cumplir con todas las condiciones de evaluación y seguimiento establecidas en el marco legal vigente establecido en el Decreto Legislativo N° 1362, su reglamento, lineamiento y directivas.

Tabla N° 11

Indicador de respuesta	Puntaje
Entidad pública contratante cuenta con una Unidad APP y tiene experiencia de desarrollo de proyectos de APP y administración de contratos APP de similar tipología, tamaño y complejidad	2

vi. En el criterio específico “Financiamiento por usuarios” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 1 porque el proyecto tiene la posibilidad de generar suficientes ingresos para financiar parcial o totalmente el proyecto.

vi. Financiamiento por usuarios

Como adelantamos líneas arriba, según la regulación existente, el pago al concesionario proviene del peaje, que se incluye en las tarifas de energía eléctrica que es pagada por los usuarios. Los proyectos que vienen siendo desarrollados en los últimos años forman parte del Sistema Garantizado de Transmisión, por lo cual son remunerados a través de la Base Tarifaria, según ésta es definida en el artículo 1 de la Ley N° 28832. La Base Tarifaria es la suma de la anualidad del monto de inversión indicado por el adjudicatario en la licitación (calculada a un plazo de 30 años con una tasa de descuento de 12%) más el costo de operación y mantenimiento anual, según lo señalado en los artículos 24 y 25 de la Ley 28832 y el artículo 79 de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844).

Por consiguiente, el puntaje para todos los proyectos es el siguiente:

Tabla N° 12

Indicador de respuesta	Puntaje
El proyecto tiene la posibilidad de generar los suficientes ingresos para financiar parcial o totalmente el proyecto	1

vii. En el criterio específico sobre “Tamaño del proyecto que justifique los costos de una Asociación Público Privada” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes varía entre 2 y 4 dependiendo del alcance y costo del proyecto.

Como resultado de la aplicación de los criterios de elegibilidad el IMIAPP 2020 concluye lo siguiente: “La totalidad de los proyectos están en condiciones de llevarse a cabo mediante la

modalidad de Asociaciones Público Privado-APP”. Ver la siguiente tabla:

Tabla N° 13: Resultados de la elegibilidad de los proyectos para Asociación Público Privado

N°	Proyectos	Puntaje Final según los criterios de elegibilidad	Resultado
1	• Línea de Transmisión 500 kV Subestación Piura Nueva – Frontera.	17,0	Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de adoptar la modalidad de APP para su desarrollo.
2	• Enlace 220 kV Reque-Nueva Carhuaz, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas. • SE Nueva Tumbes 220/60 kV -75 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes. • S.E. Nueva Carhuaz 220 kV.	15,7	
3	• SE Piura Este 100 MVA 220/60/23 kV.	15,7	
4	• Enlace 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas.	18,3	
5	• Enlace 500 kV Celendín-Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas.	17,0	
6	• Enlace 500 kV San José-Yarabamba, ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	
7	• Enlace 220 kV Ica-Poroma, ampliaciones y subestaciones asociadas.	17,0	
8	• ITC Enlace 220 kV Piura Nueva – Colán, ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	
9	• ITC SE Lambayeque Norte 220 kV con seccionamiento de la LT 220 kV Chiclayo Oeste – La Niña/Felam, ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	
10	• ITC Enlace 220 kV Cádiz – Jaén Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	
11	• ITC Enlace 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	

E. IMIAPP 2023

Este IMIAPP fue formulado en base a los “Lineamientos para la Elaboración del Informe Multianual de Inversiones en Asociaciones

Público Privados” aprobado mediante Resolución Directoral N° 001-2017-EF/68.01.

En la sección 2.7 de priorización de proyectos se indica que dado las características del subsector electricidad los proyectos presentados en el IMIAPP son el resultado de evaluaciones anteriores como la efectuada en el Plan de Transmisión. Es así que en el citado plan se identifica los proyectos que son prioritarios para la correcta operación del SEIN. Los criterios cualitativos y cuantitativos utilizados son los siguientes:

Tabla 2. Eficiencia - Criterios Cuantitativos

Criterio General	Sub-criterio de prioridad	Evaluación	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
SOSTENIBILIDAD	Operación y Mantenimiento	Se otorga mayor prioridad cuando se cuenta con la opinión favorable al estudio de pre-inversión del proyecto, otorgado por la empresa concesionaria de distribución eléctrica encargada por la O y H.	Entidad encargada de la O y H		
	Índice de Costos Operativos	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos que logren reducir el índice de costos, sin utilizar financiamiento de terceros.	Proyecto		
EFICIENCIA	Utilización de Energía Renovable	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos que utilicen energía renovable.	Proyecto		
	Localización en Frontera	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en zonas de frontera.	Cartografía		Apliquen a zonas que cuenten con escalables de frontera.
SEGURIDAD	Nivel de Potencia	Se asigna mayor prioridad a aquellos proyectos ubicados en circuitos con mayor índice de potencia. Se referencia de través a motor y se asignará en quintiles.	Nivel de potencia	Quintil I Quintil II Quintil III Quintil IV Quintil V	
	Áreas de Conservación	Se otorga mayor prioridad a los proyectos que no se ubiquen dentro de las Áreas de Conservación otorgada a las empresas eléctricas.	INPE-PMEM	Si No	Apliquen únicamente a GR y GL.

Fuente: Elaboración propia

2.7.2 Electricidad: Criterios Cuantitativos

En esta sección se mencionan los criterios cuantitativos generales y específicos (asociados a la evaluación de los proyectos de transmisión).

