

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA



TESIS:

**“MODELO MULTITAPA PARA PLANIFICAR LA EXPANSIÓN
ÓPTIMA DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN ELÉCTRICA A
LARGO PLAZO EN EL PERÚ DEL 2017 AL 2040”**

**PARA OBTENER EL GRADO ACADÉMICO DE MAESTRO EN
CIENCIAS CON MENCIÓN EN ENERGÉTICA**

ELABORADO POR:

DHEYBI GROVER CERVAN PRADO

ASESOR:

MSc. Ing. FREDY SARAVIA POICON

LIMA – PERÚ

2018

DEDICATORIA

A mis padres, porque me brindan apoyo, consejos y recursos para poder estudiar.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a Dr. Jaime Luyo Kuong, Dr. Alberto Coronado Matutti y el Ing. MSc. Fredy Saravia Poicon. Docentes que me impartieron conocimientos y asesoría para culminar mi trabajo de investigación.

Un especial agradecimiento al “Programa de Maestrías en Universidades Peruanas”, promovido por el Ministerio de Educación (MINEDU), el Concejo Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación Tecnológica (CONCYTEC) y el Fondo Nacional de Desarrollo Científico, Tecnológico y de Innovación Tecnológica (FONDECYT), instituciones que hicieron posible mi participación como becario en la presente Maestría.

ÍNDICE DE CONTENIDO

DEDICATORIA	I
AGRADECIMIENTOS	II
LISTA DE FIGURAS	VI
LISTA DE TABLAS	VII
RESUMEN	VIII
INTRODUCCIÓN	1
CAPITULO 1 ASPECTOS GENERALES DE LA TESIS.....	2
1.1 ANTECEDENTES BIBLIOGRÁFICOS.....	2
1.1.1 <i>Revisión de Artículos Indexados</i>	2
1.1.2 <i>Revisión de Tesis</i>	13
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	15
1.2.1 <i>Realidad Problemática</i>	15
1.2.2 <i>Planteamiento del Problema</i>	18
1.3 JUSTIFICACIÓN.....	19
1.4 OBJETIVOS, HIPÓTESIS, VARIABLES E INDICADORES.....	20
1.4.1 <i>Objetivos</i>	20
1.4.2 <i>Hipótesis</i>	20
1.4.3 <i>Variables e Indicadores</i>	21
1.5 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN.....	21
1.5.1 <i>Unidades de Análisis</i>	21
1.5.2 <i>Tipo y Nivel de Investigación</i>	22
1.5.3 <i>Periodo de Análisis</i>	22
1.5.4 <i>Fuentes de Información e Instrumentos utilizados</i>	22
1.5.5 <i>Técnicas de recolección y procesamiento de datos</i>	22
CAPITULO 2 MARCO TEÓRICO	24
2.1 DEMANDA DE ELECTRICIDAD.....	24
2.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA	26
2.3 COSTOS FIJOS Y OPERATIVOS.....	28
2.4 PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN ELÉCTRICA.....	28
2.4.1 <i>Horizonte de tiempo de planificación</i>	29

2.4.2	<i>Modelamiento de las condiciones de operación</i>	30
2.4.3	<i>Modelamiento de la red de transmisión</i>	31
2.4.4	<i>Caracterización de la incertidumbre</i>	31
2.4.5	<i>Equilibrio de Mercado</i>	32
CAPITULO 3	DISEÑO DEL MODELO	34
3.1	CARACTERÍSTICAS DEL MODELO	34
3.1.1	<i>Condiciones operativas</i>	34
3.1.2	<i>Demanda</i>	35
3.1.3	<i>Generación</i>	36
3.1.4	<i>Transmisión</i>	37
3.2	FORMULACIÓN MATEMÁTICA	38
3.2.1	<i>Nomenclatura</i>	38
3.2.2	<i>Modelo determinístico</i>	40
3.2.3	<i>Modelo descompuesto</i>	42
3.3	PROGRAMACIÓN DEL MODELO	47
3.3.1	<i>Entorno de modelamiento</i>	47
3.3.2	<i>Esquema funcional del modelo</i>	49
3.4	VALIDACIÓN DEL MODELO	50
3.4.1	<i>Red Garver de 6 barras</i>	50
3.4.2	<i>Red IEEE 24 RTS</i>	53
CAPITULO 4	CASO DE ESTUDIO: SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL	55
4.1	SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL	56
4.1.1	<i>Demanda de electricidad</i>	56
4.1.2	<i>Parque de generación</i>	57
4.1.3	<i>Red de transmisión</i>	62
4.2	PLANTEAMIENTO DE PREMISAS Y ESCENARIOS	63
4.2.1	<i>Proyección de la demanda</i>	63
4.2.2	<i>Premisas de generación</i>	64
4.2.3	<i>Premisas de Transmisión</i>	67
4.2.4	<i>Casos y Escenarios de Análisis</i>	68
4.3	RESULTADOS DE LOS ESCENARIO BASE	69
4.3.1	<i>Caso con Gaseoducto sur peruano</i>	69
4.3.2	<i>Caso Sin Gaseoducto sur peruano</i>	71
4.4	SELECCIÓN DE PROYECTOS EN BASE A MÚLTIPLES ESCENARIOS	72

4.4.1	<i>Caso Con Gaseoducto sur peruano</i>	72
4.4.2	<i>Caso Sin Gaseoducto sur peruano</i>	74
4.5	INFLUENCIA DE RESTRICCIONES OPERATIVAS EN LA EXPANSIÓN.....	75
4.5.1	<i>Impacto del margen de reserva operativa</i>	75
4.5.2	<i>Impacto de la Demanda</i>	76
4.6	INFLUENCIA DE COSTOS FIJOS Y OPERATIVOS EN LA EXPANSIÓN.....	77
4.6.1	<i>Impacto de los costos fijos</i>	77
4.6.2	<i>Impacto de los costos operativos</i>	78
CAPITULO 5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	79
5.1	CONCLUSIONES.....	79
5.2	RECOMENDACIONES	83
REFERENCIAS	85
ANEXO A – BASE DE DATOS DEL SEIN	92

LISTA DE FIGURAS

<i>Figura 1.1: Esquema de Investigaciones realizadas en el problema de expansión de generación.....</i>	<i>3</i>
<i>Figura 1.2: Inversiones en el Sector Eléctrico Peruano entre 1995 - 2015.....</i>	<i>15</i>
<i>Figura 1.3: Balance de Potencia en el periodo 1995 - 2015.....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 2.1: Diagramas de carga y duración.....</i>	<i>25</i>
<i>Figura 2.2: Variables para la proyección de la demanda.....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 2.3: Enfoques de modelo estático y dinámico en el horizonte de planeamiento.....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 2.4: Planeamiento de expansión de generación considerando equilibrio de mercado.....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 3.1: Representación de la demanda en función de bloques horarios.....</i>	<i>35</i>
<i>Figura 3.2: Representación de los factores de disponibilidad en unidades de generación.....</i>	<i>37</i>
<i>Figura 3.3: Algoritmo de descomposición.....</i>	<i>42</i>
<i>Figura 3.4: Comparativa de rendimiento de solvers en problemas de gran escala.....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 3.5: Esquema funcional del modelo.....</i>	<i>49</i>
<i>Figura 3.6: Red IEEE 6 barras: diagrama unifilar.....</i>	<i>50</i>
<i>Figura 3.7: Resultados de la validación del modelo en la Red IEEE6.....</i>	<i>52</i>
<i>Figura 4.1: SEIN – Costos unitarios de inversión entre el 2011 a 2016 por tecnología.....</i>	<i>60</i>
<i>Figura 4.2: Precios ofertados en la cuarta subasta renovable por tecnología.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 4.3: Proyección de la demanda 2017-2040.....</i>	<i>64</i>
<i>Figura 4.4: Precios de gas natural asumidos.....</i>	<i>66</i>
<i>Figura 4.5: Proyección de Costos de inversión en energía renovable.....</i>	<i>67</i>
<i>Figura 4.6: Nueva capacidad de potencia requerida en el escenario base del caso con gaseoducto sur peruano.....</i>	<i>69</i>
<i>Figura 4.7: Energía producida en el escenario base del caso con gaseoducto sur peruano.....</i>	<i>70</i>
<i>Figura 4.8: Nueva capacidad de potencia requerida en el escenario base del caso sin gaseoducto sur peruano.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 4.9: Energía producida en el escenario Base del caso sin gaseoducto sur peruano.....</i>	<i>72</i>
<i>Figura 4.10: Distribución de nueva capacidad de generación requerida por área y tecnología con gaseoducto sur peruano.....</i>	<i>73</i>
<i>Figura 4.11: Distribución de nueva capacidad de generación requerida por área y tecnología sin gaseoducto sur peruano.....</i>	<i>74</i>
<i>Figura 4.12: Impacto del margen de reserva operativa en la expansión.....</i>	<i>75</i>
<i>Figura 4.13: Impacto de la demanda en la expansión.....</i>	<i>76</i>
<i>Figura 4.14: Impacto de los costos fijos en la expansión.....</i>	<i>77</i>
<i>Figura 4.15: Impacto de los costos operativos en la expansión.....</i>	<i>78</i>

LISTA DE TABLAS

<i>Tabla 1.1 : Características consideradas en los artículos científicos</i>	10
<i>Tabla 1.2 : Resumen de artículos científicos revisados</i>	11
<i>Tabla 3.1: Índices considerados en el modelo</i>	38
<i>Tabla 3.2: Parámetros considerados en el modelo</i>	39
<i>Tabla 3.3: Variables consideradas en el modelo</i>	39
<i>Tabla 3.4: Compatibilidad entre lenguajes de modelamiento algebraico y software de optimización</i>	47
<i>Tabla 3.5: red IEEE 6 barras: factores de carga</i>	51
<i>Tabla 3.6: Red IEEE 6 barras: datos de generación</i>	51
<i>Tabla 3.7: Red IEEE 6 barras: datos de transmisión</i>	51
<i>Tabla 4.1: Demanda del SEIN y sus factores de carga</i>	57
<i>Tabla 4.2: SEIN - Potencia instalada de las unidades de generación por tecnología</i>	57
<i>Tabla 4.3: SEIN - Precio de combustibles líquidos</i>	58
<i>Tabla 4.4: SEIN – Precio de gas natural</i>	58
<i>Tabla 4.5: SEIN – Potencia instalada de los proyectos comprometidos en el 2017-2019</i>	59
<i>Tabla 4.6: SEIN – Inversiones realizadas entre el 2014 y 2016</i>	60
<i>Tabla 4.7: SEIN – Longitud de las líneas de transmisión al año 2016</i>	62
<i>Tabla 4.8: SEIN – Resumen de proyectos de generación candidatos para decisión</i>	65
<i>Tabla 4.9: Costos unitarios de inversión en transmisión</i>	68

RESUMEN

Actualmente en nuestro país, no se realiza un estudio indicativo de la expansión coordinada de la generación y transmisión eléctrica. Consecuentemente, en los últimos 20 años se produjeron una diversidad de problemas relacionados a la seguridad de suministro. La elaboración de un plan referencial de expansión coordinado de la generación y transmisión eléctrica a largo plazo contribuirá a prever y mitigar estos problemas. Este plan debe actualizarse periódicamente, considerando una política energética nacional que promueva el aprovechamiento óptimo de los recursos energéticos hacia la sostenibilidad energética del país.

La tesis se centra en desarrollar un modelo multietapa para planificar la expansión óptima de la generación y transmisión eléctrica a largo plazo en el Perú. La metodología para el desarrollo del modelo es en base a técnicas de programación lineal entera mixta, y ha sido validado con modelos similares publicados en artículos científicos recientes. Este modelo es una herramienta útil para el análisis y toma de decisiones para la planificación y diseño de políticas en el sector de electricidad.

Se aplica el modelo para analizar la expansión de la generación y transmisión eléctrica en el Perú para el periodo 2017 a 2040. Para ello se modela la demanda, unidades de generación y transmisión pertenecientes al Sistema eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

INTRODUCCIÓN

La presente tesis se centra en desarrollar un modelo multietapa para planificar la expansión óptima de la generación y transmisión eléctrica a largo plazo en el Perú. El modelo ha sido validado con modelos similares publicados en artículos científicos recientes. Para demostrar la utilidad del modelo se aplica el modelo al sistema eléctrico peruano. Siendo la estructura de la tesis la siguiente:

El capítulo 1 se denomina “Aspectos generales de la tesis”, donde se explican los antecedentes, la justificación, objetivos, los alcances y las limitaciones en el diseño del modelo.

El capítulo 2 se denomina “Marco Teórico”, donde se resume los conocimientos involucrados a sistemas eléctricos de potencia. También, se explican conceptos de planificación de generación y transmisión eléctrica.

El capítulo 3 se denomina “Diseño del Modelo”, es la parte central de esta tesis donde se describe el desarrollo del modelo, así como los métodos empleados para su elaboración.

El capítulo 4 se denomina “Caso de estudio: Sistema eléctrico interconectado nacional”, donde se aplica el modelo desarrollado al sistema eléctrico peruano. En base a la información técnica oficial y premisas planteadas se proyecta diferentes escenarios de expansión.

Finalmente se explican las conclusiones y recomendaciones encontradas en la investigación.

CAPITULO 1 ASPECTOS GENERALES DE LA TESIS

1.1 ANTECEDENTES BIBLIOGRÁFICOS

1.1.1 REVISIÓN DE ARTÍCULOS INDEXADOS

El proceso de planeamiento de un sistema eléctrico es ampliamente estudiado debido al rol que juega la electricidad en la economía de un país. Así pues, este proceso se lleva a cabo en los sectores de generación, transmisión y distribución. En particular la planificación de la generación y transmisión eléctrica es importante para contar con un suministro de energía de manera asequible, fiable y en el momento oportuno. Es por ello que es un tema ampliamente estudiado y aplicado en el desarrollo un sistema eléctrico.

Hemmati, Hooshmand, and Khodabakhshian, (2013)a, realizaron un análisis de 24 artículos científicos de investigaciones en planeamiento de generación eléctrica. Las investigaciones que analizaron fueron desarrolladas entre los años 2007 y 2011. En particular, compararon los puntos de vista, métodos, limitaciones y objetivos de estas investigaciones. En la Figura 1 se muestra los resultados de este análisis realizado, se puede apreciar que la confiabilidad es el criterio más empleado.

En cuanto a su opinión, afirmaron que la planificación de expansión de la generación y transmisión eléctrica, está relacionada con la inversión en la producción de energía eléctrica. Es decir, la planificación de las inversiones debe considerar diferentes aspectos, tales como el tamaño, el tiempo, la tecnología, beneficio económico, los riesgos y las incertidumbres asociadas a la demanda. Estas consideraciones son para garantizar el beneficio económico en este sector y la satisfacción de los consumidores. En efecto, la planificación de la generación y transmisión eléctrica siempre ha atraído una gran atención para inversionistas y consumidores.

Figura 1.1: Esquema de Investigaciones realizadas en el problema de expansión de generación

Ref. No	Solving method		Electricity market	Uncertainty	Reliability/Security	Emission	Demand-side management
	Mathematical	Heuristic					
[53]	✓	-	-	-	✓	✓	-
[56]	✓	-	-	-	-	-	-
[57]	✓	-	-	✓	-	-	-
[58]	✓	-	-	-	-	✓	-
[59]	✓	-	✓	-	-	-	-
[60]	✓	-	-	-	✓	✓	-
[61]	✓	-	-	-	✓	✓	-
[62]	✓	-	-	✓	✓	✓	-
[63]	✓	-	-	-	✓	✓	✓
[64]	✓	-	-	-	✓	✓	-
[65]	✓	-	-	-	✓	✓	-
[66]	-	✓	-	-	✓	-	-
[67]	-	✓	-	-	✓	-	-
[68]	-	✓	-	✓	✓	-	-
[69]	-	✓	✓	-	✓	-	-
[70]	-	✓	-	-	✓	-	-
[71]	-	✓	-	-	✓	-	-
[72]	-	✓	✓	-	✓	✓	-
[73]	-	✓	-	-	✓	✓	-
[74]	-	✓	-	-	✓	-	-
[75]	-	✓	✓	-	✓	-	-
[76]	-	✓	-	-	✓	✓	-
[84]	-	✓	✓	✓	✓	-	-
[85]	-	✓	✓	✓	✓	-	-

Fuente: Hemmati et al., (2013)a

Finalmente, los autores desarrollaron nueve conclusiones, de las cuales podemos destacar las tres siguientes:

- Las incertidumbres asociadas con las tecnologías eólicas y solares no han sido debidamente investigadas.
- La incertidumbre de las centrales hidroeléctricas, tales como las limitaciones de agua conduce a un problema de programación no lineal. Sugirieron que este problema debería ser considerado para futuras investigaciones.

- La expansión de la generación mayormente es investigada con modelos uninodales. Siendo estas irreales porque no diferencian el efecto de la ubicación de las unidades de generación. Por lo cual se debería planificar la expansión de la generación de manera conjunta con la transmisión.

Pozo, Sauma, and Contreras, (2013), desarrollaron un modelo estático de tres niveles con programación lineal entera mixta para la planificación de expansión de generación y transmisión. Este modelo de equilibrio fue conformado por los siguientes tres niveles:

- El tercer nivel, representa el equilibrio en el mercado spot de electricidad.
- El segundo nivel, representa el equilibrio de Nash para la expansión de capacidad en generación eléctrica teniendo en cuenta los resultados del mercado spot.
- El primer nivel, representa la anticipación de la transmisión en el planeamiento de la inversión en proyectos de generación y el equilibrio del mercado spot.

Dentro del modelo de expansión, cada unidad de generación decide su plan de inversión con el fin de aumentar sus ingresos. El modelo fue formulado como un problema de programación lineal entera mixta. Finalmente, el modelo desarrollado lo aplicaron en el sistema eléctrico de potencia de Chile.

Feng and Ryan, (2013), mencionaron que un aspecto desafiante en la aplicación de la programación estocástica dentro de un escenario dinámico es la construcción de un conjunto de escenarios discretos. Estos escenarios representan procesos estocásticos multivariados para parámetros de incertidumbre. Esta construcción de escenarios, con frecuencia se realizan mediante la generación de un árbol de escenarios usando procedimientos estadísticos. Plantearon que es necesario algún método de reducción de escenarios para mitigar la complejidad computacional.

Es por ello, que propusieron un nuevo método de reducción de escenarios heurísticos denominado selección directa en los clústeres de espera y verificación. En el planeamiento de expansión de la generación eléctrica, analizan un escenario dinámico empleando técnicas heurísticas. Para ello genera dos diferentes conjuntos de

escenarios en base a la demanda y precios de combustible. Por un lado, el primer conjunto es controlado incrementando el tamaño de los periodos de tiempo en la estructura del árbol. Por otro lado, el segundo conjunto es limitado por una estructura de arreglo con periodos de igual longitud.

Finalmente, aplicaron el método propuesto para un estudio de planificación de expansión de generación de veinte años. Los resultados numéricos obtenidos, indican ahorros computacionales sustanciales para lograr soluciones similares a las obtenidas por métodos tradicionales.

Aghaei, Amjady, Baharvandi, and Akbari, (2014), desarrollaron un modelo probabilístico para el planeamiento de expansión de la generación y transmisión considerando el criterio de confiabilidad. Consideraron los costos de inversión y operación, así como el costo de energía no suministrada para determinar de manera óptima la capacidad, cantidad y ubicación de nuevas unidades de generación y líneas de transmisión. El modelo fue planteado como un problema de programación no lineal entera mixta.

S. Dehghan, Amjady, and Kazemi, (2014), consideraron como criterios generales la confiabilidad, la capacidad de expansión, las opciones tecnológicas de generación y hace un énfasis en el análisis de incertidumbre. Propusieron un nuevo marco de manejo de la incertidumbre para la planificación de expansión de generación óptima (GEP¹). Este marco amalgama las nociones de optimización robusta de una etapa y de dos etapas (RO).

La metodología GEP robusta multianual propuesta, es tratada como un problema de optimización de programación lineal entera mixta. Esta metodología responde a las incertidumbres inherentes de planificación asociadas con la proyección de demanda y los costos estimados de inversión y operación. El plan óptimo de expansión de generación obtenido del enfoque RO propuesto es considera las incertidumbres de planificación.

¹ GEP: Generation Expansion Planning

Finalmente, concluyeron que la metodología propuesta es capaz de controlar la robustez del programa de inversión óptimo con respecto a las incertidumbres de planificación. Los resultados de la simulación demostraron la eficacia y eficiencia del marco de RO propuesto a lo largo de los estudios de planificación de generación. Sin embargo, no consideraron la planificación de la transmisión.

Jin and Ryan, (2014), desarrollaron un modelo de tres niveles para la planificación de la expansión de la transmisión centralizada y la generación descentralizada en un mercado eléctrico. En el primer nivel consideraron la expansión de la transmisión, en el segundo nivel la decisión de cada compañía eléctrica para la expansión de la generación y en el tercer nivel consideraron el equilibrio del mercado eléctrico.

Explicaron que la teoría de juegos aplicada a los modelos de equilibrio es resuelta a través de métodos de diagonalización o la reformulación del problema de complementariedad. En base a ello, los autores proponen un algoritmo mixto, es decir, un algoritmo iterativo híbrido que combina la reformulación del problema complementario y el método de diagonalización.

Los autores hicieron las siguientes suposiciones para el desarrollo de su modelo y la formulación del problema matemático:

- Debido a la complejidad computacional, formularon un modelo estático con un bloque horario de operación y sin considerar incertidumbre. Este bloque horario representa una hora típica en un escenario futuro para determinadas condiciones del mercado. Sin embargo, menciona que el modelo puede extenderse para incorporar múltiples periodos de tiempo y el análisis probabilístico de escenarios bajo parámetros de costos de combustible y demanda de energía eléctrica.
- Para la expansión de la transmisión, consideraron la construcción de nuevas líneas de transmisión, pero no consideraron la expansión de la capacidad de líneas existentes.

- Los costos de expansión de la transmisión y generación fueron modelados linealmente. Consideraron la tasa de descuento equivalente a las horas de operación.
- Cada compañía eléctrica estaría conformada por un solo generador y está asociada a una sola subestación. Cada compañía de generación desarrollaría su propia decisión de la expansión de generación en base a la cantidad de venta de electricidad.
- Asumieron que el equilibrio del mercado en el tercer nivel, es simultáneamente determinado por la competición de Cournot entre compañías eléctricas y el despacho del operador del sistema eléctrico.

Finalmente, el modelo propuesto por los autores fue probada en el sistema Garver de 6 barras, IEEE de 30 barras e IEEE de 118 barras.

Gil, Aravena y Cárdenas (2015), aplicaron la programación estocástica entera mixta considerando la incertidumbre hidrológica en el planeamiento de la expansión de la generación para el Sistema Interconectado Central de Chile. Los autores mencionan que los retos computacionales planteados por la expansión de la generación y variables hidrológicas estocásticas son sustanciales. Es por ello que plantearon un modelo de dos etapas:

- La primera etapa, donde se selecciona un subconjunto de escenarios hidrológicos utilizando técnicas de reducción de escenario. Para ello plantearon un modelo multi-periodo donde realiza una simplificación del problema de programación entera mixta.
- La segunda etapa, donde para modelar la red de transmisión emplearon un modelo simplificado de flujo óptimo de potencia.

Finalmente, desarrollan el análisis comparativo de utilizar un subconjunto de escenarios hidrológicos y el uso de una representación completa de la variable estocástica. Concluyeron que el modelo planteado obtuvo entre 1.3% y 1.9% menos en los costes operativos, y demostró ser más robusto para el manejo de diferentes hidrologías a comparación de un enfoque determinista.

Seddighi and Ahmadi-Javid, (2015), enfocaron la planificación desde un seguimiento de las políticas y regulaciones del país en análisis. Utilizando el método de programación estocástica para satisfacer dichos requerimientos. El trabajo de estos autores fue enfocado al análisis de la integración de la planificación de expansión en generación y transmisión dentro de un entorno estocástico. Considerando el impacto socio – ambiental incluyendo emisiones de gas, polución y expectativa social, donde los precios de los combustibles y la demanda están incorporados.

Mavalizadeh and Ahmadi, (2014), presentaron un modelo de coordinación del planeamiento de expansión de generación y transmisión. El modelo propuesto minimiza simultáneamente el costo total, costos de combustible, impacto ambiental en términos de SO₂ y NO_x y el riesgo de precio de combustible mientras maximiza la confiabilidad del sistema. Mencionaron que, debido al comportamiento intermitente de la demanda y los precios de combustible, el problema de planeamiento de expansión debe ser analizado usando enfoques probabilísticos en lugar de deterministas.

Por lo tanto, propusieron un nuevo enfoque para resolver el problema de coordinación del planeamiento de expansión de generación y transmisión multiobjetivo probabilístico. El método de estimación puntual fue usado para tener en cuenta el efecto de la incertidumbre en los precios de combustible y la demanda del sistema. El método “Normal Boundary Intersection (NBI)” fue usado para obtener las soluciones del óptimo de Pareto, además el método de decisiones Fuzzy es empleado para seleccionar la mejor solución de las soluciones del óptimo de Pareto.

Finalmente, el modelo propuesto fue implementado en un sistema Garver 6-bus para evaluar su eficiencia y es comparado con el método clásico de ponderación de pesos. Adicionalmente, el modelo fue implementado en el sistema de pruebas IEEE de 24 barras. Los resultados son comparados con investigaciones que emplean métodos de algoritmos genéticos.

Guerra, Tejada, and Reklaitis, (2016), desarrollaron un marco de optimización para la planificación integrada generación y transmisión en sistemas eléctricos de potencia interconectados. Mencionaron que el planeamiento y diseño de sistemas de potencia, requiere de la selección de tecnologías de generación, junto con la capacidad,

ubicación e ingreso de nuevas unidades para satisfacer la demanda de electricidad en un horizonte de largo plazo.

Este marco de referencia también consideró el uso de energías renovables, tecnologías de captura de carbono, gestión de la demanda y restricciones de emisiones de CO₂. Las conclusiones a las que llegaron los autores son las siguientes:

- Los precios de combustible tienen un impacto directo en la ubicación y tecnología de las unidades de generación.
- Las restricciones de transmisión pueden afectar las decisiones respecto al plan de instalaciones de nuevas centrales eléctricas.
- La expansión de la generación puede determinar la ubicación de inversiones en transmisión.
- La reconfiguración del parque de generación eléctrica es la mejor alternativa costo – eficaz para la mitigación de emisiones CO₂.

Finalmente, recomendaron que futuros trabajos de investigación deben concentrarse en la caracterización y modelamiento de las incertidumbres presentes en los precios de combustible, demanda de electricidad y la disponibilidad de recursos hidroeléctricos.

Jornada and Leon, (2016), desarrollaron un modelo de expansión de generación eléctrica minimizando el costo y el uso de agua. El modelo fue aplicado a la red eléctrica en Texas, USA, en donde buscaron responder a las siguientes interrogantes:

- ¿De qué manera el equilibrio entre los costos, uso de agua y la incertidumbre afecta a la selección de la tecnología, la ubicación de las centrales eléctricas requeridas para satisfacer la demanda de electricidad proyectada?
- ¿Cómo se comparan las soluciones robustas frente a las soluciones eficientes cuando se someten a la implementación de incertidumbre?
- ¿Cuáles son las ubicaciones que deben ser priorizadas para el desarrollo de nuevas centrales eléctricas para minimizar costos y uso de agua? ¿Cuál es el número mínimo de nuevas centrales eléctricas que deben ser construidas con el fin de satisfacer la demanda de electricidad proyectada?