Tabla 3. Electricidad: Criterios Cuantitativos

Criterio General	Sub-criterio de prioridad	Evaluación	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
Económico	N ₁ - 1	Se otorga mayor prioridad a los proyectos donde la relación MW/US\$ sea más alta.	Proyecto	> 3W/US\$ < 3W/US\$	Se entiende por N ₁ a la cantidad de potencia, debe considerarse tanto la generación como la demanda y no debe considerarse la potencia que ya cuenta con redundancia de conexión. Se entiende por US\$ el costo total de inversión del proyecto evaluado. HDN es el número de horas de despacho no accionadas que permite disminuir el plan evaluado y se calcula mediante la resta de las HDN que resultan de simulación del sistema con y sin la acción.
	Horas de despacho no accionadas	Se otorga prioridad a los proyectos en los que HDN / MWh US\$ sea mayor al criterio establecido.	Proyecto	> 100 Horas / MWh US\$ < 100 Horas / MWh US\$	Se entiende por MWh a la energía de despacho no accionada que permite disminuir la opción y plan evaluado y se calcula mediante la resta de las MWh que resultan de simulación del sistema con y sin la acción.
	MWh de flujo interrumpidos	Se consideran los proyectos en los que kWh / US\$ supere el rango establecido.	Proyecto	> 25 kWh/US\$ < 25 kWh/US\$	Se entiende por MWh a la energía de despacho no accionada que permite disminuir la opción y plan evaluado y se calcula mediante la resta de las MWh que resultan de simulación del sistema con y sin la acción. Incluye el costo de inversión, operación y mantenimiento de la opción, más el costo unitario de la energía no enviada. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE.
	Valor Presente del Costo Total	Se otorga prioridad a los proyectos si su VPCT es menor.	Proyecto		El menor posible.

Criterio General	Sub-criterio de prioridad	Evaluación	Fuente de Información	Estratificación o rangos	Observaciones
	Valor Presente del Pago Anual de la Demanda por Energía	Se otorga prioridad a los proyectos cuyo VPPO es menor.	Proyecto	El menor posible.	Se evalúa por cada zona. Resulta de las violaciones de los pagos de la demanda por concepto de energía a costo marginal, en cada zona, como resultado de la operación con la presencia del Plan. El valor presente deberá calcularse con base a la Tasa de Actualización establecida en el Artículo 79 de la LCE.

Fuente: Elaboración propia

En la sección 2.8 referido a los proyectos potenciales para ser desarrollados como APP se hace mención a los Proyectos Vinculantes de los Planes de Transmisión 2013, 2017, 2021 y 2023 que son caracterizados como autofinanciados, como se puede apreciar en la siguiente tabla.

Tabla 4. Lista de Proyectos del subsector Electricidad

N°	Nombre	Inversión en millones de US\$ (+)	Fecha PIC programada	Estado del Proyecto	Zona
Proyectos del Plan de Transmisión 2013-2022					
1	Línea de Transmisión 500 kV. Subestación Puro Puro - Puro Puro.	216,98	2027	Encargado a Promoción para licitación	Puro, Tumbes
Proyectos del Plan de Inversión de Transmisión 2017-2021					
2	SE Puro Este 100 MVA 230/66/23 kV.	5,74	2026	Encargado a Promoción para licitación (**)	Puro
Proyectos del Plan de Transmisión 2021-2026					

N°	Nombre	Inversión en Millones de USD (*)	Fecha POC programa	Estado del Proyecto	Zona
3	Enlace 500 kV Huánuco-Tocache-Celendin-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas.	531,41	2028	Encargado a Proinversión para licitación	Huánuco, Trujillo, Piura
4	Enlace 500 kV Celendin-Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas.	256,17	2028	Encargado a Proinversión para licitación	Piura
5	Enlace 500 kV San José - Yarabamba, ampliaciones y subestaciones asociadas.	30,95	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Arequipa
6	ITC Enlace 220 kV Piura Nueva - Colán, ampliaciones y subestaciones asociadas	38,15	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ica
7	ITC SE Lambayeque Norte 220 kV con seccionamiento de la LT 220 kV Chiclayo Oeste - La Niña/Felam, ampliaciones y subestaciones asociadas.	24,17	2026	Encargado a Proinversión para licitación	Lambayeque
8	ITC Enlace 220 kV Belaunde Terry - Tarapoto Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas.	40,01	2028	Encargado a Proinversión para licitación	San Martín
Proyectos del Plan de Transmisión 2023-2032					
9	Enlace 500 kV Chilca CTM-Carabaylo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM: 1.1 LT 500 kV Chilca CTM-Carabaylo (Tercer circuito).	58,28	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Lima
10	Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas.	70,81	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ica
11	Nueva Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV "Hub" Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas.	106,27	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ica
12	Nueva Subestación "Hub" San José - Primera Etapa y Enlace 220 kV "Hub" San José - Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	109,51	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Arequipa
13	Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría - Santa Rosa - Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	76,57	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Lima
14	Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas.	61,39	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ayacucho
15	Nueva Subestación Paica 220 kV, LT 220 kV Paica - La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC).	55,43	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Arequipa
16	Enlace 220 kV Aguaytia - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC).	39,79	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ucayali
17	Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma - Chanchamayo.	13,61	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Junín

N°	Nombre	Inversión en Millones de USD (*)	Fecha POC programa	Estado del Proyecto	Zona
18	Enlace 220 kV Hancos - Isubambas, ampliación a 3er circuito (Proyecto ITC).	16,70	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Lima
19	Enlace 138 kV Nueva Vía - Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	8,20	2026	Encargado a Proinversión para licitación	La Libertad
20	Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC).	30,71	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Áncash
21	Enlace 138 kV Yara - Amarillo (segundo circuito) (Proyecto ITC).	4,57	2026	Encargado a Proinversión para licitación	Huánuco
22	Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (Proyecto ITC).	53	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ica
23	Nueva SE Marrovi II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Belle Unión) - Parícuti (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	91,66	2027	Encargado a Proinversión para licitación	Ica, Arequipa
24	Enlace 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	19,84	2026	Encargado a Proinversión para licitación	Ajajinico
25	Enlace 138 kV San Ramón - Yauca - Maravilla (Julaca), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	6,72	2026	Encargado a Proinversión para licitación	Puno
26	Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	31,41	2026	Encargado a Proinversión para licitación	Puno

Posteriormente, en la sección 2.9 sobre vinculación con las necesidades del subsector electricidad se señala que los proyectos priorizados en el marco del Plan de Transmisión se encuentran alineados a los objetivos y metas institucionales el MINEM.

De ahí en la sección 2.10 se desarrolla los Criterios de Elegibilidad, de conformidad a lo señalado en los mencionados Lineamientos aprobados por el MEF, con el objetivo de evaluar y determinar los beneficios de desarrollar un proyecto como APP frente a una obra pública.

viii. En el criterio específico sobre el “Nivel de Transferencia de Riesgo” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 3 toda vez que existe una alta capacidad de

transferencia de riesgos desde el Estado al sector privado.

i. Nivel de Transferencia de Riesgos

Los riesgos de diseño, obtención de terrenos, construcción, financiamiento, mantenimiento y operación son transferidos al operador privado. En general, en los proyectos del sector de transmisión eléctrica adjudicados en el Perú (más de veinte proyectos desde 1998) la mayor parte de los riesgos son transferidos al privado. De hecho, el Concedente sólo comparte parcialmente riesgos derivados de fuerza mayor y restablecimiento de equilibrio económico financiero. Por tanto, es posible realizar una adecuada identificación y asignación de riesgos entre la entidad pública y el sector privado.

En consecuencia, es característica común de los proyectos autofinanciados del subsector Electricidad que el nivel de transferencia de riesgos desde el Estado hacia el privado sea alto, por ende, obtenemos el siguiente puntaje para la totalidad de los proyectos en el presente Informe.

Tabla 5.

Indicador de respuesta	Puntaje
Existe una alta capacidad de transferencia de riesgos desde el Estado al sector privado.	3

ix. En el criterio específico sobre “Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 3 porque existen especificaciones e indicadores de desempeño y un marco normativo que establece penalidades

ii. Capacidad de medición de la disponibilidad y calidad del servicio

Puede establecerse especificaciones técnicas claras e indicadores de calidad de servicio que permitan la medición y penalizaciones al operador en caso de eventuales incumplimientos.

Las especificaciones e indicadores de los proyectos de transmisión eléctrica se encuentran claramente definidas en los respectivos anexos técnicos de los contratos de concesión. Adicionalmente, el OSINERGMIN, como organismo regulador, tiene claramente establecidos los indicadores de calidad de servicio, así como el sistema de sanciones correspondientes en caso de incumplimiento, aplicables al subsector transmisión eléctrica, a lo largo del ciclo de vida de un proyecto.

El servicio de transmisión que se brinde en el marco del contrato de concesión de este proyecto deberá cumplir con la normativa vinculada con la calidad del servicio eléctrico, de manera tal que se garantice la calidad, eficiencia y continuidad del servicio. La normativa vinculada con la calidad del servicio eléctrico en Perú comprende:

- Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE) – aprobada mediante Decreto Supremo N° 020-1997-EM y sus modificatorias.

- Base Metodológica para la aplicación de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos, aprobada con Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN N° 616-2008-05/CD.

Esta norma define la calidad del servicio en tres estamentos, y establece las disposiciones respecto de sanciones o compensaciones a clientes finales en caso de incumplimientos:

- Calidad de producto. Que considera las variaciones (rápidas y lentas) de la tensión, frecuencia y armónicos.
- Calidad de suministro. Continuidad del servicio, número de fallas permitidas.
- Calidad de comercialización.

El monitoreo del cumplimiento de los indicadores, establecidos en la NTCSE, está a cargo del OSINERGMIN en base al "Procedimiento para la Supervisión de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos y su Base Metodológica". En caso de incumplimiento de los indicadores, corresponde la aplicación de sanciones de acuerdo con la Tipificación de Infracciones y Escala de Multas de Sanciones del OSINERGMIN por incumplimiento del Procedimiento antes indicado, relacionado con los indicadores de calidad de tensión, calidad de suministro y calidad comercial.

En ese sentido, se puede concluir que existen especificaciones e indicadores de desempeño y un sistema de penalidades o deductivos para proyectos similares en el país.

Tabla 8:

Indicador de respuesta	Puntaje
Existen especificaciones e indicadores de desempeño y un sistema de penalidades o deductivos para proyectos similares en el Perú.	3

ejecutado por obra pública; y 3 porque MINEM posee poca capacidad para ejecutar sostenidamente la operación y mantenimiento del proyecto.

iii. Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional

Todo el sistema de transmisión eléctrica en el Perú se encuentra bajo operación de agentes privados. De hecho, desde la primera concesión de líneas de transmisión (Contrato BOOT de la LT Mantaro-Socabaya en 1998), todos los nuevos proyectos de transmisión eléctrica de media y alta tensión han sido realizados mediante esquemas de concesión tal como se muestra en el cuadro adjunto.

Tabla 9: Proyectos de Transmisión Eléctrica (1998-2023)

Año	Proyecto	Fecha Firma de Contrato	Fecha de PDC	Inversión US\$ MM
1998	LT Mantaro – Socabaya	feb 98	sept 00	179,2
1999	LT Socabaya – Moquegua; Moquegua – Tacna y Moquegua – Puno (220 kV)	mar 99	mar 99	74,8
2001	LT Croya – Carhuamayo	abr 01	sep 03	64,4
2006	LT Mantaro-Caraz/El Montalvo	abr 06	NA	133,6
2008	LT Machupichu-Cotacachi	abr 08	NA	35,7
2009	LT Chila – La Planicie – Zapallar	sep 09	jun 11	52,2
2008	LT Carhuamayo-Panglima-Coscocha-Huallanca-Cajamarca-Serra-Cusco-Carhuayungo	may 08	dic 11	106,1
2010	LT Chila-Huancayo-Montalvo (500 kV)	jul 10	may 14	291,0
2010	LT Tarma-Socabaya (220 kV)	sep 10	jun 18	43,6