- ¿Cuál es el impacto de la incertidumbre de la demanda en las soluciones robustas de tecnología y ubicación?
- ¿Cuál es el impacto de cambiar el suministro requerido de nuevas centrales eléctricas en los resultados de soluciones eficientes, considerando los costos y uso de agua?

Para responder a las preguntas planteadas, propusieron una metodología de dos etapas para la identificación de pocas soluciones robustas de muchas soluciones eficientes. La primera etapa encuentra soluciones que sean eficientes tomando en cuenta objetivos de minimización de costos y uso de agua. La segunda etapa encuentra un subconjunto de soluciones de la primera etapa que son robustas cuando se someten a incertidumbres. Finalmente, recomendaron añadir el objetivo de maximizar la diversidad tecnológica, con el fin de minimizar el riesgo asociado a las fluctuaciones de costos y disponibilidad de tecnologías no gestionables.

En la Tabla 1.1, se muestra un resumen estadístico de los artículos revisados en base a los criterios considerados. De la literatura revisada, más de un 80% de las investigaciones consideraron la capacidad, tecnología y ubicación como características del modelo. Mientras que más de un 50% consideraron la transmisión, incertidumbre y un horizonte dinámico. Solo un 42% de las investigaciones aplicaron el modelo propuesto a sistemas eléctricos reales. Otras características que fueron consideradas son la confiabilidad, factores de disponibilidad, modelamiento de energías renovables y aspectos ambientales. Todas estas características diferencian a los modelos de planificación propuestos.

Tabla 1.1 : Características consideradas en los artículos científicos

<i>Criterio Considerado</i>	<i>Cantidad</i>	<i>Porcentaje</i>
<i>Capacidad</i>	24	100%
<i>Tecnología</i>	22	92%
<i>Ubicación</i>	20	83%
<i>Transmisión</i>	16	67%
<i>Incertidumbre</i>	12	50%
<i>Multietapa o dinámico</i>	12	50%
<i>Aplicación a un caso real</i>	10	42%
<i>Confiabilidad</i>	7	29%
<i>Factores de disponibilidad</i>	6	25%
<i>Modelo de Energías renovables</i>	5	21%
<i>Aspectos ambientales</i>	3	13%

Fuente: Elaboración propia

En la Tabla 1.2 se muestra un resumen comparativo de 24 artículos científicos revisados y los criterios que diferencian a estos modelos elaborados. En cuanto al horizonte de planificación, se propusieron modelos estáticos y modelos dinámicos. El modelo estático sólo analiza el año final de planeamiento. Mientras que un modelo dinámico o multietapa analiza los proyectos de generación a lo largo de un periodo de análisis. El 60% de artículos emplearon modelos estáticos, mientras que el resto de las investigaciones emplearon modelos dinámicos.

Tabla 1.2 : Resumen de artículos científicos revisados

	Modelo	Horizonte de planificación	Flujo de Potencia	Modelo RER	Factor Disponibilidad	Aplicación de un caso Real
Hemmati, Hooshmand, and Khodabakhshian, (2013)b	GEP	Estático	No	si	no	no
Jenabi, Fatemi Ghomi, and Smeers, (2013)	G&TEP	Estático	DC	no	no	no
Kazempour, Conejo, and Ruiz, (2013)	GEP	Estático	DC	no	no	no
Pozo et al., (2013)	G&TEP	Estático	DC	no	no	si
Feng and Ryan, (2013)	GEP	Dinámico	No	no	no	no
S. Dehghan et al., (2014)	GEP	Dinámico	DC	no	no	no
Aghaei et al., (2014)	G&TEP	Estático	DC	no	no	no
R. L. Y. Chen, Cohn, Fan, and Pinar, (2014)	G&TEP	Estático	DC	no	no	no
B. Chen, Wang, Wang, He, and Wang, (2014)	G&TEP	Dinámico	DC	no	no	no
Mavalizadeh and Ahmadi, (2014)	G&TEP	Estático	DC	no	no	no
Jin and Ryan, (2014)	G&TEP	Estático	DC	no	no	no

Seddighi and Ahmadi-Javid, (2015)	G&TEP	Dinámico	DC	no	si	si
Barati et al., (2015)	G&TEP	Dinámico	DC	no	no	si
Gil, Aravena, and Cardenas, (2015)	GEP	Dinámico	DC	no	no	si
Alizadeh and Jadid, (2015)	G&TEP	Dinámico	DC	no	no	no
Shahab Dehghan, Amjady, and Conejo, (2016)	G&TEP	Estático	DC	si	si	si
Guo, Ma, Liu, Jones, and Li, (2016)	G&TEP	Estático	Transporte	no	no	si
Flores-Quiroz, Palma-Behnke, Zakeri, and Moreno, (2016)	GEP	Dinámico	No	si	si	si
Guerra et al., (2016)	G&TEP	Dinámico	DC	no	si	si
Jornada and Leon, (2016)	GEP	Estático	No	no	si	si
Motie, Keynia, Ranjbar, and Maleki, (2016)	GEP	Dinámico	No	si	si	no
Zhang, Hu, Springer, Li, and Shen, (2016)	G&TEP	Dinámico	DC	no	no	no
García-Bertrand and Mínguez, (2017)	TEP	Dinámico	DC	no	no	no

Fuente: Elaboración propia

En cuanto al modelamiento de los flujos de potencia en la red de transmisión, se propusieron modelos de corriente alterna (AC) y los de corriente directa (DC). El modelamiento AC se basa en el análisis de flujo de potencia de potencia activa y reactiva permitiendo un modelamiento más detallado. En tanto que el modelamiento DC solo analiza potencia activa, lo cual permite reducir la complejidad computacional. Es debido a la complejidad computacional que el 75% de modelos emplean el modelamiento DC, mientras que el restante 25% no llegan a modelar los flujos de potencia de una red de transmisión.

En cuanto al tratamiento de la incertidumbre, se propusieron métodos determinísticos, estocásticos y robustos. Sin embargo, el 54% de artículos revisados no consideraron la incertidumbre como parte de su análisis, un 21% emplearon métodos

robustos, 17% métodos estocásticos y el restante 8% una combinación de métodos robustos y estocásticos.

Finalmente se puede apreciar que existe una gran variedad de modelos de planificación de expansión de sistemas eléctricos de potencia. El 58% de estos modelos solo son propuestos y resueltos en redes eléctricas de 6 y 24 barras, con centrales de generación térmica. Sin embargo, son pocas las investigaciones que aplicaron el modelo a un caso real, donde actualmente es necesario modelar tecnologías renovables y para el Perú las centrales hidroeléctricas.

1.1.2 REVISIÓN DE TESIS

García, (2008), realizó una revisión teórica de las diferentes opciones para garantizar la confiabilidad del suministro de electricidad y un análisis de las experiencias internacionales relevantes. En base a ello el autor efectuó un diagnóstico del caso peruano teniendo en cuenta sus particularidades, tanto al nivel de diseño de mercado como la estructura del parque generador.

En primer lugar, la tesis muestra que el mecanismo administrativo de cálculo y reparto de capacidad genera distorsiones, tales como i) una redistribución de ingresos no acorde con su aporte a la confiabilidad de las centrales y ii) la falta de incentivos en los generadores para comprometerse efectivamente con la garantía de suministro.

En segundo lugar, el autor propuso reemplazar este sistema introduciendo un mercado de capacidad basado en el requerimiento obligatorio de contratos de cobertura, o compra de opciones de capacidad por parte de los generadores, cuyas primas se constituirán en el pago por tener capacidad disponible. Este sistema propuesto según el autor, permitirá un compromiso real de los generadores con la confiabilidad del suministro, reflejará mejor la escasez relativa de capacidad, y permitirá una mejora en el manejo de riesgos de contratación incentivando la firma de contratos de largo plazo.

Por último, la tesis analizó los aspectos que deben tenerse en cuenta para implementar este nuevo mecanismo basado en la capacidad disponible. Incluyendo las

etapas de implementación y parámetros por establecer que deben ser definidos por las entidades encargadas de su administración.

Alayo, (2015), explicó que la falta de inversión en capacidad de generación es un problema recurrente en el mercado eléctrico peruano. En este contexto, existen dos hechos estilizados:

- El primero consiste en que, a pesar del crecimiento de la demanda, no existen los suficientes incentivos para que los inversionistas decidan construir nueva capacidad de generación.
- El segundo consiste en que la composición de tecnologías para atender la demanda no alcanzaría un equilibrio parcial, que sería la asignación eficiente de los recursos de la economía considerando el mercado de electricidad.

Estos dos hechos estilizados indican la existencia de distorsiones en el mercado y justifica un análisis elaborado de la situación peruana. El autor, planteó modelos matemáticos para analizar el problema de inversión en capacidad de generación del mercado eléctrico peruano.

A partir de los modelos que propuso, explica los determinantes de las distorsiones en el mercado. La propuesta de la tesis se basa en el planteamiento de modelos dinámicos de lazo abierto en el contexto de modelos de equilibrio parcial y de modelos de juego secuencial; dichos modelos simulan la dinámica de la inversión en capacidad en el mercado peruano. Finalmente, recomienda analizar la remuneración de las unidades de generación y su relación con la composición del parque óptimo, para poder formular un mecanismo que garantice la convergencia a una composición óptima.

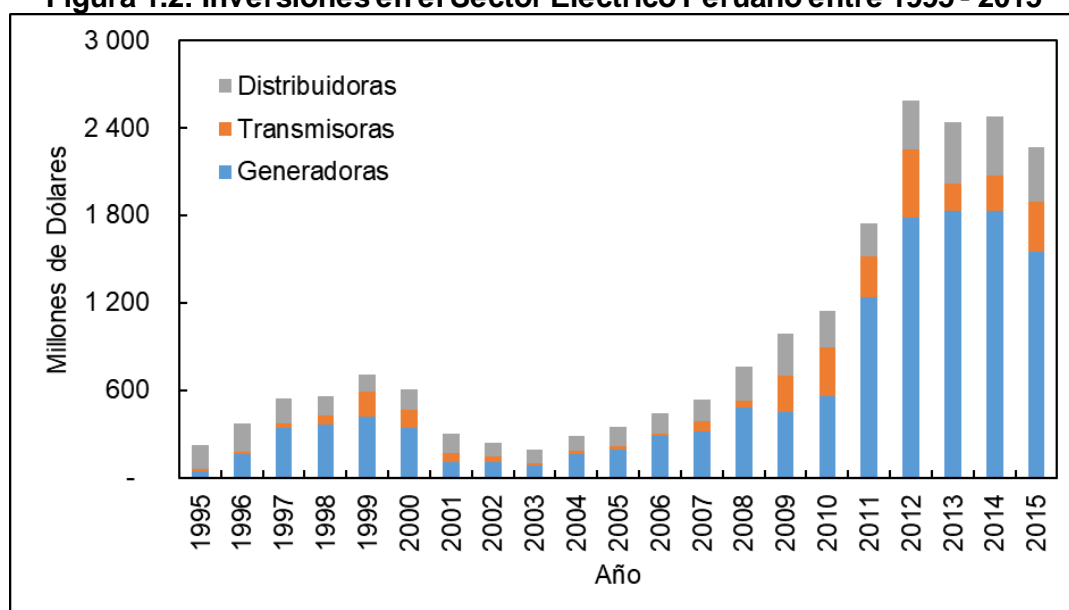
1.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.2.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

La electricidad juega un rol importante y determinante en el desarrollo económico y social de un país. La planificación es el inicio de la cadena de valor en el mercado eléctrico. Guerra et al., (2016) afirmaron que la planificación y el diseño de un sistema eléctrico de potencia es un tema cada vez más importante, con el fin de contar con un suministro de manera asequible, fiable y en el momento oportuno. La planificación de un sistema eléctrico de potencia se lleva a cabo en los sectores de generación, transmisión y distribución.

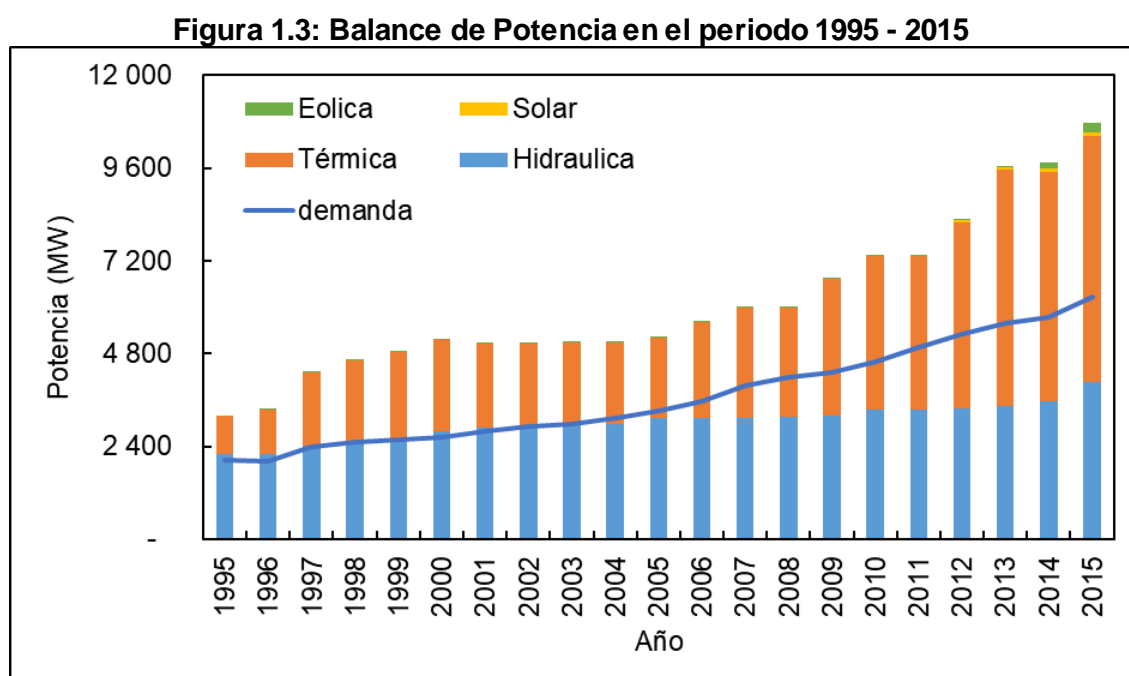
En nuestro país, la generación y transmisión eléctrica juega un rol importante en la evolución de las inversiones en electricidad. En la Figura 1.2 se puede observar que las inversiones en el sector eléctrico son alrededor de 2500 millones de dólares. De las cuales, los proyectos de generación eléctrica representan el 71% de las inversiones en los últimos 5 años. Actualmente se realiza una planificación de la transmisión, sin embargo, en nuestro país es recurrente una diversidad de problemas en la expansión de la generación eléctrica por falta de una planificación coordinada de largo plazo.

Figura 1.2: Inversiones en el Sector Eléctrico Peruano entre 1995 - 2015



Fuente: Elaboración propia en base a Dirección General de Electricidad - MEM, (2015)

Es importante destacar, la alta variabilidad del margen de reserva en los últimos 20 años. El reporte de la Dirección General de Electricidad - MEM, (2015), en su documento “Evolución de Indicadores del Sector Eléctrico 1995 - 2015”, presenta variables técnicas, económicas y comerciales del sector electricidad. Tal como se ve en la Figura 1.3, se observan períodos en los cuales se tuvo el riesgo de producirse racionamiento de energía (2003 a 2006 y 2011 a 2013). De igual forma, se observan períodos en los que existe sobre oferta de generación eléctrica (1998 a 2001 y 2014 a 2015). Al respecto, García, (2008) afirma que este problema se debe a que faltan incentivos en las compañías de generación para comprometerse efectivamente con la garantía de suministro.



Fuente: Elaboración propia en base a Dirección General de Electricidad - MEM, (2015)

Según la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERGMIN, (2014), en nuestro país antes de 1992, el Estado tenía la responsabilidad de la planificación de la generación y transmisión. En la Ley 25844 (1992), se establece el marco normativo para fomentar competencia en el mercado eléctrico peruano. Delegando el desarrollo de la industria eléctrica al sector privado, lo cual limita la intervención del Estado a un rol regulador y empresarial subsidiario. A partir de esta ley la capacidad de generación ya no es planificada de manera centralizada. Por el contrario, los inversionistas deciden la

construcción de nuevas centrales según los posibles beneficios futuros que le pueda generar entrar en el negocio.

En el 2005, Cayo, Aguinaga, Dammert, and Ormeño, (2005) analizan la crisis del año 2004, en la que existió la falta de iniciativa privada en la expansión de la generación eléctrica. Esta falta de iniciativa puso en evidencia un conjunto de problemas relacionados con la seguridad del abastecimiento de energía eléctrica para los siguientes años. Debido a esta crisis, en el año 2006 se crea la Ley 28832 (2006). Esta ley permite al Estado intervenir en caso de falta de inversión por iniciativa privada. Sin embargo, entre los años 2011 y 2015, nuevamente existió la falta de iniciativa privada de proyectos de generación para los siguientes años.

Debido a esta falta de iniciativa privada, el Estado ha venido interviniendo a través de subastas de energía. Debido a esta falta de planificación, en esta última intervención el Estado ha licitado 3290 MW para abastecer la demanda de los próximos años. Por un lado, ha solucionado el riesgo por déficit de generación en el corto plazo, pero no en el largo plazo. Por otro lado, se trasladó el riesgo de la inversión de la generación eléctrica a la propia demanda. Consecuentemente, esto generó distorsiones en el mercado eléctrico peruano.

De acuerdo a los hechos sucedidos en los últimos 20 años, se evidencia la falta de una política de planeamiento de largo plazo en la expansión conjunta de la generación y transmisión eléctrica, lo cual ha conllevado a los siguientes aspectos:

- Heterogeneidad en el mercado eléctrico a nivel regional, consolidando a la región centro en infraestructura y producción eléctrica.
- Un desarrollo asimétrico de la transmisión donde en los extremos norte y sur no tienen el mismo nivel de confiabilidad que la zona centro.
- Alta variabilidad del margen de reserva en el tiempo, teniendo periodos en los cuales se tuvo el riesgo de producirse racionamiento de energía, así como periodos en los cuales se cuenta con sobreoferta de generación eléctrica.
- Periodos con falta de inversiones en capacidad de generación que permitan abastecer adecuadamente el crecimiento de la demanda eléctrica

- Intervención del Estado en el incentivo de proyectos de generación eléctrica, solucionando problemas del corto plazo, pero no en el largo plazo.
- Actualmente, la oferta de generación excede en más del 50% a la demanda, originando una presión en la subida de precios a los usuarios de electricidad. Al mismo tiempo que existe una presión a la baja de costos marginales en el mercado spot.

Finalmente, en nuestro país existe una política de diversificación y desarrollo sostenible de largo plazo en lo que corresponde a recursos energéticos, sin embargo esta no se refleja en la realidad. Al respecto, la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERGMIN, (2014) menciona que el plan de expansión de generación debe ser un estudio periódico, que tenga por objetivo identificar la probable expansión de la generación. Este estudio periodo de la expansión de generación debe ser complementaria al actual plan de transmisión. Dichos resultados deben ser considerados como señales referenciales de carácter técnico y económico, que sirva de base para la toma de decisiones en entidades públicas y privadas.

1.2.2 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Al ser la electricidad un pilar de desarrollo de la economía de nuestro país se hace pertinente la siguiente interrogante:

¿Cómo planificar la expansión óptima de la generación y transmisión eléctrica a largo plazo mediante un modelo multietapa en el Perú del 2017 al 2040?

Así también, los problemas específicos se formulan con las siguientes interrogantes:

- ¿De qué manera los *costos fijos y variables de diferentes tecnologías* influyen en la *expansión de la generación y transmisión* satisfaciendo la demanda de electricidad proyectada en el Perú del 2017 a 2040?
- ¿De qué manera las *restricciones físicas de operación* influyen en la *expansión de la generación y transmisión* satisfaciendo la demanda de electricidad proyectada en el Perú del 2017 a 2040?

- ¿Cómo seleccionar *proyectos de generación y transmisión* que deben ser priorizadas en base al análisis de diferentes escenarios de demanda, costos de inversión y precios combustible en el Perú del 2017 a 2040?

1.3 JUSTIFICACIÓN

A nivel internacional se propusieron y existen una variedad de modelos que resuelven el problema de expansión de la generación y transmisión eléctrica. Sin embargo, plantean soluciones específicas de acuerdo a los criterios de política nacional del país donde fueron desarrollados. Por lo tanto, en la presente investigación se plantea desarrollar un modelo de expansión de generación y transmisión eléctrica que permita analizar y comparar políticas energéticas que podría acoger el país. El desarrollo de un modelo de planificación para la generación y transmisión eléctrica a largo plazo permitirá:

- Determinar un plan referencial que aproveche eficientemente los recursos energéticos para generación eléctrica.
- Encontrar el equilibrio entre maximizar el bienestar social y asegurar la rentabilidad del sector privado.
- Contribuir en la línea de investigación de la regulación del mercado eléctrico y la optimización de la matriz energética.
- Contribuir como herramienta de análisis y decisión para plantear políticas energéticas en el sector de generación y transmisión eléctrica del Perú.

1.4 OBJETIVOS, HIPÓTESIS, VARIABLES E INDICADORES

1.4.1 OBJETIVOS

El objetivo general es:

Desarrollar un modelo de planificación de la expansión óptima de la generación y transmisión eléctrica a largo plazo mediante modelo multietapa en el Perú del 2017 al 2040.

Así mismo, los objetivos específicos a desarrollar son los siguientes:

- Modelar expansión de generación y transmisión considerando los costos fijos y variables de diferentes tecnologías en el Perú del 2017 a 2040.
- Modelar expansión de generación y transmisión considerando las restricciones físicas de operación en el Perú del 2017 a 2040.
- Seleccionar proyectos de generación y transmisión que deben ser priorizadas considerando diferentes escenarios de demanda, costos de inversión y precios combustible en el Perú del 2017 a 2040.

1.4.2 HIPÓTESIS

La hipótesis general es:

A través de un modelo multietapa se podrá planificar la expansión óptima de la generación y transmisión eléctrica a largo plazo en el Perú del 2017 al 2040.

Así también, para el modelamiento y simulación de la expansión de generación y transmisión en el Perú del 2017 a 2040, será determinante las siguientes variables específicas:

- Costos fijos y variables de diferentes tecnologías
- Restricciones físicas de operación

- Los diferentes escenarios de análisis, formulados a partir de la demanda, costos de inversión y precios combustible para seleccionar proyectos de generación y transmisión que deben ser priorizadas.

1.4.3 VARIABLES E INDICADORES

Variable Independiente: Modelo multietapa

Indicadores:

- Costos fijos y variables
- Restricciones físicas de operación
- Escenarios de demanda, costos de inversión y precios de combustible

Variable Dependiente: Expansión de la generación y transmisión eléctrica

Indicadores:

- Expansión de la generación y transmisión eléctrica
- Expansión de la generación y transmisión eléctrica
- Selección de proyectos de generación y transmisión

1.5 METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

1.5.1 UNIDADES DE ANÁLISIS

La unidad de análisis son las unidades de generación y líneas de transmisión que pertenecen al Sistema eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). La población es el parque de generación eléctrica del Perú. La selección de la muestra es no probabilística, debido a que depende de las características propias de la investigación. Se va seleccionar como muestra a los proyectos de generación y transmisión que tengan un mayor impacto en el Perú, en base a sus especificaciones técnicas.

1.5.2 TIPO Y NIVEL DE INVESTIGACIÓN

La investigación según su finalidad es de tipo aplicada, tiene un enfoque cuantitativo y un alcance explicativo. El diseño de la investigación es no experimental, la cual se basa en el modelamiento matemático. De esta manera se pretende explicar la relación entre variables técnicas y económicas de la unidad de análisis.

1.5.3 PERIODO DE ANÁLISIS

El diseño no experimental es de tipo transeccional, es decir el periodo de análisis es en un solo momento. Se va analizar la incidencia e interrelación de variables en base a la información del año 2016. En base a esta información, el modelo de planeamiento va plantear una solución para los siguientes 24 años.

1.5.4 FUENTES DE INFORMACIÓN E INSTRUMENTOS UTILIZADOS

Las fuentes de información son documentos gubernamentales, anuarios ejecutivos, informes nacionales y manuales técnicos. Se verificó que la información sea de organizaciones con respaldo institucional en el país como el MEM², OSINERGMIN³ y COES⁴.

1.5.5 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN Y PROCESAMIENTO DE DATOS

La técnica de recolección de datos a emplearse son el análisis de contenido cuantitativo y búsqueda de datos secundarios. La información va ser recopilada en fichas técnicas, consecuentemente se va elaborar una base de datos. Esta base de datos, va contener información técnica de los componentes del sistema de potencia.

² MEM: Ministerio de Energía y Minas, es la institución encargado de atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y explotación minera.

³ OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, es una institución pública encargada de supervisar y regular las actividades en energía en el Perú.

⁴ COES: Comité de Operación Económica del Sistema, es el operador del sistema eléctrico peruano.

El procesamiento de los datos se realizará mediante hojas de cálculo con el software Excel. Mientras que el desarrollo del modelo de planeamiento es en lenguaje algebraico, empleando técnicas de programación lineal entera mixta. La interpretación de los datos recolectados y resultados del modelo es en base a técnicas estadísticas.

CAPITULO 2 MARCO TEÓRICO

2.1 DEMANDA DE ELECTRICIDAD

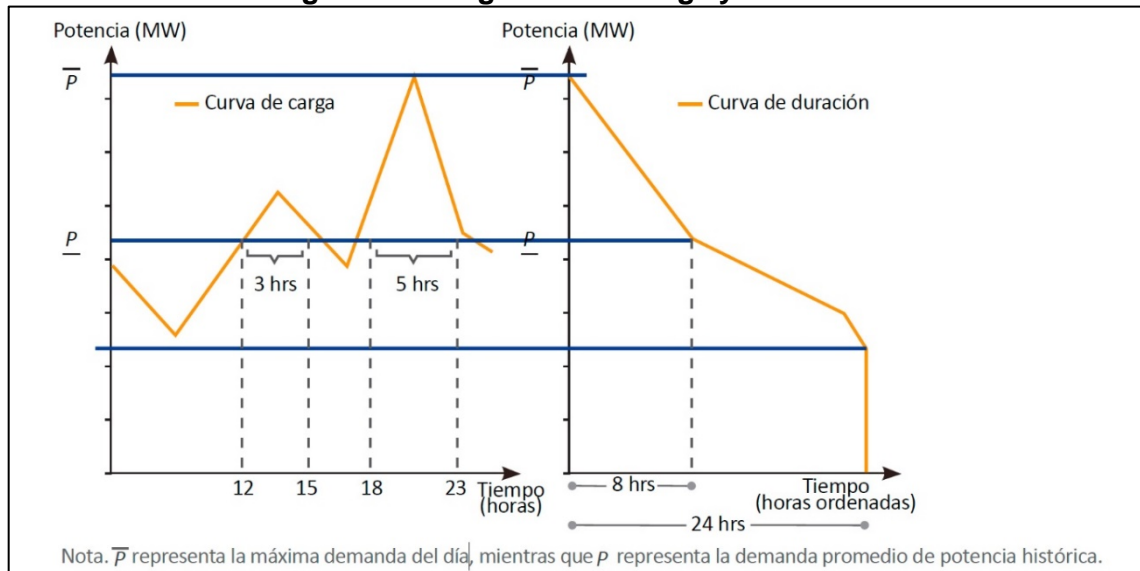
Tamayo, Salvador, Vásquez, and Vilches, (2016) mencionan que la demanda eléctrica se caracteriza por registrar un comportamiento variable durante el día. Al esquema que muestra esta particularidad se le denomina curva o diagrama de carga, el cual permite la identificación de periodos de alta o baja demanda denominados horas punta y horas fuera de punta, respectivamente. Asimismo, si se ordena la demanda de potencia eléctrica de forma descendente, se obtiene una curva de pendiente negativa denominada diagrama de duración, cuya utilidad contribuye al proceso de planificación de las inversiones en generación eléctrica.