Año	Proyecto	Fecha Firma de Contrato	Fecha de PDC	Inversión US\$ MM
2010	LT Tarma – Pura (segundo circuito) (220 kV)	ago 10	mar 12	24,6
2010	LT Machupichu-Alvarado-Cotacachi (220 kV)	dic 10	ago 13	62,3
2010	LT Zapallar-Shulyo (500 kV)	feb 10	dic 12	167,5
2011	LT Trujillo-Chilayo (500 kV)	may 11	jun 14	101,4
2013	LT Carhuamayo-Cajamarca – Norte-Cajalco-Moyobamba	mar 13	sep 17*	106,9
2013	LT Mantaro-Huancayo-Socabaya-Montalvo (500 kV) y Subestaciones Asociadas	sep 13	nov 17*	278,4
2013	LT Machupichu-Quancosco-Orconco-Tarma (220 kV) y Subestaciones Asociadas	jun 13	feb 18*	114,3
2014	LT Incahuasi – Mollatga (220 kV) y Subestación Orontura (220/60 kV)	nov 14	mar 18*	36,8
2014	LT La Planicie – Industrias (220 kV) y Subestaciones Asociadas	sep 14	jul 17	25,4
2014	LT Moyobamba-Iquitos (220 kV) y Subestaciones Asociadas	set 14	dic 18*	490,2
2015	LT Adirgani – Juyica – Puro (220 kV)	jun 15	mar 18*	36,8
2015	Subestación Carapongo y Eólica de Conexión a Uneya Asociadas	nov 15	mar 18*	42,7
2016	LT Montalvo-Los Hornos (220 kV) y Subestaciones Asociadas	sep 16	may 19*	20,2
2017	LT Agaylla-Pucallpa (Segundo Circuito 138 kV) Eólica 500 kV Mantaro – Nueva Tumbes – Carapongo y Subestaciones Asociadas y Eólica 500 kV Nueva Varanga – Nueva Tumbes y Subestaciones Asociadas	set 17	set 20*	6,8
2018	Eólica 500 kV La Nila – Pura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	ene 18	dic 21*	140,4
2018	LT Tarma-Asilangay 220 kV	feb 18	jun 21*	12,1
2018	Eólica 500 kV La Nila – Pura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	feb 20	mar 24*	58
2018	Eólica 220 kV Tumbes – Nueva Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	feb 20	dic 23*	19
2019	Eólica 220 kV Tingo – Horta – Agaylla, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	feb 20	sep 23*	12
2020	Subestación Chircha Nueva de 220/60 kV	dic 20	set 23*	11
2020	Subestación Necca Nueva de 220/60 kV	dic 20	set 23*	7,3
2021	LT 138 kV Puerto Maldonado – Iberia	jul 21	feb 25*	15,9
2021	Subestación Valle del Chilo de 220/60/22,9 kV	jul 21	mar 23*	13,6
2022	Eólica 220 kV Areque – Nueva Carhuamayo, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas	nov 22	mar 26*	9,5
2022	LT Nueva Tumbes 220/60 kV – 75 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes – Tumbes	nov 22	may 25*	8,4
2023	Eólica 220 kV Ica – Poma, ampliaciones y subestaciones asociadas	may 23**	abr 27*	41
2023	ITC Eólica 220 kV Cádiz – Jaim Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas	may 23**	set 27*	29,1

* Fecha esperada

** Fecha esperada (Buena Pro en fecha 31/01/2023)

Nota: Los montos de inversión son los indicados por los adjudicatarios en sus respectivas ofertas. Fuente: Elaboración propia

Así, en la actividad de transmisión, la experiencia tenida desde 1998 demuestra que los proyectos han sido desarrollados como APP, y no como obra pública. Es más, de ejecutarse estos Proyectos mediante la modalidad de contratación pública, no habría entidad pública a la cual asignar la operación de estos.

x. En el criterio específico sobre “Ventajas y limitaciones de la obra pública tradicional” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 1 porque no existe evidencia documentada en el país de sobrecostos e incumplimiento de cronogramas de un proyecto similar

espera que ante la licitación de proyectos de transmisión (e incluso de generación eléctrica) exista una adecuada competencia, mediante la cual se maximice los beneficios al Estado y los usuarios del servicio público de Electricidad.

Actualmente, por ejemplo, existen no menos de cinco grupos económicos que se han adjudicado concesiones de proyectos de transmisión eléctrica en el Perú¹³. De hecho, las diversas licitaciones de proyectos de transmisión desarrolladas por PROINVERSIÓN en los últimos diez (10) años han convocado entre dos y ocho postores calificados, con un promedio de cinco tal como se indica en la tabla siguiente.

Tabla 9. Licitaciones de Proyectos de Transmisión (1998-2023)

Año	Proyecto	Calificados
1998	LT Mantaro - Socabaya	5
1999	LT Socabaya - Moquegua; Moquegua - Tacna y Moquegua - Puno (220 kV)	2
2001	LT Oroya - Carhuamayo	3
2008	LT Mantaro-Caraveli-Montalvo	5
2008	LT Machupicchu-Cotaruse	5
2008	LT Chilca - La Planicie - Zapallar	4
2008	LT Carhuamayo-Paragsha-Conococha-Huallanca-Cajamarca-Cerro Corona-Carhuaqueiro	5
2010	LT Chilca-Marcona-Montalvo (500 kV)	5
2010	LT Tintaya-Socabaya (220 kV)	5
2010	LT Talara - Piura (segundo circuito 220 kV)	5
2010	LT Machupicchu-Abancay-Cotaruse (220 kV)	5
2010	LT Zapallar-Trujillo (500 kV)	5
2011	LT Trujillo-Chiclavo (500 kV)	3
2013	LT Carhuaqueiro-Cajamarca Norte-Cálic-Moyobamba	4
2013	LT Mantaro-Marcona-Socabaya-Montalvo (500 kV) y Subestaciones Asociadas	6
2013	LT Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya (220 kV) y Subestaciones Asociadas	5
2014	LT Friaspata - Mollepata (220 kV) y Subestación Orcotuna (220/60 kV)	6
2014	LT La Planicie - Industriales (220 kV) y Subestaciones Asociadas	6
2014	LT Moyobamba-Iquitos (220 kV) y Subestaciones Asociadas	8
2015	LT Azángaro - Juliaca - Puno (220 kV)	5
2015	Subestación Carapongo y Enlaces de Conexión a Líneas Asociadas	3
2016	LT Montalvo-Los Héroes (220 kV) y Subestaciones Asociadas	7
2017	LT Aguaytía-Pucallpa (Segundo Circuito 138 kV)	5
2018	Enlace 500 kV Mantaro - Nueva Yanango - Carapongo y Subestaciones Asociadas y Enlace 500 kV Nueva Yanango - Nueva Huánuco y Subestaciones Asociadas	9
2018	LT Tintaya-Azángaro 220 kV	8
2019	Enlace 500 kV La Niña - Piura, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas. Enlace 220 kV Pariñas - Nueva Tumbes, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas. Enlace 220 kV, Tingo María - Aguaytía, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas.	6
2020	Subestación Chincha Nueva de 220/60 kV Subestación Nazca Nueva de 220/60 kV	6
2021	LT 138 kV Puerto Maldonado - Iberia	4

¹³ Estas empresas incluyen: Interconexión Eléctrica (ISA), Red Eléctrica Internacional, Abengoa, Cobra e Isolux. El número de empresas concesionarias es mayor porque en algunos casos dichas empresas han constituido empresas de propósito especial para el desarrollo de sus proyectos.

En efecto, dado que: i) las líneas de transmisión detalladas en la tabla anterior han sido entregadas en concesión al sector privado para su construcción, operación y mantenimiento, y ii) las empresas de transmisión eléctrica del Estado (Empresa de Transmisión Eléctrica Centro Norte - ETEECEN y Empresa de Transmisión Eléctrica del Sur - ETEESUR) fueron privatizadas en 2002, se puede concluir que no existe entidad pública con capacidad para realizar sostenidamente la operación y mantenimiento de la infraestructura de los Proyectos.

De otro lado, debido a que todos los proyectos de transmisión eléctrica en el Perú desde 1998 se han realizado mediante APP, no se tiene información comparativa en el país de sobrecostos e incumplimiento de cronogramas cuando se desarrolla proyectos similares mediante el régimen general de contratación pública, por lo que se pueden determinar los siguientes puntajes para todos los proyectos en este Informe.

Sin perjuicio de lo mencionado en los párrafos precedentes, consideremos que en una obra pública tradicional la propiedad de los activos y la responsabilidad de su operación son del Estado. La participación del sector privado se limita a la función de contratista bajo los términos y responsabilidades establecidos en el correspondiente expediente técnico. Los riesgos del proyecto recaen sustancialmente en el Estado, incluyendo dos de los más significativos: el financiamiento y el diseño.

En el caso específico de los proyectos del subsector Electricidad, las principales desventajas de desarrollarlos mediante obra pública sobre la modalidad APP radican en que el Estado tendría que asumir la mayoría de los riesgos inherentes al proyecto. Asimismo, tendría que contar con una cantidad de recursos considerables para poder ejecutar dichos proyectos, con lo cual se terminarían ejecutando menos proyectos por la limitación de recursos, impactando negativamente en el abastecimiento de los brechos de infraestructura y servicios públicos. Finalmente, hay que considerar que el sector privado en este caso, cuentan con un nivel de especialización que le permite desarrollar estos proyectos de manera más eficiente, ventaja que se perderá al desarrollarlos mediante el mecanismo de obra pública.

Tabla 8.

Indicador de respuesta	Puntaje
Se existe evidencia documentada y cuantificable en el país en un pares comparables de sobrecostos e incumplimiento de cronogramas cuando se desarrolla un proyecto similar mediante el régimen general de contratación pública.	1
Indicador de respuesta	Puntaje
La entidad pública posee poca o nula capacidad para mejorar sostenidamente la operación y el mantenimiento de la infraestructura durante la vida útil del proyecto.	1

xi. En el criterio específico sobre “Competencia por el mercado” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 3 porque existen suficientes empresas del sector privado como potenciales postores al momento de adjudicar la buena pro.

iv. Competencia por el Mercado

Los diversos proyectos de generación y transmisión eléctrica en el Perú desarrollados mediante la modalidad de concesión han despertado el interés de un gran número de inversionistas y operadores internacionales, conociéndose el interés real de ellos en participar en proyectos de esta naturaleza, por lo cual se

31

Informe Multianual de Inversiones 2023-2026

Año	Proyecto	Calificados
2022	Subestación Milla del Ocho de 220/60/22,8 kV Enlace 220kV Abancay-Nueva Carhuaqueiro, subestaciones, Líneas y Ampliaciones Asociadas / SE Nueva Tumbes 220/60 kV - 75 MVA y LT 60 kV Nueva Tumbes - Tumbes.	9
2023	Enlace 220 kV Ica - Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas / ITC Enlace 220 kV Cálic - Jaén Norte, ampliaciones y subestaciones asociadas.	9

Fuente: Elaboración propia

Tabla 10.

Indicador de respuesta	Puntaje
Existen suficientes empresas del sector privado para conformar más de cinco postores potenciales al momento de adjudicar la buena pro del proyecto.	3

xii. En el criterio específico sobre “Fortaleza institucional como factor de éxito del proyecto” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 2 porque se cuenta con una Unidad APP que tiene experiencia en el desarrollo de proyectos APP.

v. Fortaleza Institucional como factor de éxito del Proyecto

El Ministerio de Energía y Minas cuenta con fortaleza institucional para desarrollar proyectos bajo la modalidad de APP, pues ha otorgado hasta el momento más de veinte (20) proyectos en concesión y otras modalidades a lo largo de más de 20 años. Por tanto, cuenta con una amplia experiencia en el proceso de promoción de la APP, incluyendo la administración de contratos. Sin embargo, el proceso de revisión y fortalecimiento institucional para gestionar adecuadamente este tipo de proyectos se hace de manera continua, a fin de poder cumplir con todas las condiciones de evaluación y seguimiento establecidas en el marco legal vigente establecido en el Decreto Legislativo N° 1362, su reglamento y sus modificatorias, así como las lineamientos y directivas vinculadas a estas.

Tabla 11.

Indicador de respuesta	Puntaje
Entidad pública contratante cuenta con una Unidad APP y tiene experiencia de desarrollo de proyectos de APP y administración de contratos APP de similar tipología, tamaño y complejidad	2

xiii. En el criterio específico “Financiamiento por usuarios” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes es 1 porque el proyecto tiene la posibilidad de generar suficientes ingresos para financiar parcial o totalmente el proyecto.

vi. Financiamiento por usuarios

Como adelantamos líneas arriba, según la regulación existente, el pago al concesionario proviene del pago que se incluye en los tarifas de energía eléctrica que es pagada por los usuarios. Los proyectos que vienen siendo desarrollados en los últimos años forman parte del Sistema Garantizado de Transmisión, por lo cual son remunerados a través de la Base Tarifaria, según esta se definió en el artículo 1 de la Ley N° 29832. La Base Tarifaria es la suma de la anualidad del monto de inversión indicado por el adjudicatario en la licitación (concluido a un plazo de 30 años con una tasa de descuento de 12%) más el costo de operación y mantenimiento anual, según lo señalado en los artículos 24 y 25 de la Ley 29852 y el artículo IV de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N° 25844).