La Figura 2.1 se muestra los diagramas de carga y de duración durante un periodo temporal de 24 horas. La curva de carga evidencia que entre las 18 horas y las 23 horas se registró la máxima demanda del día en este sistema, mientras que la curva de duración permite conocer que alrededor de un tercio del periodo de análisis, la demanda eléctrica superó la demanda promedio histórica.

Seifi and Sepasian, (2011), menciona que el primer paso crucial para cualquier estudio de planificación es predecir la demanda para el período de estudio, ya que todos los estudios posteriores se basarán en eso. Esto se conoce como “proyección de la demanda”, también este mismo término se utiliza para fines operacionales. Sin embargo, se entiende que una proyección de la demanda a corto plazo, utilizada para

los estudios operacionales, es significativamente diferente de la de largo plazo utilizada en los estudios de planificación.

Figura 2.1: Diagramas de carga y duración



Fuente: Tamayo et al., (2016)

En una proyección de demanda de corto plazo, por ejemplo, para predecir la demanda de la semana siguiente, nos encontramos con la predicción de la carga para cada hora de la próxima semana. Es obvio que los factores determinantes pueden ser las condiciones meteorológicas, días festivos, programas especiales de televisión y similares.

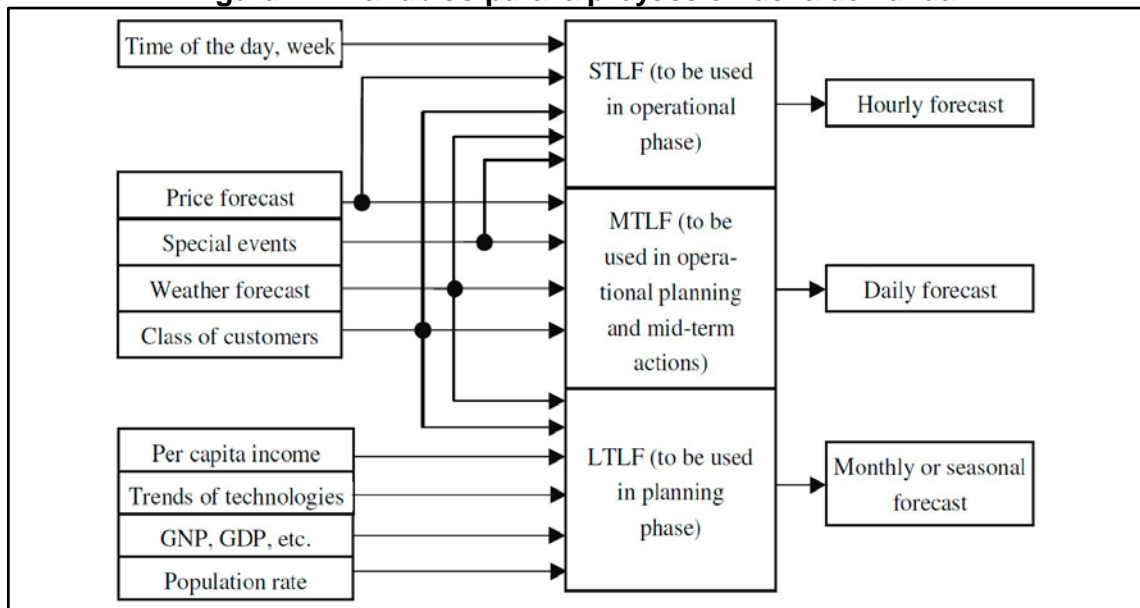
En una proyección de demanda a largo plazo, normalmente deseamos predecir las condiciones de carga máxima de los próximos años. Obviamente, los factores determinantes son diferentes aquí. El aumento de la tasa de población, el PBI (Producto Bruto Interno) y términos similares tienen efectos dominantes. En la Figura 2.2 se muestra un diagrama esquemático en el que las variables se distribuyen entre varios marcos de tiempo de proyección de la demanda.

Se puede apreciar que la proyección de la demanda se puede clasificar en:

- “Short-Term Load Forecasting (STLF)”, normalmente da lugar a una previsión hora por hora (de 1 día a 1 semana).

- “Medium-Term Load Forecasting (MTLF)”, normalmente da lugar a pronósticos diarios (de varias semanas a varios meses), normalmente se pronostica la demanda pico del día.
- “Long-Term Load Forecasting (STLF)”, se centra en los pronósticos mensuales o estacionales (el pico del mes o la temporada) durante varios años.

Figura 2.2: Variables para la proyección de la demanda



Fuente: Seifi and Sepasian, (2011)

2.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA

De acuerdo con Tamayo et al., (2016), la generación es la primera actividad en la cadena productiva de la industria eléctrica. Esta actividad se encarga de transformar las fuentes de energía primaria en energía eléctrica. Una particularidad en este segmento es la competencia, se incentiva el ingreso de nuevos generadores para satisfacer la demanda. Una industria diversificada suele operar con distintas escalas y tipos de tecnologías de producción: centrales hidroeléctricas, térmicas, solares, eólicas y nucleares, entre otras.

Otra de las características en este segmento es el grado de control operativo de las fuentes de energía primaria utilizadas. En tal sentido, la generación térmica,

geotérmica e hídrica puede variar su producción controlando la magnitud del vapor que se traslada a la turbina. No obstante, en el caso de las generadoras renovables (solar, eólica, entre otras), la máxima producción eléctrica está sujeta a las condiciones climatológicas, generando un riesgo sobre la confiabilidad del mercado.

Asimismo, otra singularidad del segmento está vinculada a la flexibilidad de respuesta ante variaciones en la demanda u oferta eléctrica. En efecto, Biggar y Hesamzadeh (2014) señalan que muchas generadoras hidroeléctricas pueden incrementar su producción en un periodo de segundos o minutos, mientras que la gran mayoría de generadoras térmicas necesitan un periodo de respuesta mucho mayor.

Por otra parte, debido a las diferentes estructuras de costos entre tecnologías de generación (costos fijos y costos variables), la manera óptima de proveer energía y potencia eléctrica es mediante una diversificación de las tecnologías que minimicen el costo total de generación dado un nivel de demanda eléctrica requerido. Los costos fijos son aquellos independientes del nivel de producción de la central y están compuestos, principalmente, por el nivel de inversión; mientras que los costos variables dependen de la cantidad de energía producida por la central y están compuestos, sobre todo, por el costo de los combustibles.

Dammert, Molinelli, and Carbajal, (2011), explican que los tipos de generación eléctrica pueden ser clasificados en función a la fuente de energía primaria (hidráulica, petróleo, gas natural, carbón, uranio, entre otros) que hace girar la turbina del generador; en ese sentido, se puede afirmar que, tradicionalmente, existen dos tipos de generación eléctrica en el mundo: la generación hidráulica y la generación térmica. No obstante, cabe la posibilidad de encontrar otros tipos de generación, ello tomando como base las fuentes de energía renovable no convencional, entre las que se pueden mencionar al viento, los rayos solares, el calor de la tierra.

2.3 COSTOS FIJOS Y OPERATIVOS

Narbel, Hansen, and Lien, (2014), menciona que todo tipo de proyecto de energía está sujeto a los costos de capital. Debido a que algunas inversiones son siempre necesarias antes de que una planta pueda iniciar a generar energía. Esta inversión inicial puede ser relativamente pequeña (por ejemplo, micro turbinas eólicas) a demasiada grande en términos absolutos (por ejemplo, la energía nuclear). El costo de capital es medida en unidades monetarias por unidad de capacidad instalada (Por ejemplo, US\$/MW o Euro/kW).

Seifi and Sepasian, (2011), menciona que la operación y mantenimiento es el proceso requerido para la apropiada operación de plantas de generación eléctrica. Este proceso está definido en términos de número de días por año. Dos costos son normalmente definidos para el mantenimiento:

- Un costo fijo, independiente de la producción de energía, en términos de US\$/kW – mes. El valor total es calculado multiplicando este valor por la capacidad de la planta y los doce meses del año.
- Un costo variable, definido en términos de US\$/MWh. El costo variable total es afectado por el periodo de mantenimiento, durante este periodo la planta no genera electricidad.

2.4 PLANEAMIENTO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

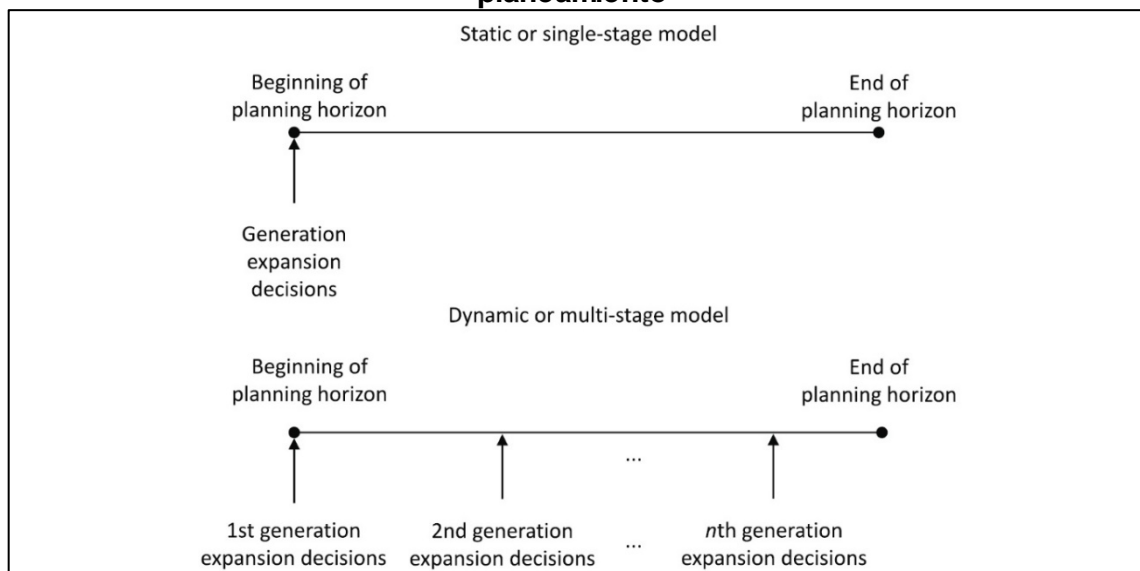
Conejo, Baringo Morales, Kazempour, and Siddiqui, (2016) mencionan que la perspectiva de un planificador central determina el plan de expansión de generación, siendo la maximización del bienestar social el más beneficioso para el funcionamiento del sistema de eléctrico. El planificador central en realidad no puede construir las unidades generadoras; Sin embargo, alienta a los inversionistas privados para construir las instalaciones de producción de electricidad, por ejemplo, mediante el uso de diferentes tipos de incentivos.

Para la formulación del problema de expansión de generación, se asume que la demanda es inelástica, el mayor bienestar social es equivalente al menor costo de generación y durante el horizonte de tiempo de planificación no existen cambios en la topología de la red de transmisión.

2.4.1 HORIZONTE DE TIEMPO DE PLANIFICACIÓN

El plan de expansión de generación eléctrica es determinado para un horizonte de largo plazo, como por ejemplo 20 años. En este sentido, existen dos enfoques para abordar el problema T&GEP⁵:

Figura 2.3: Enfoques de modelo estático y dinámico en el horizonte de planeamiento



Fuente: Conejo et al., (2016)

- Un modelo estático, en donde las decisiones de expansión se realizan al inicio del horizonte de planeamiento. Se representa todo el horizonte de planeamiento en un solo año, al que se le denomina año de referencia u objetivo. Las decisiones están hechas para este año de referencia y está condicionada por la demanda futura. Generalmente se selecciona el último año de planificación.
- Un modelo dinámico, en donde las decisiones de expansiones se realizan en diferentes puntos en el tiempo. Entonces el horizonte de planificación se divide

⁵ T&GEP: Transmission & Generation Expansion Planning

en diferentes periodos de tiempo, cada uno corresponde un determinado número de años. A su vez, cada periodo de tiempo está determinado por un solo año, por lo general el último año de cada periodo de tiempo, que se le considera la referencia o el año objetivo. Se supone que las decisiones de expansión de generación se pueden hacer al comienzo de cada periodo de tiempo.

En la Figura 2.3 se muestra estos dos enfoques para modelar problemas de planificación en sistemas de potencia.

2.4.2 MODELAMIENTO DE LAS CONDICIONES DE OPERACIÓN

Se considera que el planificador de expansión de generación determina el plan de expansión que maximiza el bienestar social y reducir al mínimo los costos de inversión. Por lo tanto, con el fin de calcular el bienestar social, es necesario modelar las diferentes condiciones de operación que tendrá el sistema de potencia en el horizonte de tiempo considerado.

Estas condiciones de operación, pueden representar diferentes demandas, diferentes condiciones de producción de energía renovable, condiciones de operación del sistema eléctrico, etc. Generalmente, se supone que solo la demanda afecta a las diferentes condiciones de operación. Una alternativa es considerar la demanda histórica del sistema para predecir las condiciones de operación futuras en el horizonte de planeamiento.

Hay que tener en cuenta que los datos históricos de la demanda por lo general comprenden miles de valores de demanda horaria. Por lo tanto, no es práctico trabajar con una gran cantidad de datos, sin embargo, mucho de estos valores históricos son similares y pueden ser reducidos a grupos de datos similares a través de técnicas basados en la curva de carga-duración y métodos de agrupación.

Una cuestión importante es seleccionar el número de condiciones operativas que se utilizan en el problema T&GEP. Este número debería ser suficiente para representar las diferentes condiciones de operación durante todo el año con exactitud. Sin embargo, si el número de condiciones de operación consideradas es muy grande, entonces el problema T&GEP puede llegar a ser computacionalmente intratable. Por lo tanto, hay

que seleccionar una serie de condiciones de operación que constituye un equilibrio adecuado entre la precisión de la modelización y la complejidad computacional.

2.4.3 MODELAMIENTO DE LA RED DE TRANSMISIÓN

Para representar la red de transmisión existen dos modelos diferentes:

- Un modelo de un solo nodo, en este caso no se modela las restricciones de transmisión. Se considera que todas las unidades de demanda y generación se encuentran conectadas a un solo nodo virtual. Se encuentra la óptima solución de capacidad de generación, pero no se responde donde se deben ubicar las unidades de generación.
- Un modelo de red con restricciones, en este caso la solución al problema encuentra el tamaño y la ubicación óptima de las unidades de generación a construirse. Es importante considerar las restricciones de transmisión, especialmente en sistemas de potencia donde se tienen líneas de transmisión congestionadas.

2.4.4 CARACTERIZACIÓN DE LA INCERTIDUMBRE

Bajo los puntos de vista de la caracterización de la incertidumbre, es posible formular dos diferentes modelos:

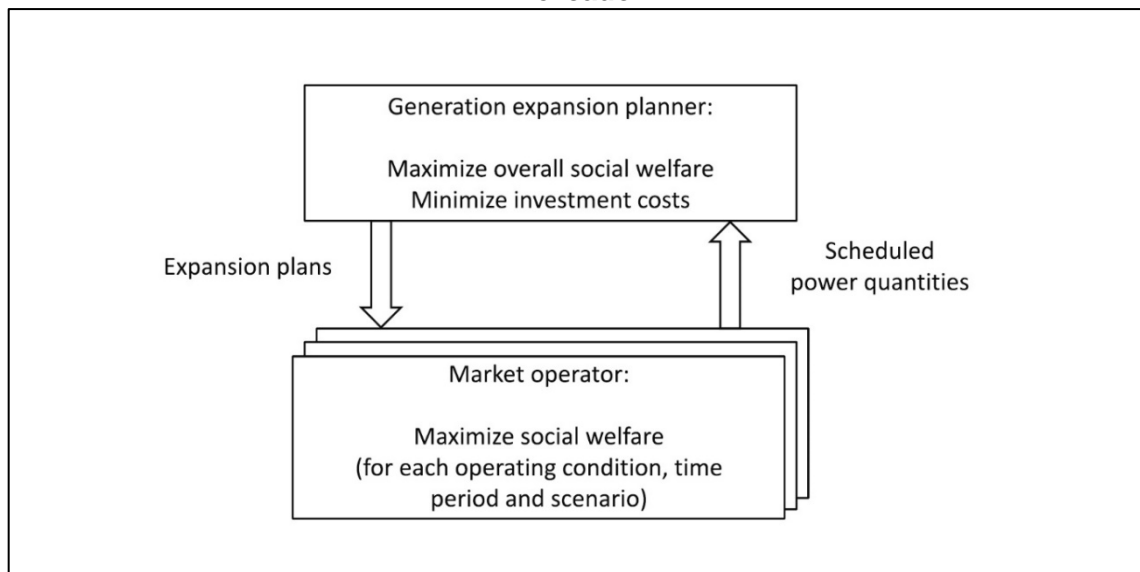
- Un modelo determinístico, donde se considera que el planificador tiene información perfecta en el momento que determina el plan de expansión de la generación, por ejemplo, el planificador conoce la demanda futura en el sistema con certidumbre.
- Un modelo estocástico, donde las decisiones de expansión se consideran en un ambiente de incertidumbre. Por lo tanto, esta incertidumbre se debe considerar en la toma de decisiones.

2.4.5 EQUILIBRIO DE MERCADO

Como se explicó anteriormente, el planificador del sistema eléctrico tiene como objetivo determinar el plan de expansión de generación que maximiza el bienestar social general y que minimiza los costos de inversión.

Por un lado, el bienestar social puede ser calculado a partir del resultado del equilibrio del mercado. Por otro lado, el equilibrio del mercado se ve afectada por el plan de expansión de generación decidido por el planificador del sistema eléctrico. Por lo tanto, es necesario representar explícitamente el equilibrio del mercado en el problema de toma de decisiones del T&GEP. Además, debemos representar el equilibrio del mercado para diferentes condiciones de operación, períodos de tiempo y escenarios.

Figura 2.4: Planeamiento de expansión de generación considerando equilibrio de mercado



Fuente: Conejo et al., (2016)

Sin embargo, el equilibrio del mercado es en sí misma un problema de optimización en el que el operador del mercado recibe ofertas y demandas de los productores y consumidores respectivamente. El operador determina las cantidades de energía programadas que deben ser suministradas por los productores que maximizan el bienestar social.

Como resultado, el problema T&GEP se convierte en un problema de optimización sujeto a otros problemas de optimización (el problema de equilibrio de mercado para cada condición operativa, período de tiempo y escenario). Este tipo de problema se conoce generalmente en la literatura técnica como un modelo de niveles, jerárquico o de complementariedad. La estructura de este modelo se muestra en la Figura 2.4.

CAPITULO 3 DISEÑO DEL MODELO

3.1 CARACTERÍSTICAS DEL MODELO

De acuerdo a la revisión de la literatura, modelar todas las características técnicas, económicas de un sistema de potencia conlleva a resolver un problema de alta complejidad computacional. Es por ello que se han desarrollado modelos que reflejan ciertas características e ignoran otras. Siendo así que un modelo de planeamiento se debe plantear en base a las características específicas de un sistema de potencia.

En el presente estudio se plantea un modelo multietapa para para planificar la expansión óptima de la generación y transmisión eléctrica a largo plazo. Este modelo es planteado desde una perspectiva del Estado, en donde se busca minimizar los costos de inversión y operación en un horizonte de largo plazo. En este numeral se describe las características consideradas en el modelo de planeamiento y las simplificaciones consideradas.

3.1.1 CONDICIONES OPERATIVAS

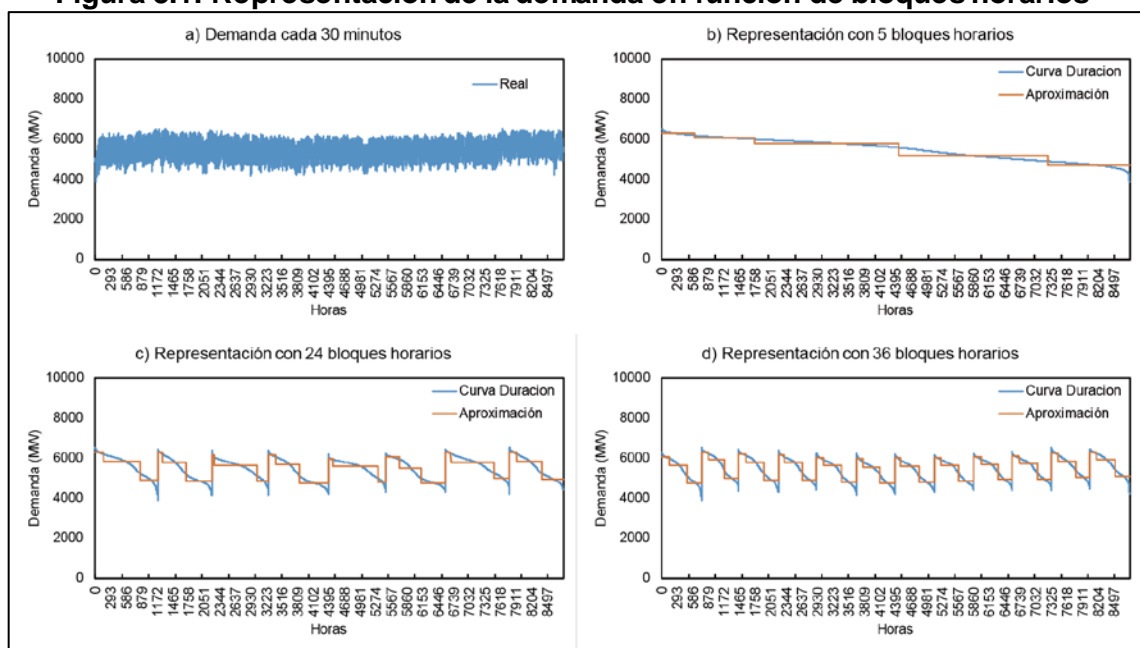
Las condiciones operativas son los diferentes estados de operación que tendrá el sistema de potencia en el horizonte de tiempo en análisis. Estas condiciones de operación, representan diferentes demandas, producción de las unidades de generación, flujos de potencia en las líneas de transmisión, disponibilidad de unidades de generación y/o transmisión, entre otras características.

Es importante seleccionar el número de condiciones operativas que se utilizan en el modelamiento. Este número debería ser suficiente para representar las diferentes condiciones de operación durante todo el año con exactitud. Sin embargo, si el número de condiciones de operación consideradas es muy grande, entonces la resolución de las ecuaciones del modelo puede llegar a ser computacionalmente intratable.

Por lo tanto, hay que seleccionar una serie de condiciones de operación que constituye un equilibrio adecuado entre la precisión de modelamiento y la complejidad computacional. Por ejemplo, las 8760 horas de operación anuales puede en un año puede ser reducida a 36 valores (12 meses con 3 bloques horarios). Para ello se debe emplear técnicas basados en la curva de carga-duración y/o métodos de agrupación.

3.1.2 DEMANDA

Figura 3.1: Representación de la demanda en función de bloques horarios



Fuente: Elaboración propia

La demanda es representada empleando la curva monótona de duración, la cual es aproximada mediante bloques horarios. La cantidad de bloques horarios que se emplean para la aproximación es igual a las condiciones operativas planteadas. Esta demanda también es distribuida espacialmente para cada subestación considerada en

el sistema de potencia. Siendo así que para representar la demanda se emplea como variables de potencia y la duración del bloque horario.

En la Figura 3.1 se muestra la demanda del SEIN cada 30 minutos en el año 2016 y tres ejemplos de la representación de la demanda en bloques horarios. En sistemas térmicos es usual representar la demanda en 5 bloques horarios. Sin embargo, en sistemas hidro-térmicos se hace necesario representar la demanda en 24 o 36 bloques horarios para poder diferenciar los periodos de avenida y estiaje. A medida que se incrementa los bloques horarios se tiene una mejor precisión en el modelamiento.

3.1.3 GENERACIÓN

Para representar a las unidades de generación se diferencia entre unidades existentes y candidatas. En las unidades de generación candidatas se considera una variable de decisión que indica si debe construirse esta unidad a futuro. El resto de variables consideradas para cada unidad de generación son la capacidad de generación máxima, costos fijos, costos operativos y factores de disponibilidad.

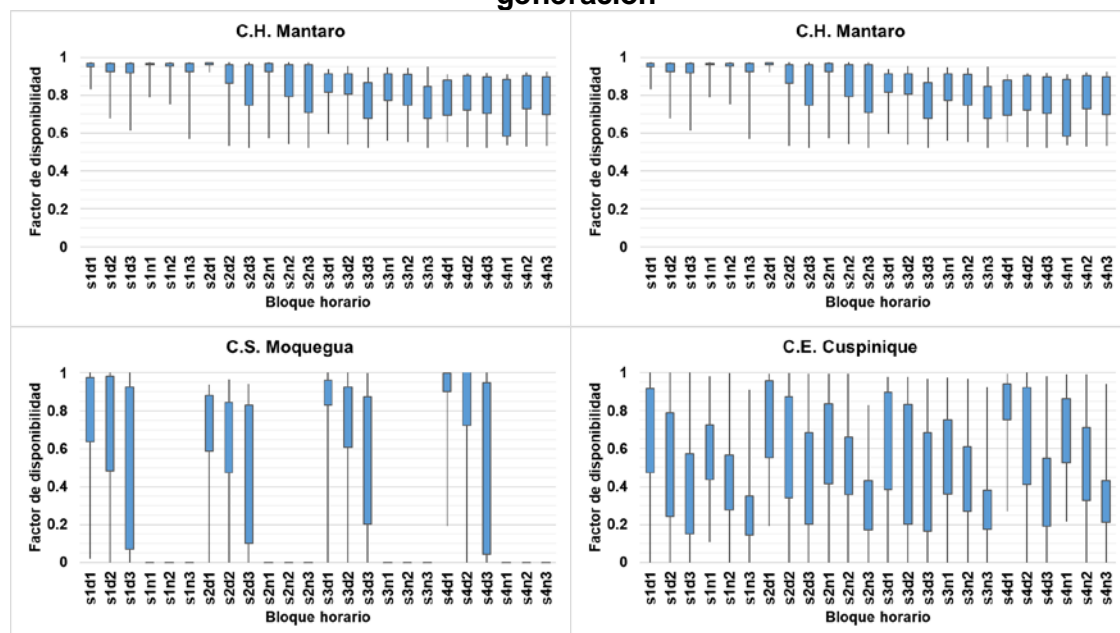
La caracterización adecuada de estas variables permite representar adecuadamente las diferentes tecnologías de generación. Los diferentes costos fijos y operativos de cada tecnología hacen que el modelo de optimización pueda seleccionar la mejor combinación de unidades que minimice el costo total de la expansión. En tanto que la capacidad máxima de generación y la potencia efectiva en cada bloque horario limitan la energía producida.