33

Por consiguiente, el puntaje para todos los proyectos es el siguiente:

Tabla 12.

Indicador de respuesta	Puntaje
El proyecto tiene la posibilidad de generar los suficientes ingresos para financiar parcial o totalmente el proyecto.	1

xiv. En el criterio específico sobre “Tamaño del proyecto que justifique los costos de una Asociación Público Privada” el puntaje asignado a los Proyectos Vinculantes varia entre 2 y 4 dependiendo del alcance y costo del proyecto.

Como resultado de la aplicación de los criterios de elegibilidad el IMIAPP 2020 concluye lo siguiente: “La totalidad de los proyectos están en condiciones de llevarse a cabo mediante la modalidad de Asociaciones Público Privado-APP”. Ver la siguiente tabla:

Tabla 13. Resultados de la elegibilidad de los proyectos para Asociación Público Privada

N°	Proyectos	Puntaje Final según los criterios de elegibilidad	Resultado
1	• Línea de Transmisión 500 kV Subestación Pura Nueva - Fronteña	17,0	Frente al régimen general de contratación pública y con la información disponible, el proyecto está en condiciones de adoptar la
2	• SE Pura Este 138 MVA 220/66/22 kv.	15,7	
3	• Enlace 500 kV Huancayo-Toocache-Celedin-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas.	18,3	
4	• Enlace 500 kV Celendin-Pura, ampliaciones y subestaciones asociadas.	18,3	
5	• Enlace 500 kV San José-Yaratamba, ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	
6	• ITC Enlace 220 kV Pura Nueva - Collán, ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	
7	• ITC SE Lambayca Norte 220 kV con reconstrucción de la LT 220 kV Chelajo Desfilé - La Milla/Polan, ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	
8	• ITC Enlace 220 kV Belandere Terry - Tarapoto Norte (2 circuitos), ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	
9	• Enlace 500 kV Chica CTM-Carabayillo, Ampliación de Transformación y Reactor de núcleo de aire en SE Chica CTM. I.L. LT 500 kV Chica CTM-Carabayillo (Tejón estado).	17	

N°	Proyectos	Puntaje Final según los criterios de elegibilidad	Resultado
10	• Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas.	17	modalidad de APP para su desarrollo.
11	• Nueva Subestación "Hub" Puzoma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV "Hub" Puzoma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas.	17	
12	• Nueva Subestación "Hub" San José - Primera Etapa y Enlace 220 kV "Hub" San José - Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	17	
13	• Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría - Santa Rosa - Caraponga, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	15,7	
14	• Nueva Subestación Huayina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Huayina-Ayacucho, ampliaciones y subestaciones asociadas.	15,7	
15	• Nueva Subestación Palka 220 kV, LT 220 kV Palka-La Pascaña, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC).	15,7	
16	• Enlace 220 kV Aguaytía - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC).	15,7	
17	• Incremento de la Confiabilidad 138-60kV del Sistema Eléctrico de Tarra - Chanchamayo.	15,7	
18	• Enlace 220 kV Planicie - Industriales, ampliación a 3er circuito. (Proyecto ITC).	15,7	
19	• Enlace 138 kV Nueva Virú - Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	14,3	
20	• Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huancayo (Proyecto ITC).	15,7	
21	• Enlace 138 kV Yaros - Amarillo (segundo circuito) (Proyecto ITC).	14,3	
22	• Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (Proyecto ITC).	15,7	
23	• Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	17	
24	• Enlace 138 kV Abancay Nueva - Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	15,7	
25	• Enlace 138 kV San Román - Yocana - Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	14,3	
26	• Enlace 138 kV Desviación San Rafael - Anasot, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).	15,7	

Fuente: Elaboración propia

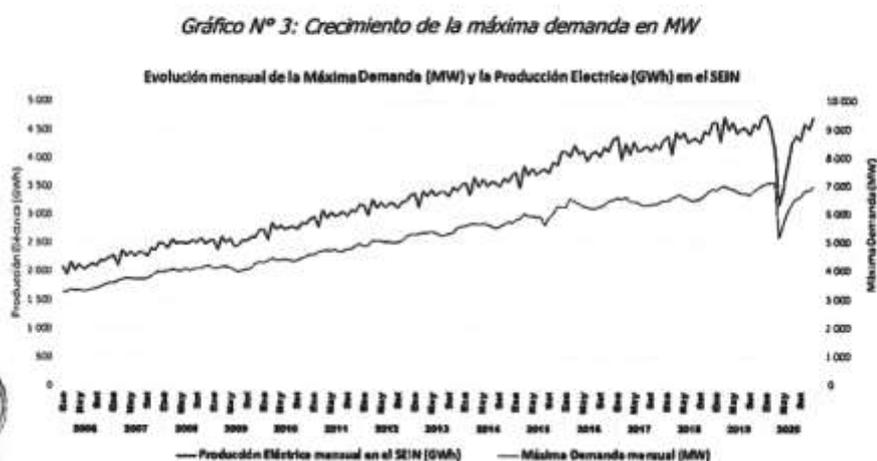
Anexo 8. Evidencia de lo establecido en la Causa 1.2

IMIAPP 2021: sección de diagnóstico

2.5.1 Demanda en el subsector Electricidad

Para la proyección de la demanda se considera el estudio de actualización del Plan de Transmisión período 2021-2030; asimismo, la demanda para el año 2020 se actualizó en base al Informe de Evaluación Anual el COES. En efecto, la demanda máxima de energía eléctrica en el año 2020 fue 7 125,30 MW, lo que implica un crecimiento aproximado de 1,93% en comparación al año 2019.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la máxima demanda y producción eléctrica mensual registrada desde el año 2006 hasta el cierre del año 2020. Es importante mencionar que la producción y demanda eléctrica en el sistema a inicios del año 2020, presentó niveles parecidos a los registrados a inicios del año 2012, esto debido a la inmovilización social obligatoria establecida mediante el Decreto Supremo N° 044-2020-PCM, el cual declaró el Estado de Emergencia Nacional por las graves circunstancias que afectan la vida de la Nación a consecuencia del brote del COVID-19. Posteriormente, los niveles de producción y demanda eléctrica fueron incrementándose gracias a la reactivación progresiva de economía nacional.



Plan de Transmisión 2021:

3.2 Análisis Eléctrico

3.2.1 Demanda

Para el análisis eléctrico del plan de transmisión se utilizó el escenario medio (Base) de la proyección de la demanda del SEIN. En la siguiente tabla se muestra la demanda global en energía y en potencia del SEIN utilizada para el análisis eléctrico.

AÑO	ENERGÍA		POTENCIA	
	GWH	%	MW	%
2019	53 895	4.0%	7 237	2.8%
2020	56 305	4.5%	7 584	4.8%
2021	59 175	5.1%	7 902	4.2%
2022	61 438	3.8%	8 200	3.8%
2023	63 740	3.7%	8 575	4.6%
2024	67 570	6.0%	9 183	7.1%
2025	71 911	6.4%	9 627	4.8%
2026	76 035	5.7%	10 129	5.2%
2027	79 095	4.0%	10 549	4.2%
2028	82 941	4.9%	11 016	4.4%
2029	85 898	3.6%	11 449	3.9%
2030	88 271	2.8%	11 764	2.7%
PROMEDIO 2018 - 2030	4.5%		4.4%	

Nota: Demanda del SEIN a nivel de generación, incluye el aporte de los autoprodutores y generadores no COES.

Tabla 3.16 Demanda del SEIN en potencia y energía utilizada en el análisis eléctrico del Plan de Transmisión.

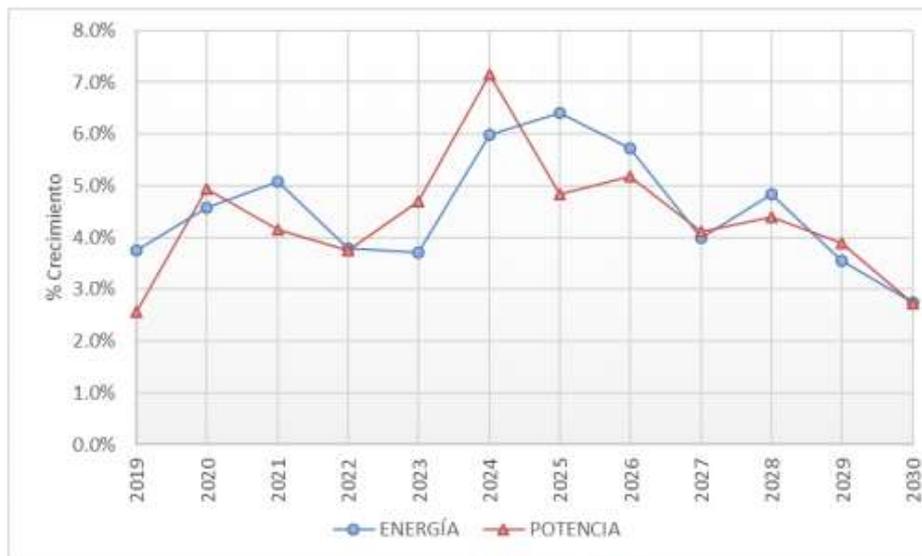


Figura 3.6 Crecimiento de Demanda Total

En la Tabla 3.17 se muestra la proyección de demanda de proyectos para los años 2026 y 2030 del escenario base.

[1] IMIAPP de fecha 27 de agosto de 2020.

Anexo 9. Presentación de los criterios para el análisis de alternativas

Para establecer los criterios de evaluación de las alternativas de mejora se ha utilizado la Norma Técnica No. 001-2018-PCM/SGP - Norma Técnica “Implementación de la gestión por procesos de las entidades de la administración pública” - aprobada por Resolución de Secretaría de Gestión Pública No. 006-2018-PCM/SGP.

En el numeral 6.1.3, referente a la mejora de procesos, la Norma Técnica establece los pasos a seguir para tal efecto. En el paso 3 se precisa que la selección de la alternativa de mejora y la factibilidad de su implementación estará en función a criterios tales como:

- Apoyo de la alta dirección
- Impacto sobre la causa seleccionada
- Costo que representa su aplicación
- Tiempo que tomará su desarrollo
- Disponibilidad de recursos
- Autonomía del equipo y dueño del proceso

En ese sentido, para nuestra investigación consideramos relevante contar con los siguientes criterios:

- ✓ **Repercusión en las causas del problema.** Este criterio es crucial porque nos permite evaluar si las alternativas de mejora propuestas son pertinentes y, por ende, contribuyen a solucionar las causas del problema identificado. Este criterio es presentado como “Impacto sobre la causa seleccionada” bajo la Norma Técnica No 001-2018-PCM/SGP.
- ✓ **Apoyo de alta dirección y ente rector del sistema.** Es relevante contar con el apoyo de los funcionarios de alta dirección de la entidad pública correspondiente con el objetivo de lograr impulsar la alternativa de mejora dentro de la entidad. Contar con el apoyo político del liderazgo de una entidad permite reforzar el mensaje de cambio a lo largo de la cadena de valor público y así lograr una implementación efectiva dentro de cada unidad funcional. Este criterio es presentado como “Apoyo de la alta dirección” bajo la Norma Técnica No. 001-2018-PCM/SGP.
- ✓ **Disponibilidad de recursos.** Es relevante evaluar si las alternativas de mejora propuestas demandarán la asignación y ejecución de mayores recursos a la entidad para lograr su implementación dentro de las entidades respectivas. Desde esta perspectiva, se tendrá preferencia por aquella alternativa que demande una menor inversión en recursos económicos, de personal o de infraestructura. Este criterio es presentado como “Disponibilidad de recursos” bajo la Norma Técnica No 001-2018-PCM/SGP.
- ✓ **Tiempo para desarrollo.** Es crucial evaluar cuánto tiempo tomará implementar las alternativas propuestas en términos de superar condiciones habilitantes como aprobación de leyes, actualización de la planificación organizacional, reorganización de los equipos de trabajo, etc. Este criterio de evaluación es presentado como “Tiempo que tomará su desarrollo” bajo la Norma Técnica No. 001-2018-PCM/SGP.