Es preciso mencionar que la potencia efectiva de la generación hidroeléctrica depende de caudales, condiciones climáticas, regulación estacional de embalses y entre otros factores. Es por ello que Guerra et al., (2016) considera factores de disponibilidad que sean representativos en un horizonte de largo plazo. La proyección de estos factores de disponibilidad escapa de los alcances de modelos de expansión de generación a largo plazo, por lo cual se considera constante en el horizonte de planificación.

Shahab Dehghan et al., (2016) nos menciona que la generación renovable no convencional (eólica y solar) en la operación de corto plazo presenta bastante incertidumbre. En cambio, en un horizonte de largo plazo esta incertidumbre disminuye considerablemente. Es por ello que se asume que estos factores son constantes a lo largo del horizonte de análisis.

En la Figura 3.2 se muestra la representación de los factores de disponibilidad en función de los bloques horarios. Para este ejemplo se está considerando 4 trimestres y 6 bloques horarios, en total 24 condiciones operativas. Esta representación permite caracterizar la operación de las centrales hidroeléctricas de embalse, hidroeléctricas de pasada, centrales eólicas y solares.

Figura 3.2: Representación de los factores de disponibilidad en unidades de generación



Fuente: Elaboración propia

3.1.4 TRANSMISIÓN

De acuerdo con la literatura revisada, al menos un 75% de modelos de expansión emplea el flujo de carga DC. La principal razón se debe a que representar las ecuaciones

de la segunda ley de Kirchhoff en conjunto con variables enteras de decisión hace que el problema sea computacionalmente complejo.

3.2 FORMULACIÓN MATEMÁTICA

De la revisión de artículos científicos de los últimos 5 años, se observó que un 95% emplea la programación lineal entera mixta (MILP⁶) para resolver el problema de expansión de generación y/o transmisión. También, Sergio, Jesús, and Nicolás, (2016) realizaron una revisión del estado del arte en base a artículos de los últimos 10 años, en donde determinaron que un 47% ha empleado la programación lineal entera mixta para resolver el problema de expansión de generación y transmisión.

En la presente investigación se opta por emplear técnicas de programación lineal entera mixta para resolver planificar la expansión óptima de la generación y transmisión eléctrica a largo plazo. La función objetivo es minimizar la suma de los costos fijos y operativos durante el periodo de planeamiento. Mientras que las restricciones representan las variables físicas del sistema eléctrico de potencia.

3.2.1 NOMENCLATURA

Tabla 3.1: Índices considerados en el modelo

Índice	Descripción	Conjunto
t	Año	T
b	Bloque horario	B
s	Subestación o barra de conexión	S
ge	Unidades de generación existentes	GE
gc	Unidades de generación candidatas	GC
g	Total de las unidades de generación, $GE \cup GC$	G
le	Líneas de transmisión existentes	LE
lc	Líneas de transmisión candidatas	LC

⁶ Mixed Integer Linear Programming

l Total de líneas de transmisión, $LE \cup LC$ L

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3.2: Parámetros considerados en el modelo

Parámetros	Descripción	Unidad
h_b	Horas de operación en el bloque horario b	h
$P_{t,b,s}^{Dem}$	Demanda eléctrica en el año t , en el bloque b y en la barra s	MW
P_g^{Nom}	Potencia nominal de la unidad de generación g	MW
$f_{t,b,g}$	Factor de disponibilidad efectiva de la unidad de generación g en el bloque b	
$C_{t,g}^{Ope}$	Costo operativo de la unidad de generación g en el año t	US\$/MWh
$C_{t,gc}^{Fijo}$	Anualidad del costo fijo de la unidad de generación candidata gc en el año t	US\$/MW
P_l^{Cap}	Capacidad de transmisión de la línea l	MW
B_l	Susceptancia de la línea existente l	p.u.
$C_{t,lc}^{Fijo}$	Anualidad del costo fijo de la línea candidata lc	US\$/MW
C^{ens}	Costo de energía no servida	US\$/MWh
td	Tasa de descuento	%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 3.3: Variables consideradas en el modelo

Variables	Descripción	Unidad
$X_{t,gc}$	Variable Binaria, es 1 si la unidad de generación gc es construida, en otro caso es 0	
$P_{t,b,g}^{Ope}$	Potencia de operación de la unidad de generación g en el año t y en el bloque b	MW
$Y_{t,lc}$	Variable Binaria, es 1 si la línea de transmisión lc es construida, en otro caso es 0	
$F_{t,b,l}^{Pot}$	Flujo de Potencia de operación de la línea de transmisión l en el año t y en el bloque b	MW
$\theta_{t,b,s}^{l(i)}$	Angulo de voltaje en el año t , en el bloque b y en la barra s	rad

Fuente: Elaboración propia

3.2.2 MODELO DETERMINÍSTICO

El modelo determinístico se plantea tomando como referencia los modelos planteados por Guerra et al., (2016), Shahab Dehghan et al., (2016) y Seddighi and Ahmadi-Javid, (2015). La función objetivo corresponde a minimizar el valor presente neto de la sumatoria de costos fijos y operativos. Mientras que las restricciones son las condiciones físicas de operación de un sistema de potencia. La formulación del modelo determinístico es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Min} \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+td)^{t-1}} * \left(\sum_g^{GC} C_{t,g}^{Fijo} * P_g^{Nom} * X_{t,g} + \sum_l^{LC} C_{t,l}^{Fijo} * Y_{t,l} + \right. \\ \left. \sum_b^B h_b * \left(\sum_g^G C_{t,g}^{Ope} * P_{t,b,g}^{Ope} + \sum_s^S C^{ens} * P_s^{ENS} \right) \right) \end{aligned} \quad (1)$$

s. t.

$$\sum_g^G P_g^{Ope} + \sum_{r(l)=1}^L F_l^{Pot} - \sum_{s(l)=1}^L F_l^{Pot} = P_{t,b,s}^{Dem} - P_{t,b,s}^{ENS}, \quad \forall t, \forall b, \forall s \quad (2)$$

$$P_{t,b,ge}^{Ope} \leq f_{t,b,ge} * P_{b,ge}^{Nom}, \quad \forall t, \forall b, \forall ge \quad (3)$$

$$P_{t,b,gc}^{Ope} \leq f_{t,b,gc} * P_{b,gc}^{Nom} * X_{t,gc}, \quad \forall t, \forall b, \forall gc \quad (4)$$

$$-P_{le}^{Cap} \leq F_{t,b,le}^{Pot} \leq P_{le}^{Cap}, \quad \forall t, \forall b, \forall le \quad (5)$$

$$-P_{lc}^{Cap} * Y_{t,lc} \leq F_{t,b,lc}^{Pot} \leq P_{lc}^{Cap} * Y_{t,lc}, \quad \forall t, \forall b, \forall lc \quad (6)$$

$$F_{t,b,le}^{Pot} - B_{le} * \left(\theta_{t,b,s}^{s(le)=1} - \theta_{t,b,s}^{r(le)=1} \right) = 0, \quad \forall t, \forall b, \forall le \quad (7)$$

$$F_{t,b,lc}^{Pot} - B_{le} * \left(\theta_{t,b,s}^{s(lc)=1} - \theta_{t,b,s}^{r(lc)=1} \right) \leq M * (1 - Y_{t,lc}), \quad \forall t, \forall b, \forall lc \quad (8)$$

$$F_{t,b,lc}^{Pot} - B_{le} * \left(\theta_{t,b,s}^{s(lc)=1} - \theta_{t,b,s}^{r(lc)=1} \right) \geq -M * (1 - Y_{t,lc}), \quad \forall t, \forall b, \forall lc \quad (9)$$

$$f_{t,b,ge} * P_{b,ge}^{Nom} + f_{t,b,gc} * P_{b,gc}^{Nom} \geq P_{t,b,s}^{Dem} * (1 + res), \quad \forall t, \forall b \quad (10)$$

$$X_{t,gc} - X_{t-1,gc} \geq 0, \quad \forall t, \forall gc \quad (11)$$

$$Y_{t,lc} - Y_{t-1,lc} \geq 0, \quad \forall t, \forall lc \quad (12)$$

La función objetivo (1) minimiza el valor presente neto de los costos de inversión de unidades candidatas de generación y transmisión, costos operativos de generación y la demanda de energía no servida. Las restricciones son representadas por las ecuaciones (4) – (12). Las cuales se detallan del siguiente modo:

- La restricción (2) representa la primera ley de Kirchhoff, en donde para cada barra se tiene un balance de potencia para cada condición operativa.
- Las restricciones (3) – (6) representan los límites máximos de operación para las unidades de generación y transmisión.
- Las restricciones (7) – (9) representan la segunda ley de Kirchhoff, la cual relaciona el parámetro eléctrico de cada línea de transmisión y el flujo de potencia.
- La restricción (10) representa que la capacidad efectiva de generación en una condición operativa debe ser mayor que la demanda y su respectivo margen de reserva
- Las restricciones (11) – (12) representa que cuando una unidad de generación o transmisión es instalada en un periodo t , esta debe continuar para los siguientes periodos.

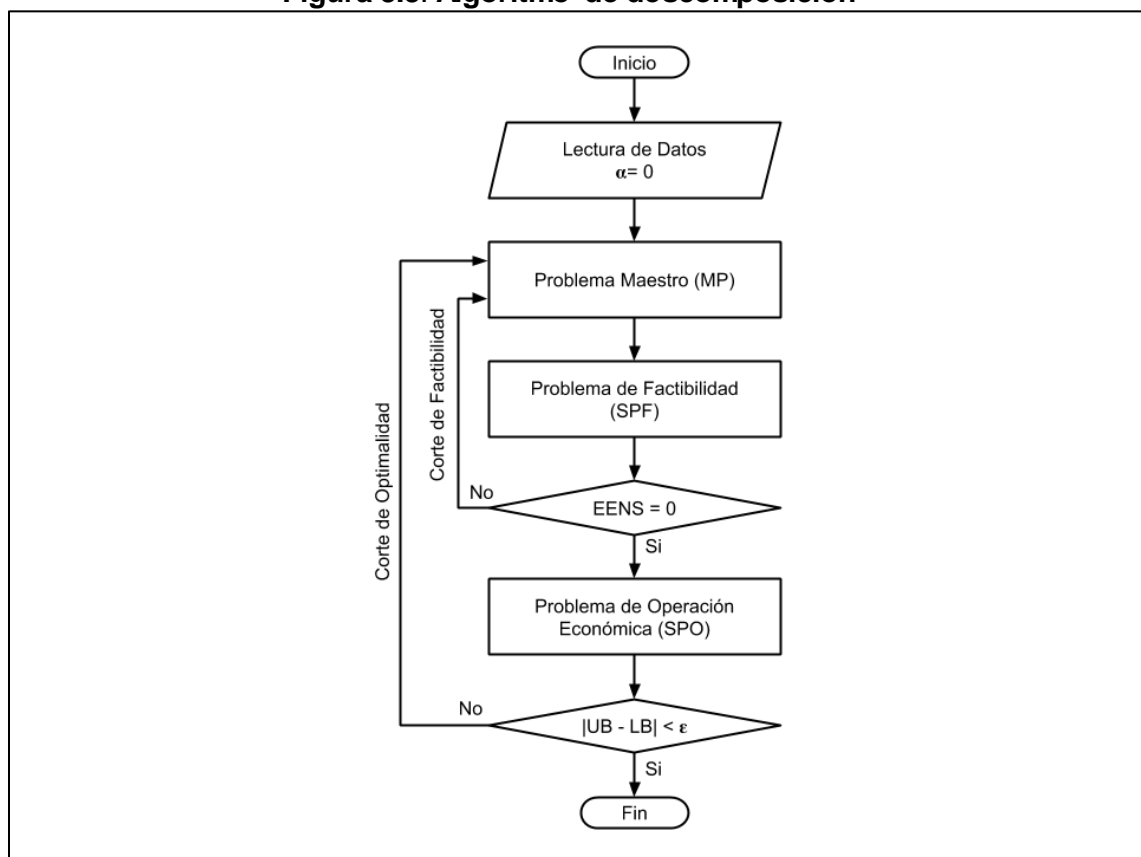
Es preciso acotar que las ecuaciones (8) y (9) emplean el método de Big-M para linealizar la restricción original. Este método añade un factor disyuntivo M que permite agregar o retirar estas restricciones en función de la variable entera “ Y ”. La explicación

detallada de este método se puede encontrar en el libro publicado por Griva, Nash, and Sofer, (2009).

3.2.3 MODELO DESCOMPUESTO

Conejo, Castillo, Minguez, and Garcia-Bertrand, (2006) explica diversas técnicas de descomposición en programación matemática. Una de ellas es el método clásico de Benders que divide el problema en dos partes: un problema maestro y un problema esclavo. Sin embargo, para ciertos problemas se han desarrollado diversas mejoras que aprovechan la estructura del problema de optimización. Este es el caso de investigaciones realizadas por Khodaei and Shahidehpour, (2013) y Shahab Dehghan et al., (2016) que añaden cortes de factibilidad al método de Benders.

Figura 3.3: Algoritmo de descomposición



Fuente: Elaboración propia

Basado en el aporte realizado por Shahab Dehghan et al., (2016), en la Figura 3.3 se muestra el algoritmo de descomposición empleado para resolver el modelo determinístico planteado previamente. Este nuevo modelo descompuesto está conformado por tres problemas de optimización: problema maestro, problema de factibilidad y problema de operación económica. El algoritmo trabaja del siguiente modo:

1. Lectura de los datos de entrada relacionados al problema de planificación.
2. Se resuelve el problema maestro, en el cual se determina las variables binarias X e Y que representa un plan de expansión del sistema eléctrico. Para la primera iteración no se formulan los cortes de Bender (Ecuaciones 14 y 15), es por ello que el primer resultado de estas variables binarias es cero. Para las siguientes iteraciones se formulan restricciones en base a los resultados de los problemas de Factibilidad y de Operación Económica. En el numeral 3.2.3.1 se detallan las ecuaciones del problema maestro, el cual corresponde a un problema de programación lineal entera mixta.
3. Con los resultados obtenidos para las variables X e Y en el Problema Maestro, se formula el Problema de Factibilidad. Si el resultado de optimización es igual a cero significa que es factible operar el sistema eléctrico, por lo cual se pasa al paso 4 a optimizar la operación económica. Caso contrario con los resultados obtenidos se formulan el corte de factibilidad (Ecuación 15) para el problema maestro y se retorna al paso 2. En el numeral 3.2.3.2 se detallan las ecuaciones del problema de factibilidad, el cual corresponde a un problema de programación lineal.
4. Con los resultados obtenidos para las variables X e Y en el Problema Maestro, se formula el Problema de Operación Económica. El problema de optimización es similar al problema de factibilidad, la diferencia está en que la función objetivo minimiza los costos variables de las unidades de generación. En el numeral 3.2.3.3 se detalla las ecuaciones del problema de operación económica, el cual corresponde a un problema de programación lineal.
5. Finalmente, luego de cada solución del Problema de Operación Económica se debe realizar el análisis de convergencia (Ecuaciones 31

- 32). Si la diferencia de los límites superior (UB) e inferior (LB) es menor al error deseado se termina el algoritmo. Caso contrario con los resultados obtenidos se formula el corte de Optimalidad (Ecuación 14) para el problema maestro y se retorna al paso 2

En base al algoritmo planteado, se describen los problemas de optimización empleados:

3.2.3.1 Problema Maestro

El problema maestro corresponde al paso 2 del algoritmo de descomposición del modelo determinístico.

$$\text{Min } MP = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+td)^{t-1}} * \left(\sum_g^{GC} C_{t,g}^{Fijo} * P_g^{Nom} * X_{t,g} + \sum_l^{LC} C_{t,l}^{Fijo} * Y_{t,l} \right) + \alpha \quad (13)$$

s. t.

$$\alpha \geq SPO_{ko} + \varphi_{ko} * (X_{t,g} - X_{ko}) + \omega_{ko} * (Y_{t,l} - Y_{ko}), \quad \forall ko, \forall t, \forall gc, \forall lc \quad (14)$$

$$0 \geq \varphi_{kf} * (X_{t,g} - X_{kf}) + \omega_{kf} * (Y_{t,l} - Y_{kf}), \quad \forall kf, \forall t, \forall gc, \forall lc \quad (15)$$

$$f_{t,b,ge} * P_{b,ge}^{Nom} + f_{t,b,gc} * P_{b,gc}^{Nom} \geq P_{t,b,s}^{Dem} * (1 + res), \quad \forall t, \forall b \quad (16)$$

$$X_{t,gc} - X_{t-1,gc} \geq 0, \quad \forall t, \forall gc \quad (17)$$

$$Y_{t,lc} - Y_{t-1,lc} \geq 0, \quad \forall t, \forall lc \quad (18)$$

3.2.3.2 Problema de Factibilidad

El problema de factibilidad corresponde al paso 3 del algoritmo de descomposición del modelo determinístico.

$$\text{Min } SPF = \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+td)^{t-1}} * \left(\sum_b^B \sum_s^S h_b * C^{ens} * P_s^{ENS} \right) \quad (19)$$

s. t.

$$\sum_g^G P_g^{Ope} + \sum_{r(l)=1}^L F_l^{Pot} - \sum_{s(l)=1}^L F_l^{Pot} = P_{t,b,s}^{Dem} - P_{t,b,s}^{ENS}, \quad \forall t, \forall b, \forall s \quad (20)$$

$$P_{t,b,ge}^{Ope} \leq f_{t,b,ge} * P_{b,ge}^{Nom}, \quad \forall t, \forall b, \forall ge \quad (21)$$

$$P_{t,b,gc}^{Ope} \leq f_{t,b,gc} * P_{b,gc}^{Nom} * X_{t,gc}, \quad \forall t, \forall b, \forall gc \quad (22)$$

$$-P_{le}^{Cap} \leq F_{t,b,le}^{Pot} \leq P_{le}^{Cap}, \quad \forall t, \forall b, \forall le \quad (23)$$

$$-P_{lc}^{Cap} * Y_{t,lc} \leq F_{t,b,lc}^{Pot} \leq P_{lc}^{Cap} * Y_{t,lc}, \quad \forall t, \forall b, \forall lc \quad (24)$$

$$F_{t,b,le}^{Pot} - B_{le} * \left(\theta_{t,b,s}^{s(le)=1} - \theta_{t,b,s}^{r(le)=1} \right) = 0, \quad \forall t, \forall b, \forall le \quad (25)$$

$$F_{t,b,lc}^{Pot} - B_{le} * \left(\theta_{t,b,s}^{s(lc)=1} - \theta_{t,b,s}^{r(lc)=1} \right) \leq M * (1 - Y_{t,lc}), \quad \forall t, \forall b, \forall lc \quad (26)$$

$$F_{t,b,lc}^{Pot} - B_{le} * \left(\theta_{t,b,s}^{s(lc)=1} - \theta_{t,b,s}^{r(lc)=1} \right) \geq -M * (1 - Y_{t,lc}), \quad \forall t, \forall b, \forall lc \quad (27)$$

$$X_{t,gc} = X_k : \varphi_k, \quad \forall k, \forall t, \forall gc \quad (28)$$

$$Y_{t,lc} = Y_k : \omega_k, \quad \forall k, \forall t, \forall lc \quad (29)$$

3.2.3.3 Problema de Operación Económica

El problema de factibilidad corresponde al paso 4 del algoritmo de descomposición del modelo determinístico. El problema de optimización es similar al problema de factibilidad. La diferencia está en la función objetivo, la cual es la siguiente:

$$\begin{aligned} \text{Min } SPO = & \sum_{t=1}^T \frac{1}{(1+td)^{t-1}} \\ & * \left(\sum_b^B h_b * \left(\sum_g^G C_{t,g}^{Ope} * P_{t,b,g}^{Ope} + \sum_s^S C_s^{ens} * P_s^{ENS} \right) \right) \end{aligned} \quad (30)$$

3.2.3.4 Convergencia del modelo

Luego de cada iteración se debe realizar el análisis de convergencia para conocer el resultado global de optimización. Para ello se calculan las variables LB, UB, ε que son el límite inferior, superior y error de optimización. Estas variables se calculan mediante las siguientes ecuaciones:

$$LB = MP \quad (31)$$

$$UB = SPO + LB - \alpha \quad (32)$$

$$\varepsilon = \left| 1 - \frac{LB}{UB} \right| \quad (33)$$

La iteración termina cuando la variable ε es cero o menor a la tolerancia requerida.

3.3 PROGRAMACIÓN DEL MODELO

3.3.1 ENTORNO DE MODELAMIENTO

Actualmente para resolver problemas de programación lineal entera mixta (MILP) se emplea software de optimización. Linderoth and Lodi, (2011), realizan una revisión de software disponible para resolver problemas MILP. El autor menciona dentro de los paquetes comerciales a CPLEX, Gurobi, LINDO, Mosek y XPRESS-MP. Por otro lado, dentro de los paquetes no comerciales lista a BLIS, CBC, GLPK, MINTO, SCIP y SYMPHONY.

Para emplear el solver es necesario escribir la formulación matemática. La cual puede ser empleando lenguajes de programación o lenguajes de modelamiento algebraico (AML). Las ventajas de emplear el lenguaje de modelamiento algebraico son el tiempo de implementación del modelo, la facilidad en la reformulación del problema y el rápido desarrollo de prototipos. Kallrath, (2012), explica que los AML's empleados frecuentemente son: AIMMS, AMPL, Cplex-Studio, GAMS, LINGO, LPL, Mosel, ZIMPL. Adicional a ello se tienen lenguajes no comerciales como Pyomo, FlopC++, OpenOpt, SCIP.

Los lenguajes de modelamiento algebraico pueden emplear diferentes solver o viceversa. En la Tabla 3.4, se muestra la compatibilidad entre los lenguajes de modelamiento algebraico y los solvers. Se puede apreciar que dentro de los solver CPLEX, Gurobi y SCIP pueden ser usados por los diferentes lenguajes de modelamiento. Mientras que GAMS y LPL pueden emplean la mayor cantidad de solvers.

Tabla 3.4: Compatibilidad entre lenguajes de modelamiento algebraico y software de optimización

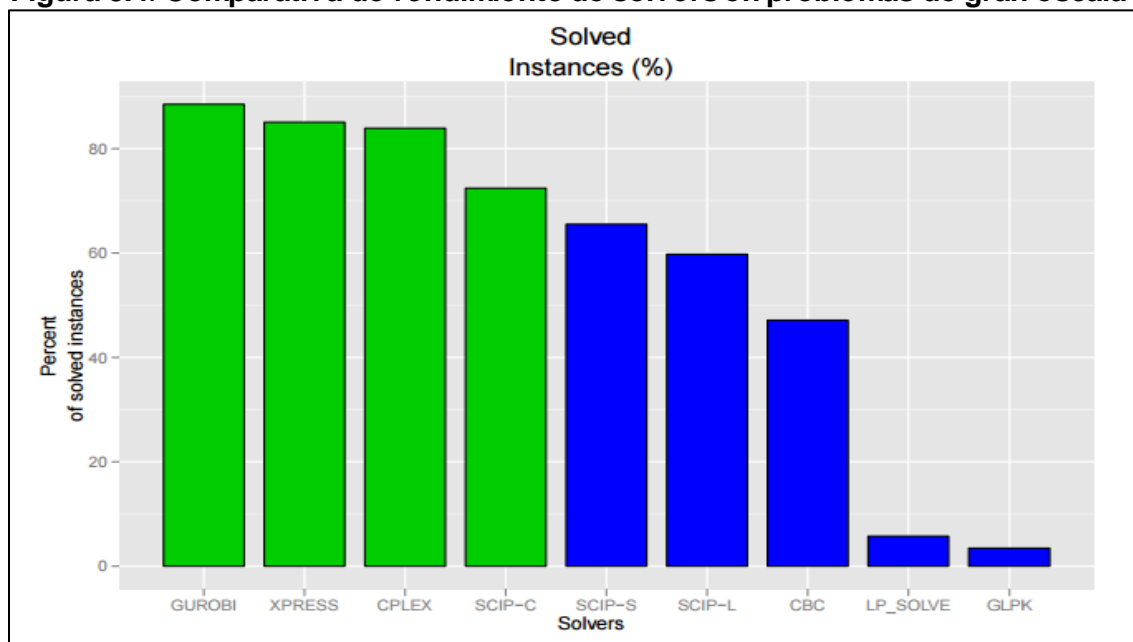
	AMPL	GAMS	LPL	Pyomo	SCIP
CPLEX	x	x	x	x	x
Gurobi	x	x	x	x	x
Mosek	x	x	-	-	x
XPRESS	x	x	x	-	x

	AMPL	GAMS	LPL	Pyomo	SCIP
CBC	-	X	X	X	-
GLPK	-	-	X	X	-
SCIP	X	X	X	X	X

Fuente: Elaboración propia

Meindl and Temp, (2012), realizan una comparativa en cuanto al rendimiento de solvers. Demuestra experimentalmente que los solver comerciales presentan un mejor rendimiento en comparación a los no comerciales. Sin embargo, no siempre garantizan la obtención de resultados para determinados problemas. En la Figura 3.4, se muestra la comparativa mencionada.

Figura 3.4: Comparativa de rendimiento de solvers en problemas de gran escala



Fuente: Meindl and Temp, (2012)

Czyzyk, Mesnier, and More, (1998) diseñaron e implementaron el servidor NEOS⁷, el cual es un servicio libre vía internet para resolver problemas de optimización.

⁷ NEOS : Network-Enabled Optimization System

Este servicio es ofrecido por la Universidad de Wisconsin y pone al servicio más de 60 solvers matemáticos.

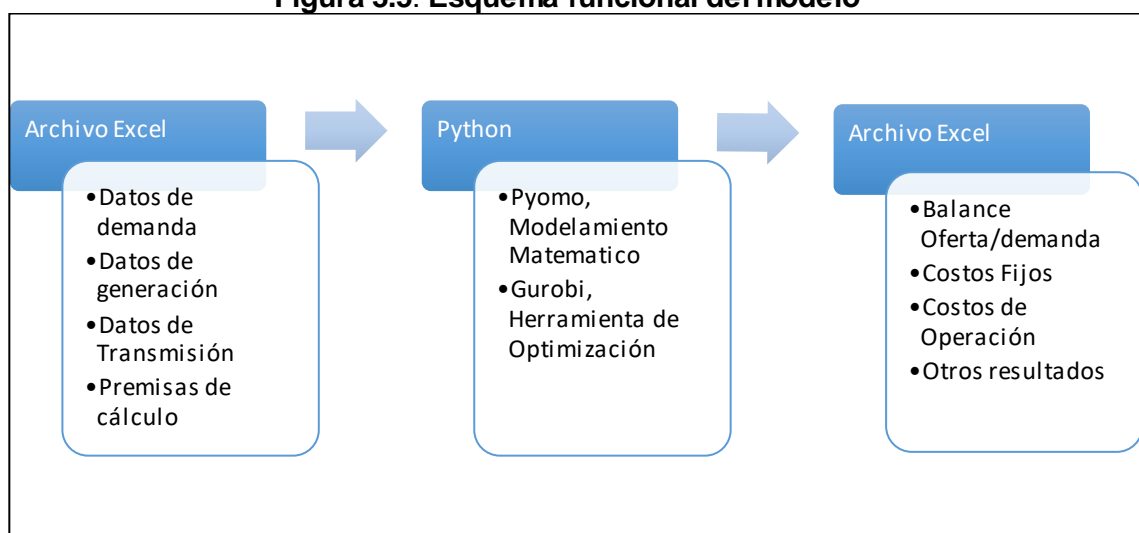
Finalmente, para la presente investigación se decidió emplear Pyomo como lenguaje de modelamiento algebraico. Esta decisión se debe a que puede integrarse con el lenguaje de programación Python y otras librerías de análisis de datos. También permite emplear diferentes solvers matemáticos, tanto comerciales como libres y el servidor NEOS (ver Tabla 3.4). En particular, en la presente investigación se empleó una licencia académica del solver Gurobi.

3.3.2 ESQUEMA FUNCIONAL DEL MODELO

El proceso de cálculo está compuesto de 4 pasos, tal como se muestra en la Figura 3.5. El primer paso corresponde a la lectura de información del sistema eléctrico. El segundo paso corresponde a la formulación matemática a través del lenguaje de modelamiento algebraico Pyomo y su resolución a través del solver Gurobi. Finalmente, los resultados se procesan empleando el lenguaje de programación Python.

Para poder emplear el modelo es necesario tener instalado los siguientes softwares: Python, Pyomo y Gurobi. La arquitectura computacional empleada en la presente investigación fue un procesador Core i5-6600@3.3GHz y 16GB de RAM.

Figura 3.5: Esquema funcional del modelo



Fuente: Elaboración propia

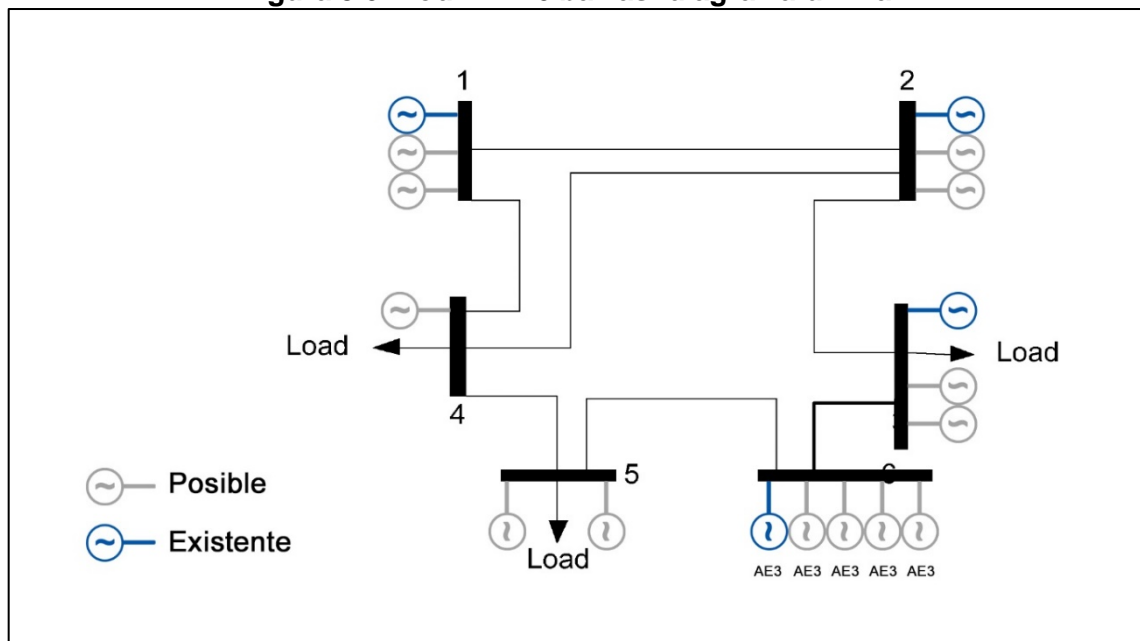
3.4 VALIDACIÓN DEL MODELO

Aghaei et al., (2014) y Shahab Dehghan et al., (2016) emplearon redes eléctricas de prueba para evaluar su modelo propuesto. Del mismo modo, se empleó estas redes eléctricas de prueba para validar el modelo planteado en el numeral 3.2 y se comparó con los resultados obtenidos por estos autores.

3.4.1 RED GARVER DE 6 BARRAS

Para la validación del modelo se emplea los datos y resultados obtenidos por Aghaei et al., (2014) en la red *Six bus test system*. El autor para la implementación de esta red realizó cambios en los factores de demanda y asume el VOLL de 1000 \$/MWh. El diagrama unifilar de la red IEEE 6 barras se muestra en la Figura 3.6.

Figura 3.6: Red IEEE 6 barras: diagrama unifilar



Fuente: Elaboración propia en base a los datos de Aghaei et al., (2014)

El horizonte de análisis es de 1 año, dividido en 5 bloques horarios con su respectivo factor de carga en base a la demanda máxima. En la Tabla 3.5, se muestra los datos de la demanda. Los datos de los generadores y líneas de transmisión se muestran en la Tabla 3.6 y Tabla 3.7.

Tabla 3.5: red IEEE 6 barras: factores de carga

	B1	B2	B3	B4	B5
Time segment duration (h)	1 510	2 800	2 720	1 120	610
Load Factor	0.50	0.65	0.80	0.90	1.00

Fuente: Aghaei et al., (2014)

Tabla 3.6: Red IEEE 6 barras: datos de generación

<i>Unit</i>	<i>Bus</i>	<i>Capacity (MW)</i>	<i>FOR (%)</i>	<i>Operating Cost (\$/MWh)</i>	<i>Investment Cost (\$/kW/year)</i>
AE1	2	10	3.0	25	Existing unit
AE2	3	5	3.0	35	Existing unit
AE3	6	5	3.0	37	Existing unit
A1	1	10	3.0	22	100
A2	1	7	3.0	30	80
A3	2	5	5.0	35	60
A4	2	3	3.0	40	30
A5	4	3	5.0	40	40
BE1	1	10	3.0	25	Existing unit
B1	3	3	2.0	40	45
B2	3	2	1.0	55	20
B3	5	5	5.0	35	70
B4	5	3	3.0	40	35
B5	6	10	3.0	22	110
B6	6	8	3.0	29	85
B7	6	5	5.0	35	50
B8	6	2	1.0	55	15

Fuente: Aghaei et al., (2014)

Tabla 3.7: Red IEEE 6 barras: datos de transmisión

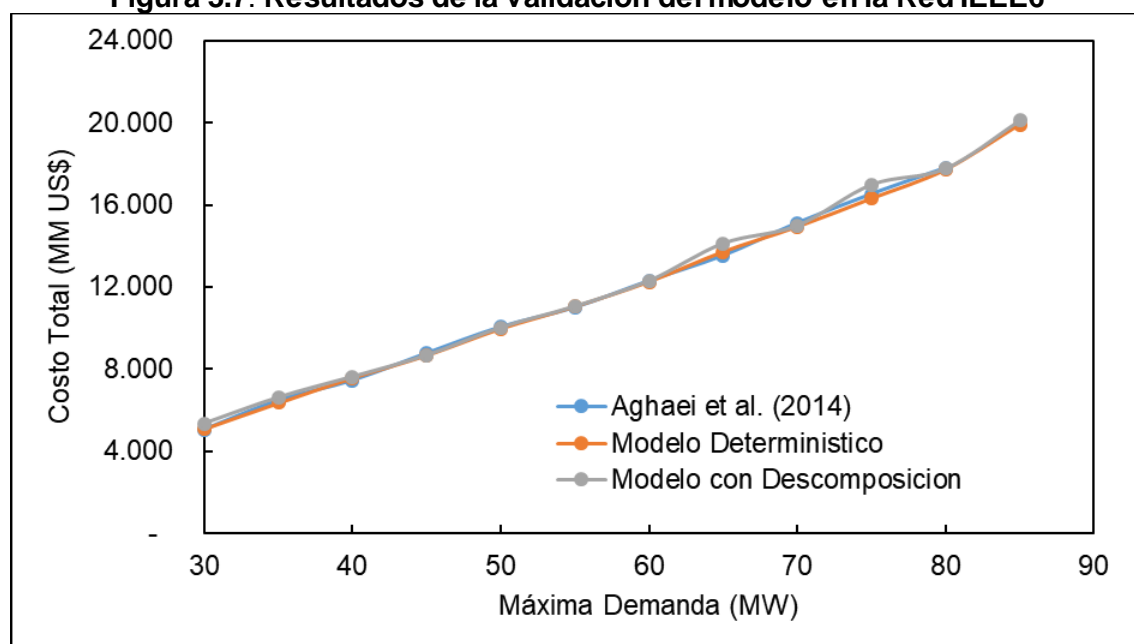
<i>Line</i>	<i>From</i>	<i>To</i>	<i>Capacity (MW)</i>	<i>FOR (%)</i>	<i>X (p.u)</i>	<i>Investment Cost (\$/kW/year)</i>
TE1	1	2	10	0.1	0.170	Existing line
TE2	2	3	7	1.0	0.037	Existing line
TE3	1	4	7	1.0	0.258	Existing line
TE4	2	4	7	1.0	0.197	Existing line
TE5	4	5	7	1.0	0.037	Existing line
TE6	5	6	7	1.0	0.140	Existing line
TE7	3	6	7	1.0	0.018	Existing line
T1	1	2	10	0.5	0.170	5
T2	2	3	7	0.5	0.037	8
T3	1	4	7	0.5	0.258	12

Line	From	To	Capacity (MW)	FOR (%)	X (p.u)	Investment Cost (\$/kW/year)
T4	2	4	7	0.5	0.197	10
T5	4	5	7	0.5	0.037	7
T6	5	6	7	0.5	0.140	5
T7	3	6	7	0.5	0.018	6

Fuente: Aghaei et al., (2014)

Acorde a lo evaluado por Aghaei et al., (2014) se evaluó para demandas máximas de 30 a 85MW en intervalos de 5MW. Como resultado se obtiene que a medida que se incrementa la demanda máxima es necesario incrementar la oferta y el respectivo costo se incrementa también. En la Figura 3.7 se muestra los resultados obtenidos por Aghaei et al., (2014), resultados del modelo determinístico y el modelo descompuesto.

Figura 3.7: Resultados de la validación del modelo en la Red IEEE6



Fuente: Elaboración propia

Al realizar la comparación de resultados se encontraron diferencias y similitudes, las cuales se detallan a continuación:

- La variación entre los costos totales es en promedio de 1.05% para el modelo determinístico y 1.88% para el modelo con descomposición.

- Cuando la demanda máxima es de 85 MW, Aghaei et al., (2014) presentan que no existe solución factible. Sin embargo, es factible resolver el problema al considerar la variable de potencia no servida.

Finalmente, se puede concluir que se tiene una similitud en los resultados para esta red de prueba. Siendo válido tanto el modelo determinístico y el modelo descompuesto.

3.4.2 RED IEEE 24 RTS

Los datos de esta red eléctrica fueron publicados por la Probability Subcommittee, (1979). En esta publicación se encuentran los datos técnicos de 32 unidades de generación, 38 líneas de transmisión y una demanda máxima de 2850 MW distribuidos en 24 barras eléctricas. Así también se describieron los costos fijos y operativos de las unidades de generación para centrales hidroeléctricas y centrales térmicas (Carbón, nuclear y diésel).

Aghaei et al., (2014) evaluó la expansión de generación y transmisión para demandas máximas de 4000, 5000 y 6000 MW. Para ello asumió como unidades de generación candidatas a todas las unidades de generación térmicas. En cuanto a transmisión solo considera 10 líneas de transmisión existentes como unidades candidatas a expansión. Algo que no se menciona en su evaluación es el costo de inversión de las líneas de transmisión y el factor de carga empleado en la demanda.

Tabla 3.8: Resultados de la evaluación en la red IEEE 24 RTS

Máx Demanda (MW)	Aghaei et al., (2014) Función Objetivo (10^7\$)	Modelo Planteado Función Objetivo (10^7\$)	Variación (%)
4 000	2.495	2.563	2.66%
5 000	4.415	3.890	-13.49%
6 000	6.172	5.555	-11.11%

Tomando las mismas premisas consideradas por Aghaei et al., (2014) se evaluó la red IEEE 24 RTS. En cuanto a los costos de inversión en transmisión se empleó como

referencia los datos publicados por Shahab Dehghan et al., (2016) para evaluar esta misma red eléctrica.

Los resultados de la optimización se muestran en la Tabla 3.8, y a su vez se comparan con los obtenidos por Aghaei et al., (2014). Como resultado se obtiene que a medida que se incrementa la demanda máxima es necesario añadir unidades de generación y transmisión. Al realizar la comparación de resultados se encontraron que la variación entre los costos totales es 2.66% mayor para una demanda de 3000 MW, 13.5% menor para una demanda de 4000 MW y 11% menor para una demanda de 5000 MW.

Por un lado el error en la variación de resultados se debe a que Aghaei et al., (2014) no especifica los costos de inversión empleados en su evaluación. Por otra parte, Conejo et al., (2016) explica que los costos de inversión en transmisión están en el orden de 5 a 10% de los costos de inversión en generación y transmisión. Finalmente, se puede concluir que se tiene una similitud en los resultados para esta red de prueba a nivel de selección de unidades de generación.

CAPITULO 4 CASO DE ESTUDIO: SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

En esta sección se aplica el modelo con descomposición de Benders, al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN). En primer lugar, se describen las características actuales de la red eléctrica, premisas y escenarios de análisis, los proyectos en curso y los posibles proyectos candidatos. Luego, en concordancia con los objetivos de planeamiento planteados se muestran los resultados obtenidos.

Las fuentes de información empleadas son documentos gubernamentales, anuarios ejecutivos, informes nacionales y manuales técnicos. La información recopilada es de organizaciones con respaldo institucional como el MEM⁸, OSINERGMIN⁹ y COES¹⁰ en el país; y IEA¹¹ e IRENA¹² a nivel internacional. Así también se asumieron premisas de cálculo en base a artículos científicos, de los cuales

⁸ MEM: Ministerio de Energía y Minas, es la institución encargado de atender lo relativo al régimen jurídico aplicable a la producción, distribución y comercialización de la energía y explotación minera.

⁹ OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, es una institución pública encargada de supervisar que las empresas eléctricas, las de combustibles y las del régimen general de Minería del Perú cumplan las normas legales de las actividades que desarrollan.

¹⁰ COES: Comité de Operación Económica del Sistema, es el operador del sistema eléctrico peruano. Su finalidad es coordinar la operación de corto, mediano y largo plazo del SEIN al mínimo costo, preservando la seguridad del sistema, el mejor uso de los recursos energéticos, planificar el desarrollo de la transmisión y administrar el Mercado de Corto Plazo

¹¹ IEA: “*International Energy Agency*”, es una organización internacional, creada por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE). busca coordinar las políticas energéticas de sus Estados miembros, con la finalidad de asegurar energía confiable, adquirible y limpia a sus respectivos habitantes.

¹² IRENA: “*International Renewable Energy Agency*”, es una organización intergubernamental para la promoción de la energía renovable en todo el mundo. Su objetivo es proporcionar asesoramiento sobre políticas concretas y facilitar la capacidad y la transferencia de tecnología

los más relevantes son Shahab Dehghan et al., (2016); Flores-Quiroz et al., (2016) y Guerra et al., (2016).

4.1 SITUACIÓN ACTUAL DEL SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL

La oferta de la generación eléctrica para el corto plazo en el SEIN está definida hasta el año 2019. Este parque de generación estará compuesto por proyectos comprometidos bajo contrato y proyectos de alta probabilidad de construirse. Luego del 2020, existe una cartera de posibles proyectos que se pueden agrupar en:

- Centrales térmicas que están asociados al desarrollo del Gaseoducto Sur Peruano (GSP). Existe el compromiso de 1 200 MW de potencia instalada en el sur que esperan la llegada del gas natural.
- Centrales hidroeléctricas convencionales. El Perú cuenta con un potencial de 70 000 MW en centrales hidroeléctricas. De las cuales solo se está aprovechando 4 659 MW.
- Energías renovables en la costa peruana. En la última subasta de energía renovable se presentaron 5 268 MW, dichos proyectos cuentan con ingeniería básica.

En cuanto a la transmisión, cada dos años se realiza un estudio de planificación de la transmisión. Resultado de ello se tienen el “Plan Vinculante” y el “Plan de Transmisión de Largo Plazo”. Los proyectos del “Plan Vinculante” serán ejecutados en el corto plazo, mientras que los proyectos del “Plan de Transmisión de Largo Plazo” serán revisados en futuras actualizaciones del plan de transmisión.

4.1.1 DEMANDA DE ELECTRICIDAD

Según la Sub Dirección de Gestión de la Información - COES, (2017), la demanda máxima alcanzo un valor de potencia en bornes de generación de 6 492 MW. La demanda mínima registro un valor de potencia de generación de 3 875 MW, registro que representa el 59.7% de la demanda máxima. Mientras que la producción anual de

energía totalizó la cantidad de 48 326 GWh, lo que resultó un factor de carga anual de 0.838. En la tabla se muestran los registros mensuales del año 2016.

Tabla 4.1: Demanda del SEIN y sus factores de carga durante el 2016

Mes	Potencia Mínima (MW)	Potencia Máxima (MW)	Producción de Energía (GWh)	Factor de Carga	Relación P. Mín/ P. Máx
Enero	3 875	6 301	4 023.50	0.858	0.615
Febrero	4 706	6 565	3 933.31	0.861	0.717
Marzo	4 311	6 445	4 130.19	0.861	0.669
Abril	4 405	6 393	3 979.85	0.865	0.689
Mayo	4 177	6 268	4 029.54	0.864	0.666
Junio	3 889	6 242	3 862.17	0.859	0.623
Julio	4 277	6 191	3 995.30	0.867	0.691
Agosto	4 367	6 190	4 037.57	0.877	0.706
Setiembre	4 402	6 278	3 950.54	0.874	0.701
Octubre	4 363	6 311	4 101.38	0.873	0.691
Noviembre	4 465	6 484	4 047.21	0.867	0.689
Diciembre	4 242	6 492	4 235.87	0.877	0.653
Anual	3 875	6 565	48 326.42	0.838	0.590

Fuente: Sub Dirección de Gestión de la Información - COES, (2017)

4.1.2 PARQUE DE GENERACIÓN

4.1.2.1 Infraestructura al año 2016

Según la Sub Dirección de Gestión de la Información - COES, (2017), al año 2016 existen 12078 MW de generación disponible en el SEIN. Donde la predominancia en términos de capacidad la tiene el parque térmico con el 56.7%, seguido del parque hidroeléctrico con 40.2%, y en menor porcentaje por plantas de generación eólica y solar que representan el 2.8%. En el anexo B.1 se encuentra detallada la base de datos de las unidades de generación.

Tabla 4.2: SEIN - Potencia instalada de las unidades de generación por tecnología

	Potencia Instalada (MW)				Estructura
	Norte	Centro	Sur	Total	
Hidroeléctrica	521	3 546	592	4 659	39%
Hidro - RER	71	118	10	199	2%
Gas Natural	131	3 948	-	4 079	34%
Carbón	-	-	142	142	1%
Residual	16	63	49	127	1%
Diésel 2	591	42	1 864	2 496	21%

Bagazo + biogás	16	20	-	36	0%
Solar	-	-	96	96	1%
Eólica	114	129	-	243	2%
Total	1 460	7 866	2 753	12 078	100%

Fuente: Sub Dirección de Gestión de la Información - COES, (2017)

4.1.2.2 Costos de combustible

La Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERGMIN, (2017) periódicamente publica los costos de combustible del mercado eléctrico peruano. En la Tabla 4.3 se muestra los precios de combustible considerados para centrales térmicas a diésel y residual. Del mismo modo, en la Tabla 4.4 se muestra los precios de combustible considerados para centrales térmicas a gas natural.

Tabla 4.3: SEIN - Precio de combustibles líquidos

Central Térmica	Precio (\$/gal)	Central Térmica	Precio (\$/gal)
Turbo Gas de Chimbote (TG3)	611.44	Mollendo I GD	329.36
Turbo Gas de Piura con DB5	642.02	Ilo 1 TV N° 2	328.26
Grupos Diesel de Piura	642.02	Ilo 1 TV N° 3	298.42
Grupos Diesel de Chiclayo	635.49	Ilo 1 TV N° 4	328.26
Turbo Gas Diesel Santa Rosa TG7D2	580.75	Ilo 1 GD N° 1	649.18
Turbo Vapor de Shougesa	301.27	Reserva Fria Talara	575.33
G. Diesel Shougesa	589.19	Reserva Fria Puerto Eten	604.36
G. Diesel Tumbes Nueva 1	333.91	NES Ilo	649.18
Taparachi GD N° 1 al N° 4	639.87	Reserva Fría Ilo	649.18
Bellavista ALCO	640.59	Central de Emergencia Piura	607.77
Chilina GD N° 1 y N° 2	365.62	Reserva Fría Pucallpa	637.80
Chilina Ciclo Combinado	624.72	Reserva Fría Puerto Maldonado	897.38
Chilina TV N° 2	336.81	NES Puerto Bravo	625.99
Chilina TV N° 3	336.81	Recka TG1	609.57

Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERGMIN, (2017)

Tabla 4.4: SEIN – Precio de gas natural

Central Térmica	Precio (\$/MMBTU)	Central Térmica	Precio (\$/MMBTU)
C.T. Ventanilla	2.6797	C.T. Independencia	2.5005
C.T. Santa Rosa 1	2.7556	C.T. Santo Domingo de Olleros	2.8166
C.T. Santa Rosa 2	2.8062	C.T. Fenix	2.7874
C.T. Chilca	2.7644	C.T. Aguaytia	2.7576
C.T. Kallpa	2.7553	TG4 de C.T. Malacas	0.4675
C.T. Flores	2.8069	TG6 de C.T. Malacas	0.9691
C.T. Pisco	2.4534		

Fuente: Gerencia de Regulación Tarifaria, OSINERGMIN (2017)

4.1.2.3 Proyectos comprometidos 2017 - 2019

En nuestro país, como parte de las políticas de incentivos para construcción de nuevos proyectos se generaron procesos de promoción utilizando el mecanismo de subasta de energía. Por ello, en el país se dispone de proyectos de generación eléctrica comprometidos por este esquema de desarrollo. De acuerdo a los contratos suscritos con el Estado Peruano, estos proyectos deberán ingresar en operación paulatinamente hasta el año 2019. Es válido afirmar que en el corto plazo el país cuenta con una garantía de suministro y bajo riesgo de desabastecimiento.

Así muchos de estos proyectos se encuentran en fase de estudios definitivos o construcción sumando un total de 1 190 MW. En la Tabla 4.5, se muestra el resumen de estos proyectos por tecnología para el periodo 2015 – 2019. En el anexo B.2 se encuentra detallada la base de datos de los proyectos comprometidos de generación.

Tabla 4.5: SEIN – Potencia instalada de los proyectos comprometidos en el 2017-2019

	Numero de Centrales	Potencia Instalada (MW)	Estructura (%)
Hidroeléctrica	1	89	7.06%
Hidro-RER	28	404	33.99%
Gas Natural	2	351	29.50%
Bagazo + Biogas	2	4	0.34%
Eólica	3	162	13.61%
Solar	2	185	15.51%
Total	38	1190	100%

Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERGMIN, (2017)

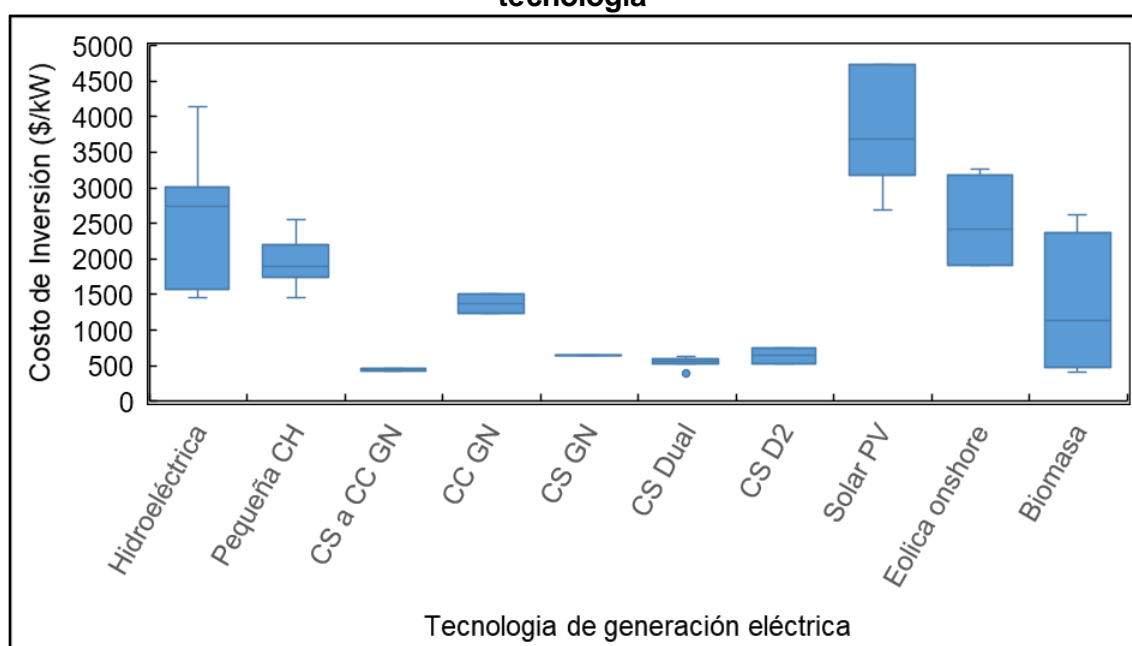
4.1.2.4 Costos de inversiones realizadas en los últimos años

De acuerdo con la información publicada por la Gerencia de Supervisión de Electricidad - OSINERGMIN, (2016), entre el 2014 y 2016 ingreso en operación 4 524 MW de potencia instalada. Lo cual represento una cifra de 6 669 millones de dólares, teniendo una inversión unitaria seria en promedio de 1 474 \$/kW para las centrales de generación. En la Tabla 4.6 se muestra el resumen de las inversiones realizadas, mientras que en la Figura 4.1 se muestra el costos de inversión unitario por tecnología.