El puntaje asignado a cada criterio se realiza con el siguiente detalle:

Criterio	Puntaje a asignar	
Repercusión en las causas del problema en la fase de planeamiento y programación (15%):		
La alternativa propone un plazo máximo para la aprobación del IMIAPP por parte del Minem. (5%)	No propone un plazo máximo	1
	Propone un plazo máximo menor o igual a 60 días hábiles.	2
	Propone un plazo máximo menor o igual a 31 días hábiles.	3
La alternativa propone un plazo máximo para el encargo por parte de Minem a Proinversión. (5%)	No propone un plazo máximo	1
	Propone un plazo máximo luego de aprobado el correspondiente Plan de Transmisión.	2
	Propone que la aprobación del encargo se dé necesariamente de forma simultánea con la aprobación del correspondiente Plan de Transmisión.	3
La alternativa propone simplificar el contenido del IMIAPP del subsector electricidad. (5%)	No propone simplificar el contenido del IMIAPP	1
	La alternativa propone prescindir por completo del IMIAPP.	2
	Propone mantener el IMIAPP del subsector electricidad simplificando su contenido.	3
Repercusión en las causas del problema en la fase de formulación (25%):		

La alternativa propone plazo máximo para la aprobación del informe de evaluación. (8%)	No propone plazo máximo	1
	Propone plazo máximo para la aprobación del Informe de Evaluación menor o igual a doce meses desde la aprobación del correspondiente Plan de Transmisión.	2
	Propone plazo máximo para la aprobación del informe de evaluación menor o igual a seis meses desde la aprobación del correspondiente Plan de Transmisión.	3
La alternativa propone simplificar el contenido del informe de evaluación. (8%)	No propone simplificar el contenido del informe de evaluación.	1
	Propone prescindir por completo del informe de evaluación.	2
	Propone mantener el informe de evaluación simplificando su contenido.	3
La alternativa propone prescindir de la opinión favorable del MEF para el informe de evaluación. (9%)	No propone prescindir de la opinión favorable del MEF para el informe de evaluación.	1
	Propone que la opinión favorable del MEF sobre el informe de evaluación tenga un alcance menor que con respecto a la generalidad de proyectos de APP.	2
	Propone prescindir de la opinión favorable del MEF para el informe de evaluación.	3
Apoyo de Alta Dirección y de ente rector del sistema funcional (30%):		
La alternativa cuenta con apoyo de la alta dirección de las distintas entidades involucradas en la cadena de valor y del ente rector del sistema funcional.	No cuenta ni con apoyo de la alta dirección de las distintas entidades involucradas en la cadena de valor ni con apoyo del ente rector del sistema funcional.	1
	Cuenta con el apoyo de la alta dirección de las distintas entidades involucradas en la cadena de valor, pero no del ente rector del sistema funcional (y viceversa).	2

	Cuenta con el apoyo tanto de la Alta Dirección de las distintas entidades involucradas en la cadena de valor como del ente rector del sistema funcional.	3
Disponibilidad de recursos (15%):		
La alternativa para su implementación requiere de la contratación de profesionales con capacidades o calificaciones específicas.	Requiere de la contratación de profesionales con capacidades o calificaciones específicas.	1
	No requiere de la contratación de personal con capacidades o calificaciones específicas, pero requiere de la capacitación del personal existente.	2
	La alternativa puede ser implementada con los recursos a disposición de las entidades públicas en la cadena de valor.	3
Tiempo para desarrollo (15%):		
La alternativa para ser implementada requiere cambios normativos profundos que implican reasignación de funciones y responsabilidades dentro del sistema funcional y/o una reingeniería de procesos.	Requiere cambios normativos profundos que implican reasignación de funciones y responsabilidades dentro del sistema funcional y/o una reingeniería de procesos.	1
	La alternativa puede ser implementada en el corto plazo con cambios normativos que podrían ser inmediatamente aplicables y sin introducir modificaciones sustantivas en los mapas de proceso de las entidades públicas involucradas en la cadena de valor.	2

La asignación de los factores de ponderación a cada uno de los criterios se ha establecido sobre la base de las siguientes consideraciones:

- **Repercusión en las causas del problema (40%):** Se asignó un mayor peso en la ponderación del puntaje de este criterio, ya que consideramos que la alternativa de mejora debe ser, antes que nada, pertinente y guardar una relación lógico-causal con las causas del problema identificado en la presente investigación.
- **Apoyo de alta dirección y ente rector del sistema (30%):** Se asignó el segundo mayor peso relativo a la ponderación del puntaje de este criterio, ya que luego de la pertinencia de la alternativa de mejora, creemos que también es determinante que la implementación de la misma cuente con el apoyo del liderazgo de las distintas entidades del sistema funcional para poder superar cualquier muestra de resistencia al cambio.

- **Disponibilidad de recursos (15%):** Se asignó un factor de ponderación de tercer orden de relevancia a este criterio, ya que consideramos que ante dos o más alternativas de mejora igualmente pertinentes y que se beneficien del apoyo del liderazgo de las entidades públicas que integran el sistema funcional, la “disponibilidad de recursos” orienta la elección a aquella opción que suponga una menor variación presupuestaria.
- **Tiempo para desarrollo (15%):** Se asignó un factor de ponderación de tercer orden de relevancia a este criterio, ya que consideramos que, frente a dos o más alternativas de mejora igualmente pertinentes y que se beneficien del apoyo del liderazgo de las entidades públicas que integran el sistema funcional, el tiempo para implementar la alternativa de mejora y, por ende, el tiempo para poder evaluar los resultados de su aplicación debe ser considerado a fin de priorizar el recorrido de menor resistencia.

Para obtener los puntajes de cada alternativa se estableció un sistema de puntuación gradual para evitar calificaciones binarias y, por ende, el marcado contraste que resulta de ello. Asimismo, como se explicó líneas arriba, se aplicó un factor de ponderación al puntaje obtenido en cada criterio (vía la multiplicación del puntaje por el respectivo porcentaje) y los resultados fueron sumados para llegar un puntaje global de cada alternativa de mejora propuesta

El mencionado procedimiento para determinar el puntaje de cada alternativa, puede expresarse de la siguiente forma:

$$\text{Puntaje} = (C1 \times 0.4) + (C2 \times 0.3) + (C3 \times 0.15) + (C4 \times 0.15)$$

Donde:

C1: Puntaje de Criterio 1

C2: Puntaje de Criterio 2

C3: Puntaje de Criterio 3

C4: Puntaje de Criterio 1