Tabla 4.6: SEIN – Inversiones realizadas entre el 2014 y 2016

	Potencia Instalada (MW)	Inversión (MM US\$)
2014	867.9	1 621.0
2015	894.7	1 525.7
2016	2 762.2	3 522.7
Total	4 524.8	6 669.4

Fuente: Gerencia de Supervisión de Electricidad - OSINERGMIN, (2016)

Figura 4.1: SEIN – Costos unitarios de inversión entre el 2011 a 2016 por tecnología

Fuente: Elaborado en base a Gerencia de Supervisión de Electricidad - OSINERGMIN, (2016)

De la Figura 4.1 se puede apreciar lo siguiente:

- Las centrales hidroeléctricas requieren entre 1500 a 3000 \$/kW. La alta variación se debe a la configuración específica de cada proyecto. Las obras civiles para el embalse, canal de aducción son los que generan esta variación de costos. Por otra parte, las pequeñas hidroeléctricas costaron en promedio 2128 \$/kW.
- Las centrales térmicas de ciclo simple costaron en promedio 576 \$/kW. Mientras que las centrales de ciclo combinado costaron alrededor de 1372

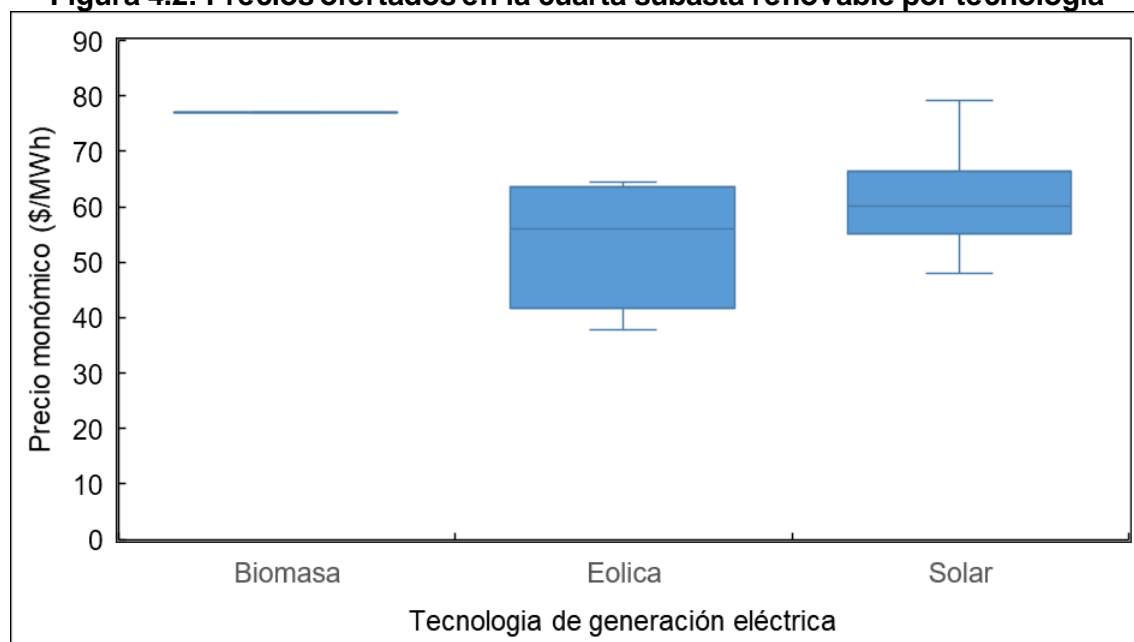
\$/kW. Para el caso de conversión de centrales de ciclo simple a ciclo combinado llega a costar 443 \$/kW.

- Las centrales de energía renovable costaron entre 3000 a 4500 \$/kW para solares fotovoltaicas, 2000 a 3000 \$/kW para centrales eólicas. La alta variabilidad se debe a que los costos de inversión han venido disminuyendo en los últimos años.

4.1.2.5 Subastas de Energía Renovable

El Estado peruano ha venido promocionando el uso de energía renovable de fuentes no convencionales mediante el mecanismo de subastas. Vásquez, Tamayo, and Salvador, (2017) explica detalladamente los resultados de las subastas RER realizadas en el Perú. Actualmente en el SEIN se tienen 32 centrales bajo este mecanismo, que incluyen 18 centrales hidráulicas, cinco centrales solares (96 MW), cuatro parques eólicos (239 MW) y una planta de biomasa (23 MW).

Figura 4.2: Precios ofertados en la cuarta subasta renovable por tecnología



Fuente: Elaborado en base a Vásquez et al., (2017)

4.1.3 RED DE TRANSMISIÓN

4.1.3.1 Infraestructura actual

Según la Sub Dirección de Gestión de la Información - COES, (2017) al año 2016 el SEIN cuenta con un total de 26 758 km de longitud de líneas de transmisión. De las cuales 8525 km pertenecen al sistema principal de transmisión. Debido a la complejidad computacional, para la presente investigación se modelo solo el sistema principal de transmisión. En el anexo C.3 se muestra el detalle de las líneas de transmisión consideradas.

Tabla 4.7: SEIN – Longitud de las líneas de transmisión al año 2016

Líneas	500 kV.	220 kV.	138 kV.	<75 kV.
Sistema Principal de Transmisión	1 822.3	6 259.0	444.7	-
Sistema Secundario de Transmisión	142.8	5 915.3	4 163.8	8 010.6
TOTAL	1 965.1	12 174.3	4 608.5	8 010.6

Fuente: Sub Dirección de Gestión de la Información - COES, (2017)

4.1.3.2 Plan de Transmisión

La Dirección de Planificación de Transmisión - COES, (2017), ha publicado los resultados del estudio periódico del Plan de Transmisión. Este plan de transmisión es elaborado cada dos años y sus resultados son aprobados por el MEM. El plan de transmisión en mención se encuentra dividido en dos partes: el primero llamado “Plan Vinculante” y el segundo denominado “Plan de Transmisión de Largo Plazo”.

El Plan Vinculante acoge a todos los proyectos que deben ejecutarse dentro del periodo de Vigencia del Plan de Transmisión. Mientras que el Plan de Transmisión de Largo Plazo incluye los proyectos no vinculantes, es decir los que serán revisados en futuras actualizaciones del plan. Para este análisis se consideran los proyectos del plan vinculante como proyectos en obra, y en base a los proyectos del plan de transmisión se plantean proyectos candidatos. En el anexo A, se adjuntan los datos considerados y la red eléctrica simplificada.

4.2 PLANTEAMIENTO DE PREMISAS Y ESCENARIOS

En este numeral se presenta la proyección de la demanda, los proyectos considerados en generación, los costos de combustible considerados, costos de inversión de proyectos de generación y otras variables consideradas para las proyecciones de la expansión de generación y transmisión.

El horizonte de análisis de la expansión de capacidad de generación es de 24 años desde el 2017 al 2040. A partir del 4 año (2020) se consideran variables binarias de decisión de proyectos candidatos. El SEIN es modelada con 100 barras, 129 unidades de generación existentes, 48 unidades de generación candidatas, 134 líneas de transmisión existentes y 73 líneas candidatas. Para todos los escenarios analizados se considera una tasa de descuento de 12%, VOLL¹³ de 1000 \$/MWh y un margen de reserva operativo de 15%. Es pertinente subrayar que, a mayor margen de reserva, el número de proyectos y las inversiones requeridas serían mayores.

4.2.1 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

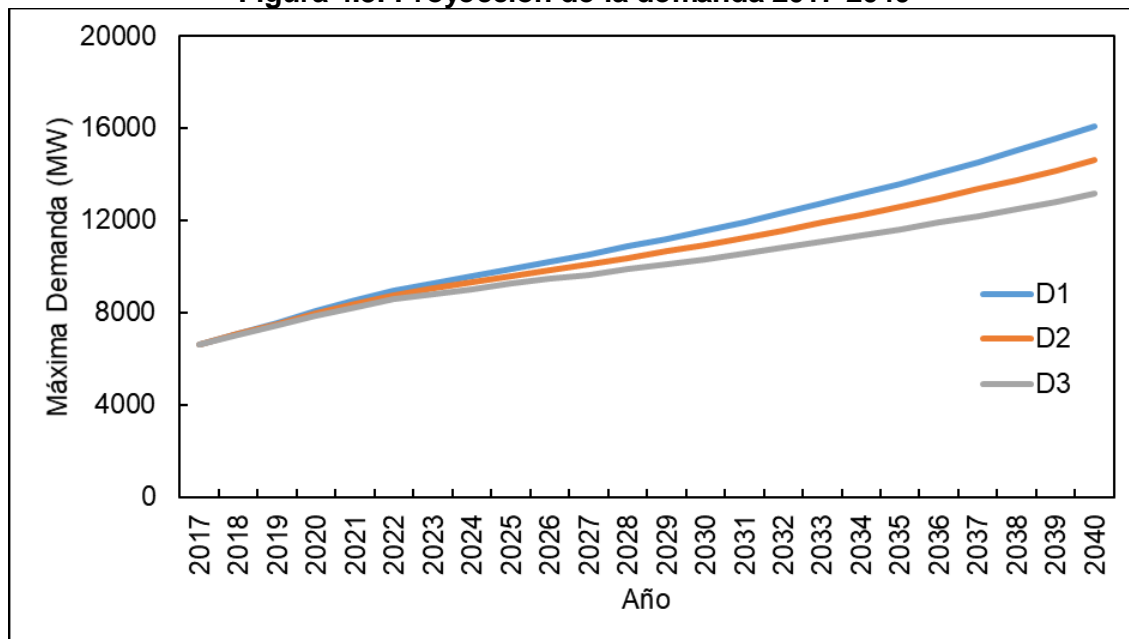
Se empleó como referencia la proyección de la demanda realizada por la Dirección de Planificación de Transmisión - COES, (2017). De acuerdo con estas proyecciones, se estima que la demanda de electricidad crecería a una tasa promedio de 4.8% por año entre 2016 a 2028. Para propósito del análisis se asume una tasa de crecimiento de 3% entre el 2028 a 2040.

La metodología de la proyección de la demanda del SEIN está basada en el pronóstico de dos componentes importantes: La demanda vegetativa y la demanda de grandes cargas. El primero obtenido mediante la aplicación de un modelo econométrico de corrección de errores (MCE). El segundo utilizando la recopilación de información de los agentes y promotores de nuevos emprendimientos. Como resultado, la máxima demanda en el escenario base sería de 14 609 MW para el año 2040.

¹³ VOLL: "Value of Lost Load", es el costo estimado de no suministrar energía

Para distribuir la carga en las diferentes barras del sistema eléctrico se emplean factores de distribución publicados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERGMIN, (2017). Para este análisis de sensibilidad se plantea una variación de 10% respecto a la demanda base para cada barra y condición operativa. En la Figura 4.3 se muestran las premisas consideradas en referencia a la demanda.

Figura 4.3: Proyección de la demanda 2017-2040



Fuente: Elaboración propia

4.2.2 PREMISAS DE GENERACIÓN

La optimización de la expansión de los proyectos considerados se realiza para el periodo 2020 – 2040. Es de resaltar que debido al posible ingreso del gaseoducto sur peruano para el año 2023, este permitiría la conversión y operación de 1200 MW, cambiando de generación diésel a generación a gas natural. Considerando estos compromisos, el ingreso del gaseoducto sur peruano facilitaría el incremento de capacidad, dado el potencial de operar estas plantas térmicas con ciclo combinado.

4.2.2.1 Proyectos Considerados

Para la expansión de la generación se consideran proyectos candidatos que tienen concesiones definitivas, temporales o con algún nivel de estudios de ingeniería vigente. No se consideran otros proyectos por falta de información, es por ello que el

total de potencia nominal considerado es menor al potencial energético del país. Las premisas consideradas por tecnología fueron:

- Centrales hidroeléctricas, en el estudio del Plan de Transmisión elaborado por la Dirección de Planificación de Transmisión - COES, (2017) se listan 50 proyectos con un total de 12 979 MW. Se modelan 4000 MW distribuidos en el norte, centro y sur del país.
- Proyectos eólicos, se tomó en consideración los proyectos no adjudicados en la 4ta subasta renovable. En esta última subasta se presentaron 34 proyectos con un total de 2 167 MW.
- Proyectos solares fotovoltaicos, se tomó en consideración los proyectos no adjudicados en la 4ta subasta renovable. En esta última subasta se presentaron 48 proyectos con un total de 3 097 MW.
- Centrales térmicas a diésel, se consideran proyectos de ciclo simple. Debido a su flexibilidad se asume que pueden ingresar en diferentes ubicaciones del sistema eléctrico.
- Centrales térmicas a gas natural en el sur, se tomó en consideración que un máximo de 70% de la capacidad del gaseoducto sur peruano será para generación.

Finalmente, en el Anexo C.4 se lista la información completa de la información recopilada. El resumen de los proyectos considerados se muestra en la Tabla 4.8.

Tabla 4.8: SEIN – Resumen de proyectos de generación candidatos para decisión

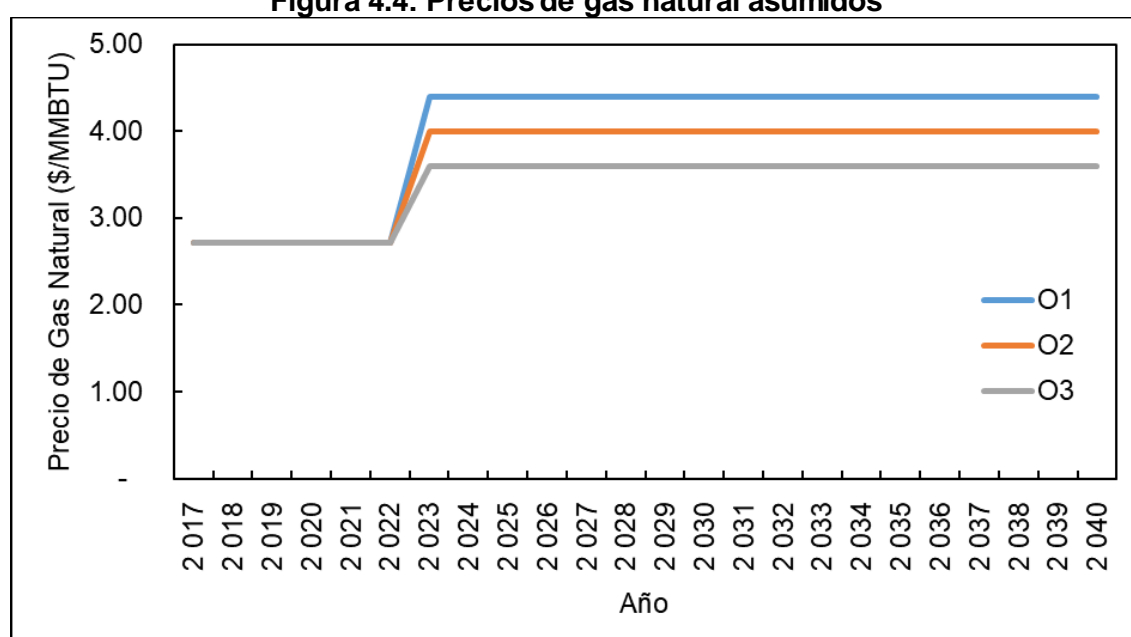
Tecnología	Potencia Nominal (MW)				
	Norte	Lima	Sur	Centro	Total
Diésel CS	1 200	1 200	1 200	-	3 600
Gas Natural CC	-	-	1 040	-	1 040
Hidroeléctrica	3 140	-	2 320	2 547	8 007
Eólica	1 996	-	498	-	2 494
Solar	-	-	2 787	-	2 787
Total	6 336	1 200	7 845	2 547	17 928

Fuente: Elaboración propia

4.2.2.2 Costos Operativos

Se consideran los costos de los combustibles publicados por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERGMIN, (2017). Adicionalmente para el caso con Gasoducto Sur Peruano, se considera un incremento del precio del gas natural en 1 US\$/MMBTU, bajo un esquema “estampilla” a todo el sistema de transporte de Camisea. Para el análisis de sensibilidad se plantea la variación de 10% del precio de gas natural luego del ingreso del Gaseoducto Sur Peruano. En la Figura 4.4 se muestra los 3 escenarios analizados.

Figura 4.4: Precios de gas natural asumidos



Fuente: Elaboración propia

4.2.2.3 Costos de Inversión

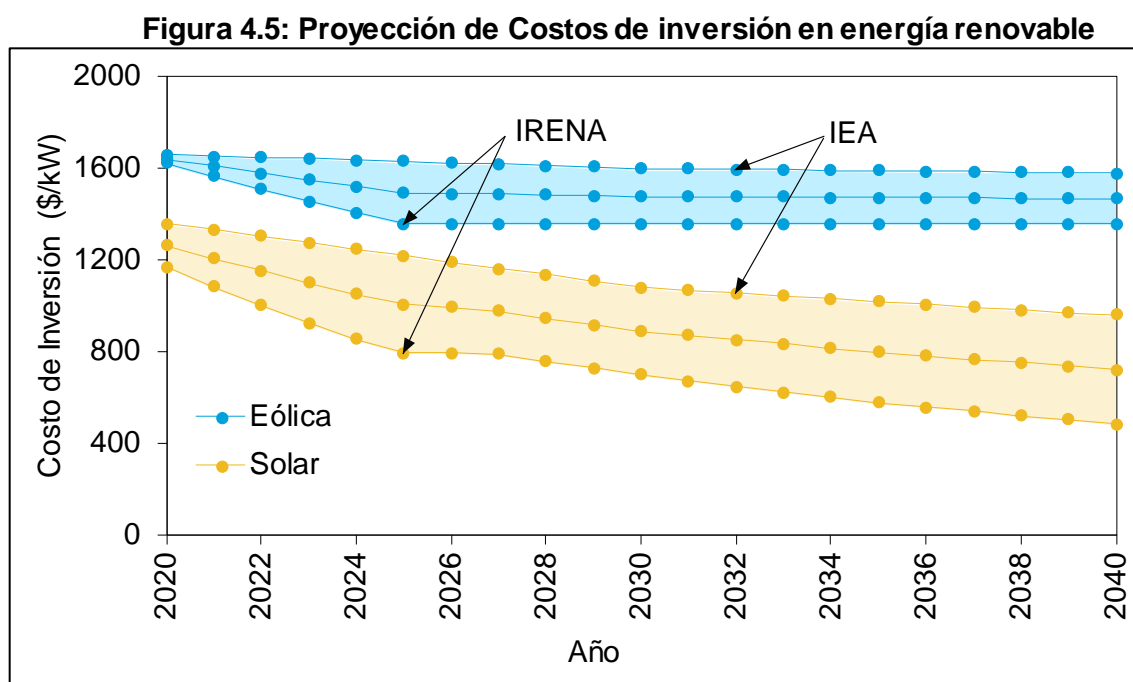
De acuerdo con la IEA and NEA, (2015), los costos de inversión de proyectos hidroeléctricos y térmicos están asociados a los precios de materiales y no se espera un cambio considerable. Por otra parte, la generación mediante energías renovables reducirá sus costos de construcción. Para plantear las premisas, se toma como referencia dos proyecciones de costos de inversión:

- Escenario de bajo impacto renovable, en este escenario se considera la proyección de costos de IRENA, (2016). Al año 2026 el costo de inversión

sería de 1700 y 1463 \$/kW para las centrales eólicas y solares respectivamente.

- Escenario de alto impacto renovable, en este escenario se considera la proyección de costos de la IEA and NEA, (2015). Al año 2026 el costo de inversión sería de 1333 y 734 \$/kW para las centrales eólicas y solares respectivamente.

Se toma como escenario base el promedio de estos costos de inversión, un escenario de alto impacto de energía renovable a las proyecciones de IRENA, (2016) y un escenario de bajo impacto de energía renovable a las proyecciones de la IEA and NEA, (2015). En la Figura 4.5 se muestran las premisas consideradas.



Fuente: Elaboración propia

4.2.3 PREMISAS DE TRANSMISIÓN

Se modela el sistema principal de la red actual de transmisión. Para este análisis se consideró los proyectos del plan vinculante como proyectos por ejecutar. Mientras que los proyectos del plan de transmisión formarán parte del proceso de optimización de la decisión de ingreso. En el Anexo A se muestra el diagrama unifilar considerado.

Para el cálculo de costos fijos se considera un tiempo de vida de 25 años, una tasa de descuento de 12% y costos por operación y mantenimiento de 3% del costo de inversión. Los costos de inversión considerados es en base a los datos considerados por la Dirección de Planificación de Transmisión - COES, (2017). En la Tabla 4.9 se muestran estos costos unitarios de inversión.

Tabla 4.9: Costos unitarios de inversión en transmisión

Tipo	kV	MVA	Unidad	Costo Unitario (\$)
LT 500kV 1Terna	500	1400	km	388 581
LT 220kV 1Terna	220	450	km	161 009
LT 220kV 2Terna	220	450	km	223 208
Transformador 500 / 220 kV	500/220	750	Und	13 500 000
Conexión a la SE 500 kV			Und	12 144 082
Conexión a la SE 220 kV			Und	2 062 410

Fuente: Dirección de Planificación de Transmisión - COES, (2017)

4.2.4 CASOS Y ESCENARIOS DE ANÁLISIS

Se analiza dos casos de análisis, el primer caso es con el ingreso del gasoducto sur peruano al año 2023. En este caso se considera el compromiso de cambio de combustibles de 1200 MW de diésel a gas natural, y luego de 3 años pasan de ciclo simple a ciclo combinado adicionando 600MW. El segundo caso de análisis es sin el ingreso del gasoducto sur peruano, en este caso no se tiene disponibilidad de gas natural para generación en el sur del país.

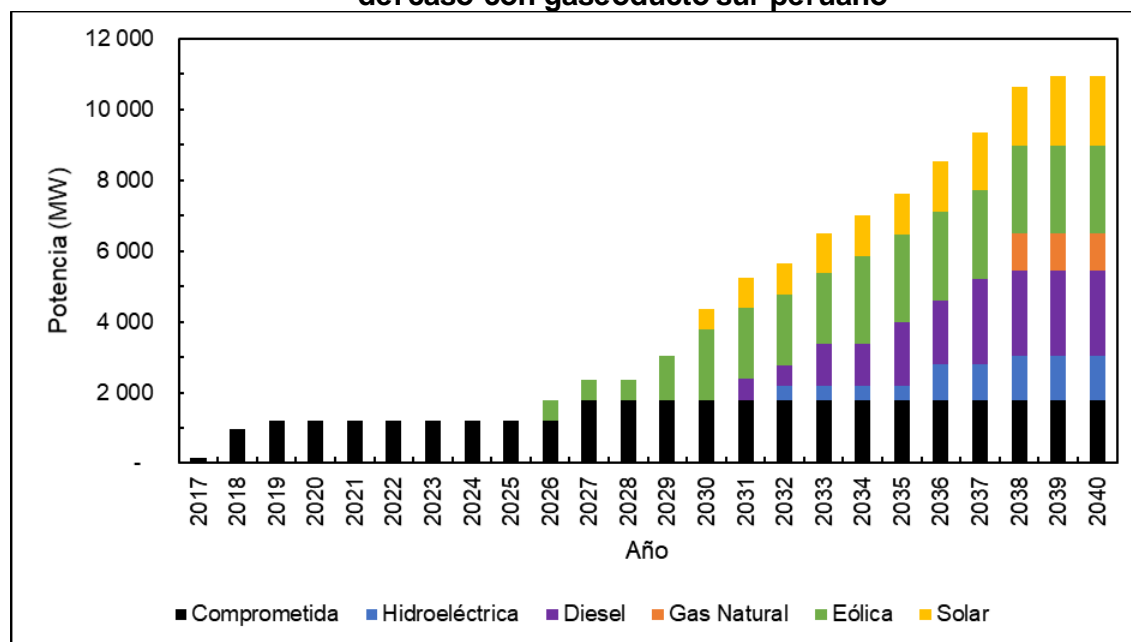
En cuanto a los escenarios de análisis, se formulan a partir de la demanda (3 posibilidades), costos de combustible (3 posibilidades), costos fijos de energía renovable (3 posibilidades) y factores de operación de centrales hidroeléctricas (3 posibilidades). Esto resulta una combinación de 81 posibles escenarios para el caso con gasoducto sur peruano y 81 posibles escenarios para el caso sin gasoducto sur peruano.

4.3 RESULTADOS DE LOS ESCENARIO BASE

4.3.1 CASO CON GASEODUCTO SUR PERUANO

Los resultados del escenario base se muestran en la Figura 4.6. Se puede observar que a partir del año 2026 van ingresando proyectos. En este escenario de proyección al año 2040 se obtiene un ingreso optimizado de 1261 MW de centrales hidroeléctricas, 1040 MW de gas natural, 2400 MW de Diésel, 2494 MW de centrales eólicas y 1951 MW de centrales solares. El ingreso de proyectos se da con mayor intensidad a partir del año 2030.

Figura 4.6: Nueva capacidad de potencia requerida en el escenario base del caso con gaseoducto sur peruano



Fuente: Elaboración propia

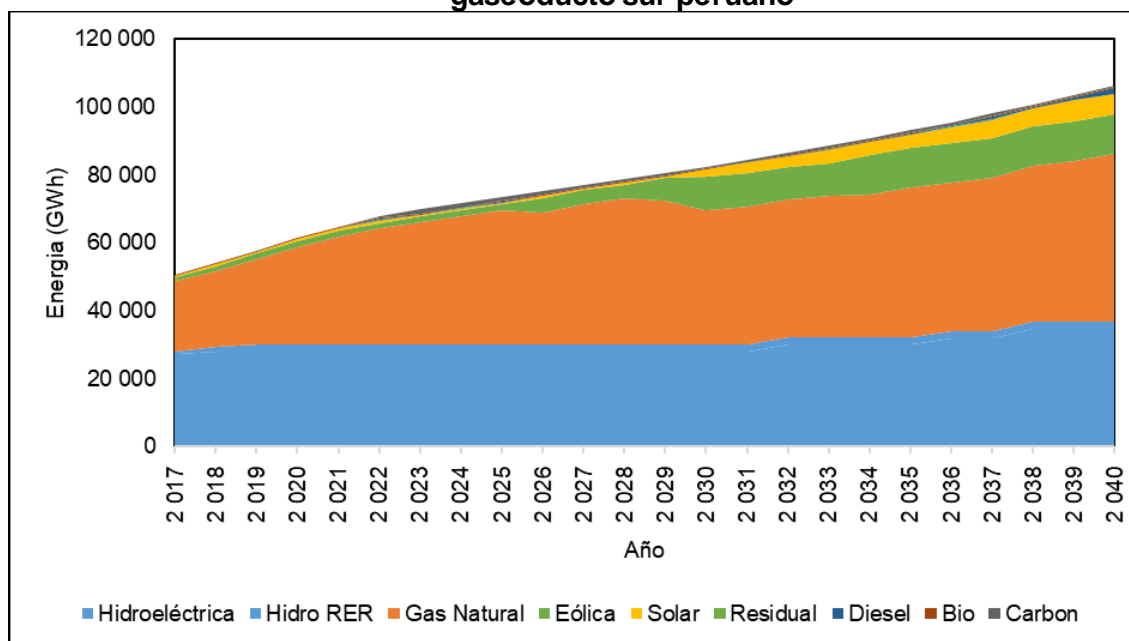
Es preciso mencionar que las centrales solares encuentran un límite de 1951 MW a partir del año 2038. Así también las centrales eólicas, al año 2034 estaría alcanzando el límite máximo de 2494 MW (Limitado por la máxima penetración renovable al SEIN). Esto se explica debido a que tienen un menor LCOE¹⁴ y un factor de planta de 0.41, el cual supera el valor promedio mundial. Las unidades hidroeléctricas

¹⁴ LCOE: Levelized Cost of Energy

y a gas natural ingresan para poder cubrir las horas de máxima demanda. En tanto que las unidades a diésel ingresan para cubrir el margen de reserva fría, dado que estas no llegan a producir un monto significativo de energía.

En la Figura 4.7 se muestra los resultados a nivel de producción de energía. Al año 2040 las centrales hidroeléctricas y las centrales térmicas a gas tendrían la mayor participación con 35% y 46% respectivamente. Las centrales renovables aportarían hasta un 17%. Las centrales térmicas a carbón, diésel y residual aportarían el 3% restante. Las centrales hidroeléctricas disminuyen su participación de forma porcentual, debido a que son sustituidas principalmente por centrales eólicas y solares.

Figura 4.7: Energía producida en el escenario base del caso con gaseoducto sur peruano



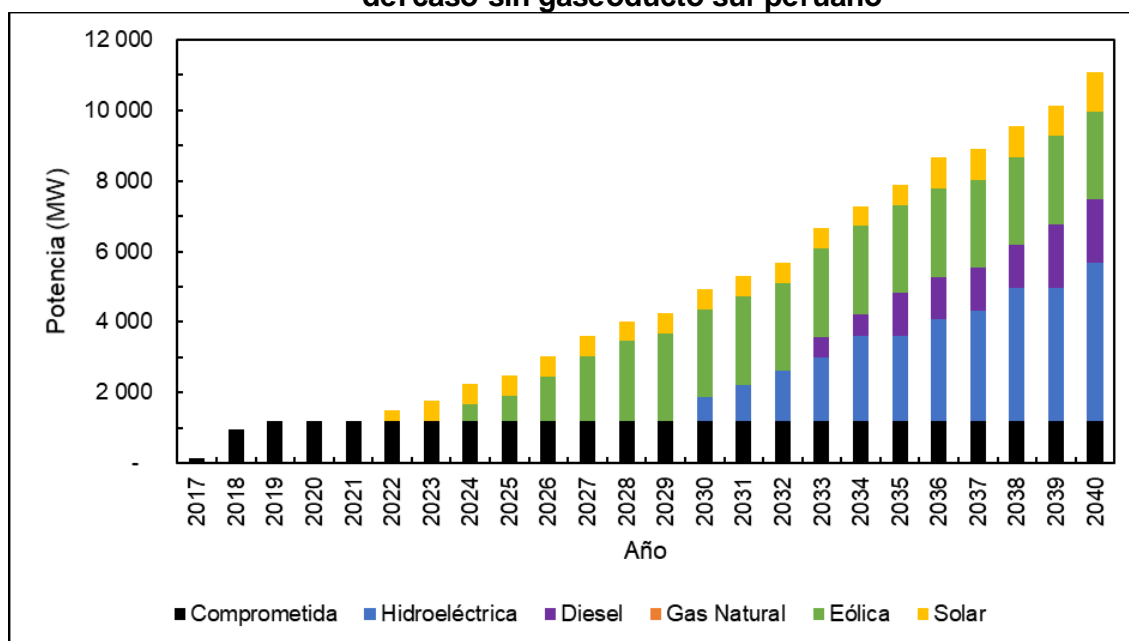
Fuente: Elaboración propia

El valor presente neto de los costos totales proyectados sería de 9 125 millones de dólares. Siendo el 83.2% correspondiente a los costos operativos y 16.8% a los costos fijos. Es preciso mencionar que estos costos fijos corresponden a nuevas unidades de generación y transmisión. En cambio, los costos operativos corresponden a unidades existentes, comprometidas y nuevas por ingresar.

4.3.2 CASO SIN GASEODUCTO SUR PERUANO

Los resultados del escenario base se muestran en la Figura 4.8. Se puede observar que a partir del año 2022 van ingresando proyectos. En este escenario de proyección al año 2040 se obtiene un ingreso optimizado de 4475 MW de centrales hidroeléctricas, 1800 MW de Diésel, 2494 MW de centrales eólicas y 1101 MW de centrales solares.

Figura 4.8: Nueva capacidad de potencia requerida en el escenario base del caso sin gaseoducto sur peruano



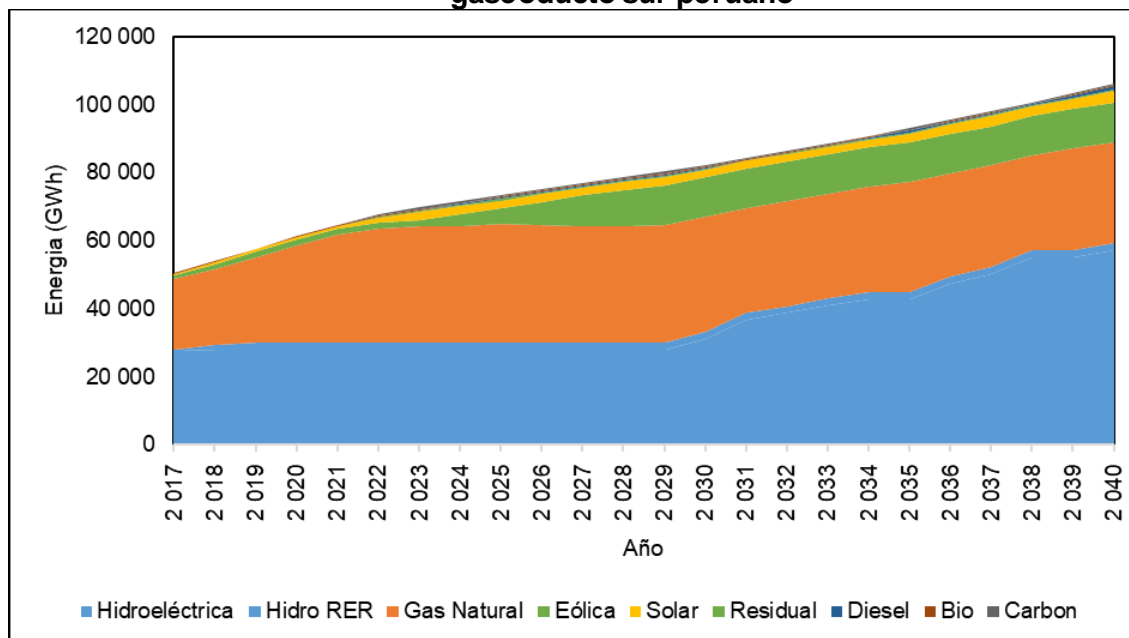
Fuente: Elaboración propia

Es preciso mencionar que las centrales eólicas, al año 2029 estaría alcanzando el límite máximo de 2494 MW (Limitado por la máxima penetración renovable al SEIN). Las unidades hidroeléctricas ingresarían a partir del año 2030, hasta llegar a un valor de 4475 MW. En tanto que las unidades a diésel ingresan para cubrir el margen de reserva fría, dado que estas no llegan a producir un monto significativo de energía.

En la se muestra los resultados a nivel de producción de energía. Al año 2040 las centrales hidroeléctricas y las centrales térmicas a gas tendrían la mayor participación con 56% y 28% respectivamente. Las centrales renovables aportarían hasta un 14%. Las centrales térmicas a carbón, diésel y residual aportarían el 2%

restante. Las centrales hidroeléctricas aumentan su participación de forma porcentual, debido a que en este caso no ingresan proyectos de generación en base a gas natural.

Figura 4.9: Energía producida en el escenario Base del caso sin gaseoducto sur peruano



Fuente: Elaboración propia

El valor presente neto de los costos totales proyectados sería de 9 151 millones de dólares. Siendo el 66.9% correspondiente a los costos operativos y 33.1% a los costos fijos. Es preciso mencionar que estos costos fijos corresponden a nuevas unidades de generación y transmisión. En cambio, los costos operativos corresponden a unidades existentes, comprometidas y nuevas por ingresar.

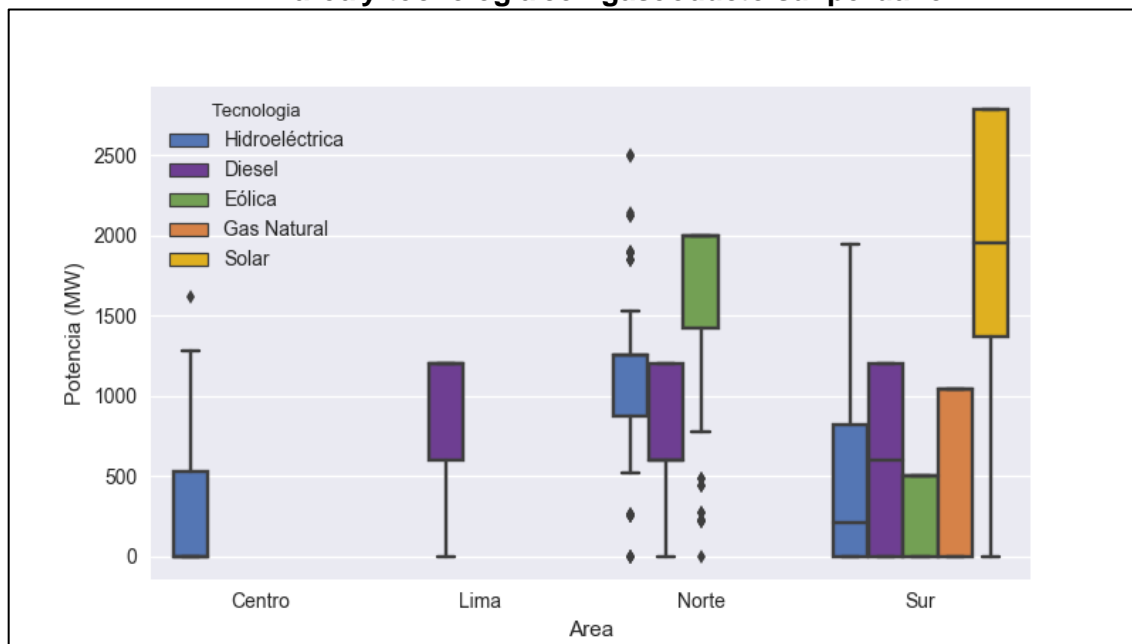
4.4 SELECCIÓN DE PROYECTOS EN BASE A MÚLTIPLES ESCENARIOS

4.4.1 CASO CON GASEODUCTO SUR PERUANO

Debido a la incertidumbre inherente a la evolución de costos fijos, operativos, crecimiento de la demanda, entre otros se planteó un total de 81 escenarios para el caso con gaseoducto. Resultado de esta evaluación se tiene un conjunto de proyectos

óptimos para cada posible escenario futuro. Sin embargo, es necesario seleccionar los mejores proyectos para que puedan ser impulsados. La selección de estos proyectos se realiza en base a su distribución de probabilidad en los resultados óptimos de cada escenario analizado.

Figura 4.10: Distribución de nueva capacidad de generación requerida por área y tecnología con gaseoducto sur peruano



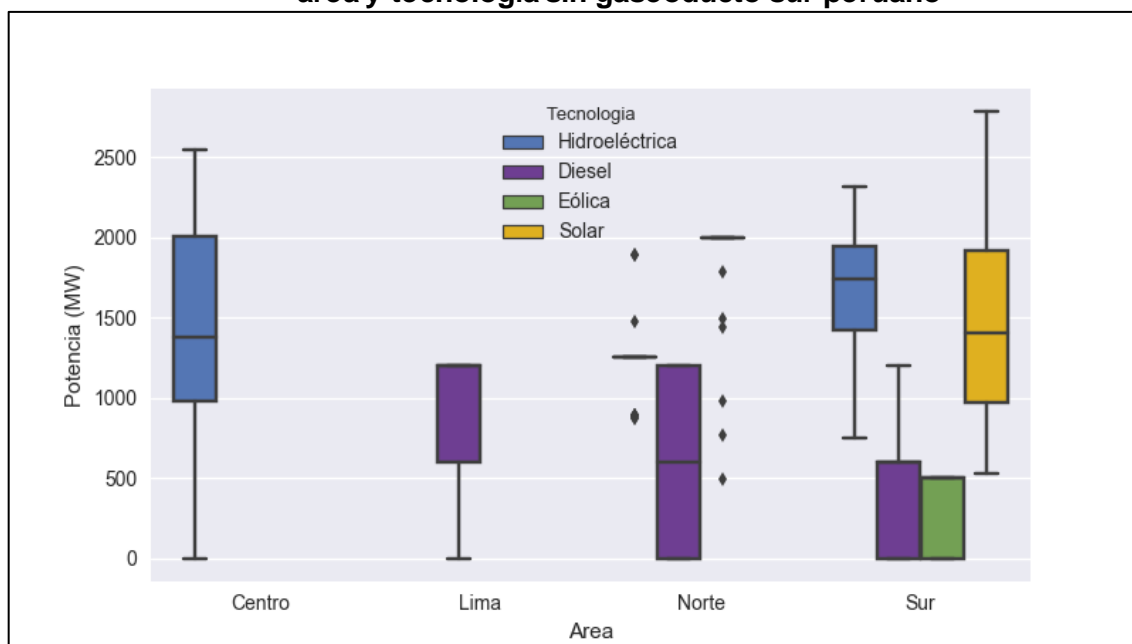
Fuente: Elaboración propia

En la Figura 4.10, se muestra la distribución de capacidad de generación requerida por área y tecnología. En el área centro los resultados muestran que las centrales hidroeléctricas deben estar entre 0 a 300 MW. En el área Lima, por razones de mantener la confiabilidad del sistema se debe tener entre 600 a 1200 MW a diésel. En el área norte, se debe tener una participación de tecnologías diésel entre 500 a 1100 MW, hidroeléctrica entre 700 a 1100 MW y eólica entre 1500 a 2000 MW. Finalmente, en el área sur se debe tener una participación de 500 a 1100 MW a diésel, 500 a 1000 MW a gas natural, 0 a 600 MW de hidroeléctricas, 0 a 500 MW de centrales eólicas y 1500 a 2700 MW de centrales solares.

4.4.2 CASO SIN GASEODUCTO SUR PERUANO

Debido a la incertidumbre inherente a la evolución de costos fijos, operativos, crecimiento de la demanda, entre otros se planteó un total de 81 escenarios para el caso sin gaseoducto. Resultado de esta evaluación se tiene un conjunto de proyectos óptimos para cada posible escenario futuro. Sin embargo, es necesario seleccionar los mejores proyectos para que puedan ser impulsados. La selección de estos proyectos se realiza en base a su distribución de probabilidad en los resultados óptimos de cada escenario analizado.

Figura 4.11: Distribución de nueva capacidad de generación requerida por área y tecnología sin gaseoducto sur peruano



Fuente: Elaboración propia

En la Figura 4.10, se muestra la distribución de capacidad de generación requerida por área y tecnología. En el área centro los resultados muestran que las centrales hidroeléctricas deben estar entre 1000 a 2000 MW. En el área Lima, por razones de mantener la confiabilidad del sistema se debe tener entre 600 a 1200 MW a diésel. En el área norte, se debe tener una participación de tecnologías diésel entre 0 a 1100 MW, hidroeléctrica a 1250 MW y eólica entre a 2000 MW. Finalmente, en el área sur se debe tener una participación de 500 a 1100 MW a diésel, 1500 a 2000 MW de hidroeléctricas, 0 a 500 MW de centrales eólicas y 1000 a 2000 MW de centrales solares.

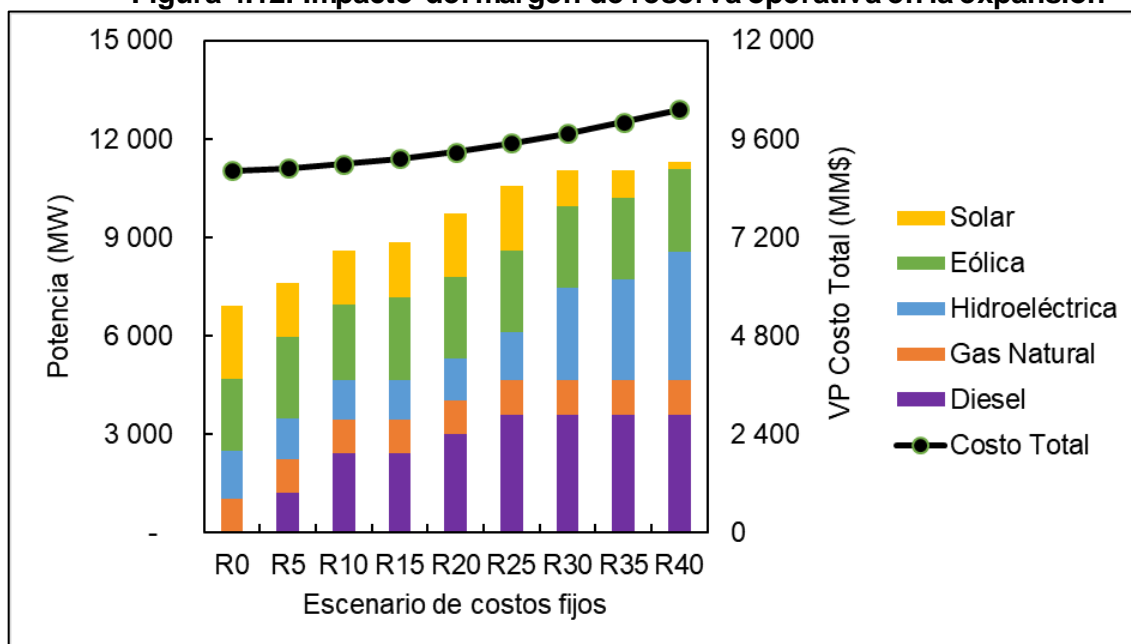
4.5 INFLUENCIA DE RESTRICCIONES OPERATIVAS EN LA EXPANSIÓN

En el análisis de las influencias de las diferentes restricciones operativas se tomó como referencia el caso con gaseoducto sur peruano.

4.5.1 IMPACTO DEL MARGEN DE RESERVA OPERATIVA

El margen de reserva operativo es la potencia adicional en generación que permitiría abastecer la demanda en caso de contingencias. Por un lado, si el margen de reserva operativo es de 0% el sistema corre riesgo de incurrir en situación de “Energía No Suministrada” y ser sujeto de penalidad por no atender la demanda. En contraste, un alto margen de reserva incrementa la confiabilidad del sistema eléctrico. Sin embargo, a medida que se incrementa la confiabilidad del sistema se incrementan los costos fijos del sistema.

Figura 4.12: Impacto del margen de reserva operativa en la expansión



Fuente: Elaboración propia

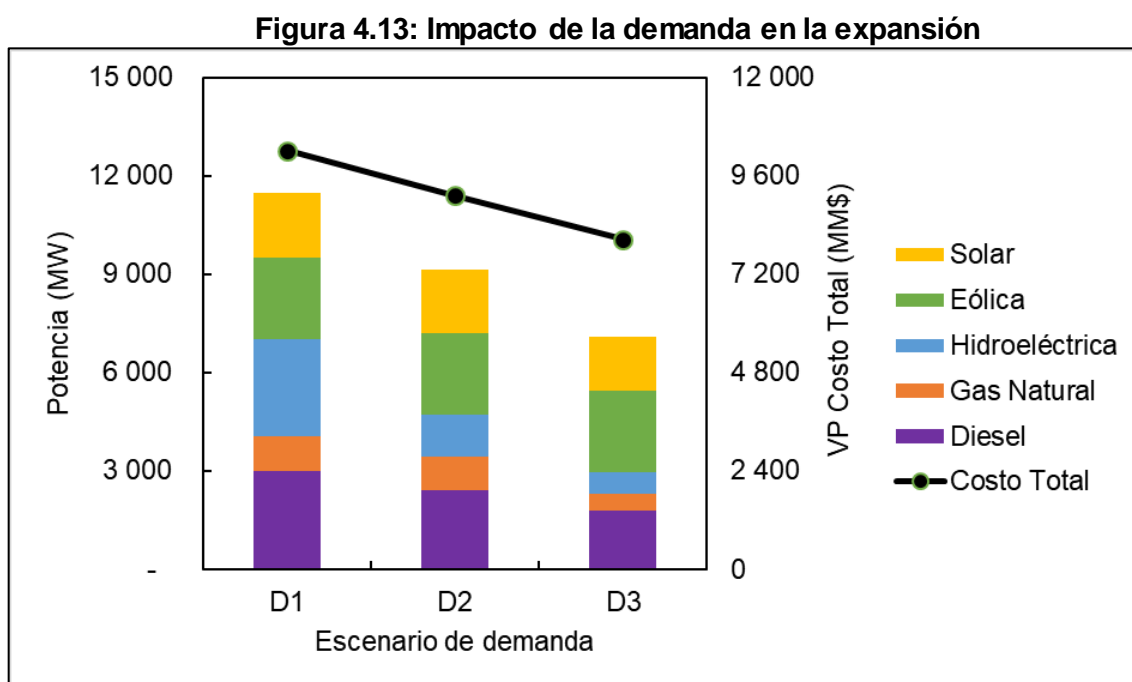
En la Figura 4.12 se muestra la variación de la nueva capacidad de generación y los costos totales en función del margen de reserva operativo de 0 a 40%. Los resultados muestran que a medida que se incrementa el margen de reserva operativo

ingresan unidades de reserva fría hasta un valor de 2400MW. Esto se debe, a que las unidades de reserva fría tienen el menor costo fijo y los más altos costos operativos, pero debido a sus pocas horas de operación son las unidades económicas a expandirse.

El valor presente del costo total varía entre 8 824 MM\$ a 10 321 MM\$, teniendo un promedio de 9 409 MM\$ con una desviación estándar de 524 MM\$.

4.5.2 IMPACTO DE LA DEMANDA

De acuerdo con el planteamiento de los escenarios de demanda mostrados en la Figura 4.3, se analiza el impacto de la demanda en la expansión del sistema eléctrico. En la Figura 4.13 se muestra los resultados de la expansión al año 2040 para el escenario de crecimiento optimista (D1), base (D2) y conservador (D3).



Fuente: Elaboración propia

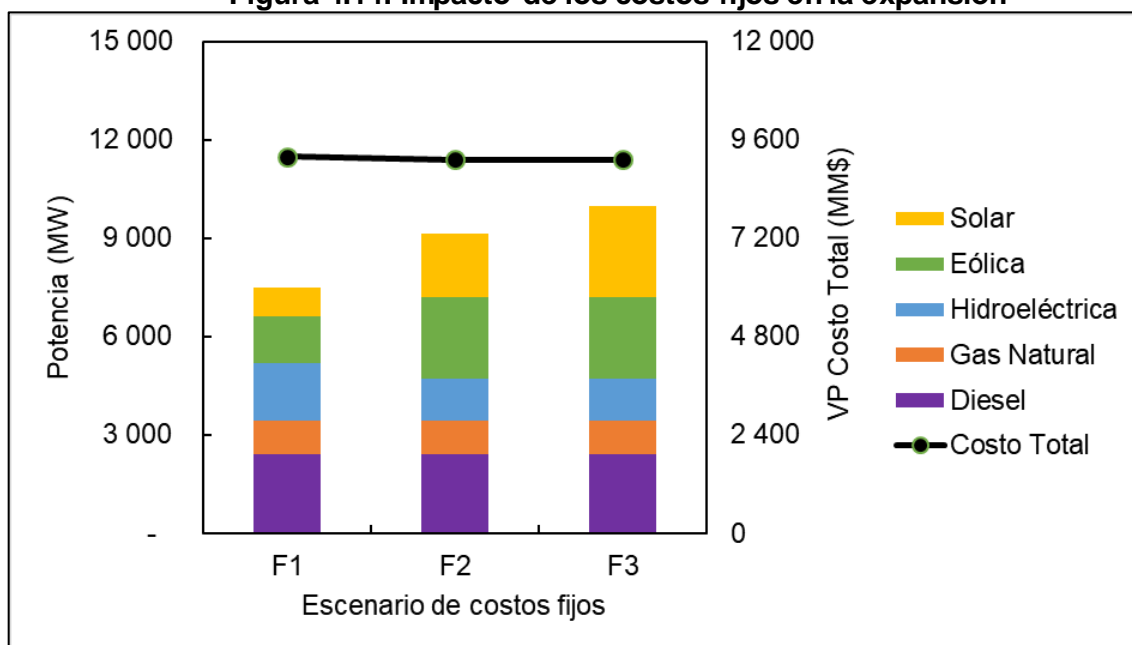
El impacto de la demanda en la expansión influye principalmente si hubiera retrasos de los proyectos de generación convencional. Las centrales hidroeléctricas varían entre 639 a 2981 MW, las centrales a gas natural varían entre 520 a 104 MW, las centrales diésel entre 1800 a 3000 MW, las centrales solares entre 1637 a 1951 MW y finalmente las centrales eólicas mantienen una cifra constante de 2494 MW.

El valor presente del costo total varía entre 8 049 MM\$ a 10 217 MM\$, teniendo un promedio de 9 130 MM\$ con una desviación estándar de 1 084 MM\$.

4.6 INFLUENCIA DE COSTOS FIJOS Y OPERATIVOS EN LA EXPANSIÓN

4.6.1 IMPACTO DE LOS COSTOS FIJOS

Figura 4.14: Impacto de los costos fijos en la expansión



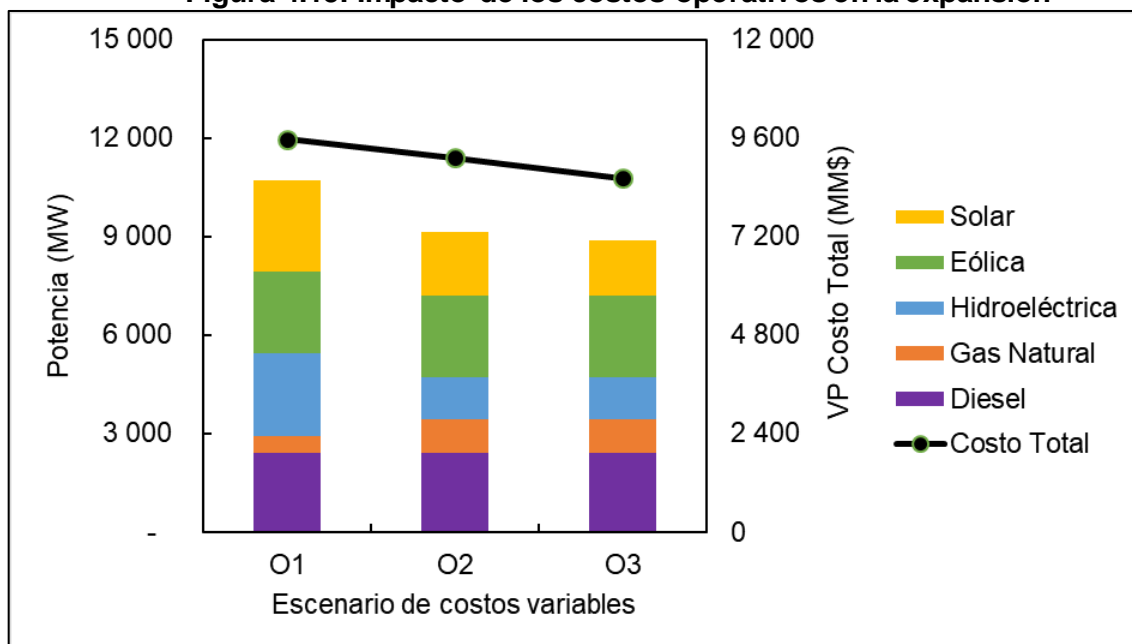
Fuente: Elaboración propia

El mayor impacto de los costos fijos de energía renovable es en la redistribución de la nueva capacidad instalada y la producción de energía. El valor presente del costo total varía entre 9 125 MM\$ a 9 189 MM\$, teniendo un promedio de 9 146 MM\$ con una desviación estándar de 37 MM\$. No se aprecia una gran variación de los costos totales, esto debido a que la energía renovable disminuye los costos operativos, pero al mismo tiempo aumentan los costos fijos. También, se obtuvo como resultado que la generación hidroeléctrica desplaza a la generación renovable en el escenario de bajo impacto renovable.

Por un lado, la generación renovable varía entre 2300 a 5281 MW, en contraste la generación convencional varía entre 4701 a 5207 MW; siendo la tecnología hidroeléctrica la que presenta la variación de 506 MW. Como es de esperar a medida que los costos fijos en energía renovable disminuyen, se tiene un mayor ingreso al sistema eléctrico.

4.6.2 IMPACTO DE LOS COSTOS OPERATIVOS

Figura 4.15: Impacto de los costos operativos en la expansión



Fuente: Elaboración propia

El impacto de la variación de costos de combustible es directamente en los costos operativos. Esto debido a que más de un 45% de la energía sería generada en base a gas natural. El valor presente del costo total varía entre 8 621 MM\$ a 9 573 MM\$, teniendo un promedio de 9 106 MM\$ con una desviación estándar de 476 MM\$.

En cuanto a los nuevos proyectos de expansión, las centrales a gas natural serían desplazadas por centrales hidroeléctricas en el escenario de altos costos de combustible. En tanto que las centrales de generación renovable no se verían afectadas. Esto debido a que a largo plazo serán las unidades más baratas a nivel de costos totales.

CAPITULO 5 CONCLUSIONES

Y

RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Habiéndose revisado el estado del arte se ha desarrollado un modelo de planificación de la generación y transmisión. El modelo esta descrito a detalle en el capítulo 3, cuyos resultados permiten plantear las siguientes conclusiones:

- El modelado y la simulación de diferentes condiciones de operación de un sistema eléctrico de potencia interconectado para un periodo de largo plazo, constituye una tarea compleja. Es necesario encontrar un equilibrio adecuado entre la precisión de modelamiento y la complejidad computacional en la simulación. Es por ello que, a diferencia de sistemas netamente térmicos, la complejidad computacional es mayor en el modelamiento de centrales hidroeléctricas, eólicas y solares.
- Las variables enteras que modelan la decisión de ingreso de los proyectos de generación y transmisión incrementan considerablemente el tiempo de cálculo. Por ello, y para poder resolver la expansión de sistemas eléctricos a gran escala, es necesario aplicar modelos de descomposición matemática como los evaluados y aplicados en este trabajo de investigación.
- La expansión de sistemas de potencia interconectados, presenta una solución de proyectos de generación y transmisión por cada escenario. Sin embargo, se

observa que, los proyectos de mayor capacidad y/o menores costos son los que se repiten en este conjunto de diferentes soluciones, por lo cual se tiene una distribución para cada proyecto a lo largo de los escenarios evaluados.

- Los resultados obtenidos en este trabajo, permite concluir que no se observa una variación significativa a nivel de costos: entre planificar mediante un modelo estático y planificar con un modelo multietapa. Sin embargo, el valor agregado de los modelos multietapa consiste en que permiten establecer una secuencia óptima en el ingreso de proyectos de generación y transmisión a través del tiempo.

En referencia a la aplicación del modelo al caso al SEIN¹⁵ en base a un conjunto de premisas planteadas en el capítulo 4, se tienen las siguientes conclusiones:

- En base a la información técnica oficial y premisas planteadas fue posible evaluar diferentes escenarios de expansión. Estos escenarios se formularon a partir de dos variables endógenas y cuatro variables exógenas. Las variables endógenas analizadas están relacionadas al ingreso de del gaseoducto sur peruano para generación eléctrica. Las variables exógenas analizadas son la demanda, costos fijos y operativos. En total se evaluaron 81 escenarios considerando el ingreso del gaseoducto sur peruano y 81 escenarios sin el ingreso del mismo.
- De los dos casos analizados, desde un enfoque económico resulta conveniente seguir una alternativa sin gaseoducto sur peruano. Los costos totales incurridos para cubrir la futura demanda de energía son de 9125 y 9151 millones de dólares para el caso con y sin gaseoducto sur peruano. Sin embargo, este costo no incorpora el costo del gaseoducto sur peruano asociado a la generación eléctrica. Es por ello que la alternativa sin gaseoducto resulta ser la más económica.
- De los resultados del modelamiento, para el escenario base del caso con gaseoducto se obtiene que: a partir del año 2026 se requeriría del ingreso progresivo de nuevos proyectos de generación. Al año 2040, en cuanto a la producción de energía las centrales térmicas a gas natural e hidroeléctricas tendrían

¹⁵ SEIN : Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

la mayor participación con 46% y 35% respectivamente, las centrales renovables aportarían hasta un 17% y el resto de centrales térmicas aportarían el 3% restante.

- De los resultados del modelamiento, para el escenario base del caso sin gaseoducto se obtiene que: a partir del año 2022 se requeriría del ingreso progresivo de nuevos proyectos de generación. Al año 2040, en cuanto a la producción de energía las centrales térmicas a gas natural e hidroeléctricas tendrían la mayor participación con 56% y 28% respectivamente, las centrales renovables aportarían hasta un 14% y el resto de centrales térmicas aportarían el 2% restante
- La evaluación conjunta de diferentes escenarios de demanda en el caso con gaseoducto, se debería contar con una distribución de proyectos por área y tecnología. En el área centro los resultados muestran que las centrales hidroeléctricas deberían estar entre 0 a 300 MW. En el área Lima, por razones de mantener la confiabilidad del sistema se debería contar con 600 a 1200 MW a diésel. En el área norte, se debería tener una participación de tecnologías diésel entre 500 a 1100 MW, hidroeléctrica entre 700 a 1100 MW y eólica entre 1500 a 2000 MW. Finalmente, en el área sur se debería contar con una participación de 500 a 1100 MW a diésel, 500 a 1000 MW a gas natural, 0 a 600 MW de hidroeléctricas, 0 a 500 MW de centrales eólicas y 1500 a 2700 MW de centrales solares.
- La evaluación conjunta de diferentes escenarios de demanda en el caso sin gaseoducto, se debería contar con una distribución de proyectos por área y tecnología. En el área centro los resultados muestran que las centrales hidroeléctricas deben estar entre 1000 a 2000 MW. En el área Lima, por razones de mantener la confiabilidad del sistema se debe tener entre 600 a 1200 MW a diésel. En el área norte, se debe tener una participación de tecnologías diésel entre 0 a 1100 MW, hidroeléctrica a 1250 MW y eólica entre a 2000 MW. Finalmente, en el área sur se debe tener una participación de 500 a 1100 MW a diésel, 1500 a 2000 MW de hidroeléctricas, 0 a 500 MW de centrales eólicas y 1000 a 2000 MW de centrales solares.
- Se evaluó el impacto de planificar con diferentes niveles de margen de reserva, desde un 0% a un 40%. El valor presente del costo total tiene un promedio de 9 409

MM\$ con una desviación estándar de 524 MM\$. Por lo cual, planificar con altos niveles de margen de reserva incrementa los costos hasta un 16%.

- Se evaluó el impacto de planificar con 3 diferentes proyecciones de crecimiento de demanda. El valor presente tiene un promedio de 9 130 MM\$ con una desviación estándar de 1 084 MM\$. Por lo cual a nivel de costos existe una diferencia de hasta 26% entre los escenarios de mínimo y máximo crecimiento. En cuanto al resultado de la expansión de proyectos de generación, su impacto estaría en el retraso o adelanto respecto al escenario base.
- El impacto de los costos fijos de energía renovable se refleja en la redistribución de la nueva capacidad instalada y la producción de energía. El valor presente del costo total tiene un promedio de 9 146 MM\$ con una desviación estándar de 37 MM\$. Por lo cual a nivel de costos totales a valor presente se tiene una mínima diferencia. Hay que tener en cuenta que a una tasa de descuento de 12%, luego del décimo año la anualidad de los costos no son significativos.
- Se evaluó el impacto de los costos operativos asociados al precio de gas natural. Los resultados muestran que la expansión de centrales de generación renovable no se vería afectadas. Debido a que los costos globales de la energía renovable a largo plazo son las menos costosas. También, se observa que a medida que se incrementa el precio de gas natural, las centrales a gas natural serían desplazadas por centrales hidroeléctricas. El valor presente del costo total tiene un promedio de 9 106 MM\$ con una desviación estándar de 476 MM\$. Por lo cual a nivel de costos existe una diferencia de hasta un 11% entre los escenarios de mínimo y máximo precio de gas natural.

5.2 RECOMENDACIONES

En referencia a la elaboración de modelos dinámicos de expansión de sistemas eléctricos de potencia se brindan algunas recomendaciones para posibles investigaciones futuras:

- En base a la literatura revisada, los modelos energéticos desarrollados se analizan con un enfoque de balance de energía y potencia. En tanto sería recomendable complementar con el modelo eléctrico, mediante análisis de flujo de carga AC, análisis de cortocircuito y análisis de estabilidad. Esto permitiría verificar la factibilidad técnica de los resultados de la expansión.
- Diversos autores realizan modelos aplicados a sistemas térmicos, en tanto requieren menos recursos de computación y se reducen las condiciones de incertidumbre. Son pocas las investigaciones que abordan el análisis de sistemas hidro-térmicos, el ingreso futuro de energía renovable y el impacto de la generación distribuida. Específicamente sería recomendable investigar en el modelamiento de centrales eólicas, esto debido a que el país tiene un alto potencial y factores de planta elevados respecto al promedio mundial.
- Algunos autores evalúan la confiabilidad probabilística en modelos estáticos de expansión. Esto se debe a que evaluar la confiabilidad probabilística equivale a resolver un problema computacionalmente más complejo. Añadir esta evaluación a modelos dinámicos sigue siendo una tarea por resolver, por lo cual se recomienda investigar el impacto de la confiabilidad probabilística en la expansión de proyectos de generación y transmisión.

En referencia a los resultados del caso del sistema eléctrico peruano se brindan algunas recomendaciones:

- Se debe elaborar un plan referencial de expansión de la generación y transmisión eléctrica periódicamente. Esto debido a que las perspectivas del futuro cambian constantemente.

- Se observa que las variables de mayor impacto a nivel de costos totales son las proyecciones de demanda y precio de gas natural. Por lo cual se debe realizar una buena proyección de la demanda, actualmente en el país se emplea un modelo de corrección de errores, el cual puede ser tema de investigación.
- En el trabajo desarrollado se analizó dos casos de estudio relacionados al ingreso del gaseoducto sur peruano. También se puede realizar otro conjunto de casos de análisis como el sinceramiento de precios de gas natural al precio internacional.
- Las energías renovables actualmente tienen costos competitivos y a futuro tendrán los menores costos en producción de energía. Desde un enfoque de competencia perfecta deben ingresar en la expansión del SEIN. Sin embargo, las actuales reglas de mercado eléctrico peruano pueden restringir su ingreso a futuro. Esto debido a que no perciben ingresos por potencia firme en comparación con otras tecnologías.

REFERENCIAS

- Aghaei, J., Amjady, N., Baharvandi, A., and Akbari, M.-A. (2014). Generation and Transmission Expansion Planning: MILP-Based Probabilistic Model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(4), 1592–1601. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2296352>
- Alayo, J. (2015). *Modelos para la evaluación de la inversión en capacidad de generación de energía eléctrica en mercados competitivos: aplicación al caso peruano*. Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Alizadeh, B., and Jadid, S. (2015). A dynamic model for coordination of generation and transmission expansion planning in power systems. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 65, 408–418. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.10.007>
- Barati, F., Seifi, H., Sepasian, M. S., Nateghi, A., Shafie-Khah, M., and Catalao, J. P. S. (2015). Multi-Period Integrated Framework of Generation, Transmission, and Natural Gas Grid Expansion Planning for Large-Scale Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(5), 2527–2537. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2365705>
- Cayo, J., Aguinaga, J., Dammert, A., and Ormeño, V. (2005). *Libro Blanco. Proyecto de Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica*. Lima.
- Chen, B., Wang, J., Wang, L., He, Y., and Wang, Z. (2014). Robust optimization for transmission expansion planning: Minimax cost vs. minimax regret. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(6), 3069–3077.

<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2313841>

Chen, R. L. Y., Cohn, A., Fan, N., and Pinar, A. (2014). Contingency-risk informed power system design. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(5), 2087–2096. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2301691>

Conejo, A. J., Baringo Morales, L., Kazempour, S. J., and Siddiqui, A. S. (2016). *Investment in Electricity Generation and Transmission*. Cham: Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-29501-5>

Conejo, A. J., Castillo, E., Minguez, R., and Garcia-Bertrand, R. (2006). *Decomposition Techniques in Mathematical Programming. Climate Change 2013 - The Physical Science Basis* (Vol. 53). Berlin/Heidelberg: Springer-Verlag. <https://doi.org/10.1007/3-540-27686-6>

Czyzyk, J., Mesnier, M. P., and More, J. J. (1998). NEOS server. *IEEE Computational Science & Engineering*, 5(3), 68–75. <https://doi.org/10.1109/99.714603>

Dammert, A., Molinelli, F., and Carbajal, M. A. (2011). *Fundamentos Técnicos y Económicos del Sector Eléctrico Peruano*. Lima: Osinergmin.

Dehghan, S., Amjady, N., and Conejo, A. J. (2016). Reliability-Constrained Robust Power System Expansion Planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 31(3), 2383–2392. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2015.2464274>

Dehghan, S., Amjady, N., and Kazemi, A. (2014). Two-Stage Robust Generation Expansion Planning: A Mixed Integer Linear Programming Model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(2), 584–597. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2287457>

Dirección de Planificación de Transmisión - COES. (2017). *Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026*. Lima.

Dirección General de Electricidad - MEM. (2015). *Evolucion De Indicadores Del Sector*

Eléctrico 1995 - 2015 (Vol. 2015). Lima.

- Feng, Y., and Ryan, S. M. (2013). Scenario construction and reduction applied to stochastic power generation expansion planning. *Computers and Operations Research*, 40(1), 9–23. <https://doi.org/10.1016/j.cor.2012.05.005>
- Flores-Quiroz, A., Palma-Behnke, R., Zakeri, G., and Moreno, R. (2016). A column generation approach for solving generation expansion planning problems with high renewable energy penetration. *Electric Power Systems Research*, 136, 232–241. <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2016.02.011>
- García-Bertrand, R., and Mínguez, R. (2017). Dynamic Robust Transmission Expansion Planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 32(4), 2618–2628. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2016.2629266>
- García, R. (2008). *Propuesta de un mercado de capacidad vía contratos de cobertura como mecanismo para mejorar el manejo de riesgos y la confiabilidad en el suministro de electricidad*. Pontificia Universidad Católica del Perú.
- Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERGMIN. (2014). *Apuntes Para El Plan Energético Nacional: Seguridad Energética*. Lima.
- Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria - OSINERGMIN. (2017). *Informe para la publicación de Resolución que fija los Precios en Barra Periodo mayo 2017 - abril 2018*. Lima.
- Gerencia de Supervisión de Electricidad - OSINERGMIN. (2016). *Supervisión de Contratos de Proyectos de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica en Operación*. Lima. Retrieved from https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Publicaciones/Proyectos-Generacion-Transmision-Elctrica-Operacion-diciembre-2016.pdf
- Gil, E., Aravena, I., and Cardenas, R. (2015). Generation Capacity Expansion Planning

- Under Hydro Uncertainty Using Stochastic Mixed Integer Programming and Scenario Reduction. *IEEE Transactions on Power Systems*, 30(4), 1838–1847. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2351374>
- Griva, I., Nash, S. G., and Sofer, A. (2009). *Linear and Nonlinear Optimization*. 3600 Market Street, 6th Floor Philadelphia, PA 19104-2688: SIAM.
- Guerra, O. J., Tejada, D. A., and Reklaitis, G. V. (2016). An optimization framework for the integrated planning of generation and transmission expansion in interconnected power systems. *Applied Energy*, 170, 1–21. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.02.014>
- Guo, Z., Ma, L., Liu, P., Jones, I., and Li, Z. (2016). A multi-regional modelling and optimization approach to China's power generation and transmission planning. *Energy*, 116, 1348–1359. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.035>
- Hemmati, R., Hooshmand, R.-A., and Khodabakhshian, A. (2013a). Comprehensive review of generation and transmission expansion planning. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 7(9), 955–964. <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2013.0031>
- Hemmati, R., Hooshmand, R. A., and Khodabakhshian, A. (2013b). Reliability constrained generation expansion planning with consideration of wind farms uncertainties in deregulated electricity market. *Energy Conversion and Management*, 76, 517–526. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2013.08.002>
- IEA, and NEA. (2015). *Projected Costs of Generating Electricity. 2015 Edition*. Paris.
- IRENA. (2016). *The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025*. International Renewable Energy Agency.
- Jenabi, M., Fatemi Ghomi, S. M. T., and Smeers, Y. (2013). Bi-level game approaches for coordination of generation and transmission expansion planning within a market environment. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 2639–2650.

<https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2236110>

Jin, S., and Ryan, S. M. (2014). A tri-level model of centralized transmission and decentralized generation expansion planning for an electricity market-Part II. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(1), 142–148. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2013.2280082>

Jornada, D., and Leon, V. J. (2016). Robustness methodology to aid multiobjective decision making in the electricity generation capacity expansion problem to minimize cost and water withdrawal. *Applied Energy*, 162, 1089–1108. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.157>

Kallrath, J. (2012). *Algebraic Modeling Systems*. (J. Kallrath, Ed.) (Vol. 104). Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-23592-4>

Kazempour, S. J., Conejo, A. J., and Ruiz, C. (2013). Generation investment equilibria with strategic producers-Part I: Formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3), 2613–2622. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2235467>

Khodaei, A., and Shahidehpour, M. (2013). Microgrid-based co-optimization of generation and transmission planning in power systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1582–1590. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2224676>

Linderoth, J. T., and Lodi, A. (2011). MILP Software. *Encyclopedia of Operations Research and Management Science*, 3239–3248. <https://doi.org/10.1002/9780470400531.eorms0524>

Mavalizadeh, H., and Ahmadi, A. (2014). Hybrid expansion planning considering security and emission by augmented epsilon-constraint method. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 61, 90–100. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2014.03.004>

Meindl, B., and Templ, M. (2012). *Analysis of commercial and free and open source solvers for linear optimization problems. ESSnet on common tools and harmonised*

- methodology for SDC in the ESS* (Vol. 1). Retrieved from <http://www.statistik.tuwien.ac.at/forschung/CS/CS-2012-1complete.pdf>
- Motie, S., Keynia, F., Ranjbar, M. R., and Maleki, A. (2016). Generation expansion planning by considering energy-efficiency programs in a competitive environment. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 80, 109–118. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2015.11.107>
- Narbel, P. A., Hansen, J. P., and Lien, J. R. (2014). *Energy Technologies and Economics*. Cham: Springer International Publishing. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-08225-7>
- Pozo, D., Sauma, E. E., and Contreras, J. (2013). A three-level static MILP model for generation and transmission expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(1), 202–210. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2012.2204073>
- Probability Subcommittee. (1979). IEEE Reliability Test System. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-98(6), 2047–2054. <https://doi.org/10.1109/TPAS.1979.319398>
- Seddighi, A. H., and Ahmadi-Javid, A. (2015). Integrated multiperiod power generation and transmission expansion planning with sustainability aspects in a stochastic environment. *Energy*, 86, 9–18. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.02.047>
- Seifi, H., and Sepasian, M. S. (2011). *Electric Power System Planning*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-17989-1>
- Sergio, D. S. Z., Jesús, M. L. L., and Nicolás, M. G. (2016). Integrated generation-transmission expansion planning : a review of the state of the art, 19(37), 79–92.
- Sub Dirección de Gestión de la Información - COES. (2017). *Estadística de operación 2016*. Lima.
- Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A., and Vilches, C. (2016). *La Industria de la*

electricidad en el Perú: 25 años de aportes al crecimiento económico del país. Lima: Osinergmin.

Vásquez, A., Tamayo, J., and Salvador, J. (2017). *La Industria de la Energía Renovable en el Perú*. Lima: Osinergmin. Retrieved from http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Energia-Renovable-Peru-10anos.pdf

Zhang, N., Hu, Z., Springer, C., Li, Y., and Shen, B. (2016). A bi-level integrated generation-transmission planning model incorporating the impacts of demand response by operation simulation. *Energy Conversion and Management*, 123, 84–94. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.06.020>

Ley 25844. (1992). *Ley de Concesiones Eléctricas*. Diario Oficial El Peruano.

Ley 28832. (2006). *Ley Para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica y Reglamentos*. Diario Oficial El Peruano.

ANEXO A – BASE DE DATOS DEL SEIN

ANEXO A – BASE DE DATOS DEL SEIN

ANEXO A.1

Centrales de generación eléctrica existentes

#	Nombre	Barra de conexión	Potencia (MW)	Consumo (Und./kWh)	Area	Recurso	Tecnología
1	C.H. Huanza	Huanza-220 kV	98.32	0.60	Lima	Agua	Hidroeléctrica
2	C.H. Machupicchu II	Suriray-220 kV	168.83	0.66	Sur	Agua	Hidroeléctrica
3	C.H. Quitaraca	Kimán Ayllu-220 kV	117.78	0.46	Norte	Agua	Hidroeléctrica
4	C.H. Santa Teresa	Suriray-220 kV	89.85	2.44	Sur	Agua	Hidroeléctrica
5	C.H. Misapuquio	Socabaya-220 kV	3.87	1.86	Sur	Agua	Hidroeléctrica
6	C.H. San Antonio	Socabaya-220 kV	0.58	18.13	Sur	Agua	Hidroeléctrica
7	C.H. San Ignacio	Socabaya-220 kV	0.42	21.33	Sur	Agua	Hidroeléctrica
8	C.H. Huayllacho	Socabaya-220 kV	0.20	2.70	Sur	Agua	Hidroeléctrica
9	C.H. Aricota 1	Socabaya-220 kV	22.50	0.74	Sur	Agua	Hidroeléctrica
10	C.H. Aricota 2	Socabaya-220 kV	12.40	1.34	Sur	Agua	Hidroeléctrica
11	C.H. Cahua	Paramonga nueva-220 kV	45.38	1.81	Lima	Agua	Hidroeléctrica
12	C.H. Callahuanca	Callahuanca-220 kV	84.17	1.08	Lima	Agua	Hidroeléctrica
13	C.H. Cañon del Pato	Chimbote-220 kV	265.57	1.04	Norte	Agua	Hidroeléctrica
14	C.H. Carhuauero	Carhuauero-220 kV	94.53	0.80	Norte	Agua	Hidroeléctrica
15	C.H. Cerro Aguila	Mantaro-220 kV	545.09	1.46	Centro	Agua	Hidroeléctrica
16	C.H. Chaglla	Paragsha-220 kV	460.70	1.19	Centro	Agua	Hidroeléctrica
17	C.H. Charcani V	Socabaya-220 kV	146.78	0.55	Sur	Agua	Hidroeléctrica
18	C.H. Cheves	Huacho-220 kV	176.35	0.67	Lima	Agua	Hidroeléctrica
19	C.H. Chimay	Yanango-220 kV	154.77	2.04	Centro	Agua	Hidroeléctrica
20	C.H. Gallito Ciego	Guadalupe-220 kV	38.15	4.23	Norte	Agua	Hidroeléctrica
21	C.H. Huampani	Callahuanca-220 kV	30.85	3.60	Lima	Agua	Hidroeléctrica
22	C.H. Huanchor	Oroya-220 kV	19.77	1.82	Centro	Agua	Hidroeléctrica
23	C.H. Huinco	Huinco-220 kV	267.82	0.35	Lima	Agua	Hidroeléctrica
24	C.H. Malpaso	Oroya-220 kV	48.02	5.32	Centro	Agua	Hidroeléctrica
25	C.H. Mantaro	Mantaro-220 kV	678.71	0.56	Centro	Agua	Hidroeléctrica
26	C.H. Matucana	Callahuanca-220 kV	137.02	0.42	Lima	Agua	Hidroeléctrica
27	C.H. Moyopampa	Callahuanca-220 kV	69.15	1.01	Lima	Agua	Hidroeléctrica
28	C.H. Oroya	Oroya-220 kV	9.48	2.45	Centro	Agua	Hidroeléctrica
29	C.H. Pachachaca	Oroya-220 kV	9.65	2.45	Centro	Agua	Hidroeléctrica
30	C.H. Pariac	Kimán Ayllu-220 kV	4.95	1.60	Norte	Agua	Hidroeléctrica
31	C.H. Pias	Kimán Ayllu-220 kV	11.99	1.78	Norte	Agua	Hidroeléctrica
32	C.H. Platanal	Chilca CTM-220 kV	222.50	0.66	Lima	Agua	Hidroeléctrica
33	C.H. Restitución	Mantaro-220 kV	219.44	1.72	Centro	Agua	Hidroeléctrica
34	C.H. San Gaban II	San Gaban-220 kV	115.73	0.62	Sur	Agua	Hidroeléctrica
35	C.H. Yanango	Yanango-220 kV	43.11	1.67	Centro	Agua	Hidroeléctrica
36	C.H. Yaupi	Carhuamayo-220 kV	113.69	0.92	Centro	Agua	Hidroeléctrica
37	C.H. Yuncan	Carhuamayo-220 kV	136.69	0.78	Centro	Agua	Hidroeléctrica
38	C.H. Charcani I	Socabaya-220 kV	1.73	20.82	Sur	Agua	Hidroeléctrica
39	C.H. Charcani II	Socabaya-220 kV	0.60	28.80	Sur	Agua	Hidroeléctrica
40	C.H. Charcani III	Socabaya-220 kV	4.58	6.69	Sur	Agua	Hidroeléctrica
41	C.H. Charcani IV	Socabaya-220 kV	15.30	3.53	Sur	Agua	Hidroeléctrica
42	C.H. Charcani VI	Socabaya-220 kV	8.95	6.04	Sur	Agua	Hidroeléctrica
43	C.H. Canchayllo	Oroya-220 kV	5.19	4.86	Centro	Agua	Hidro RER
44	C.H. Huasahuasi I	Oroya-220 kV	9.65	2.69	Centro	Agua	Hidro RER
45	C.H. Huasahuasi II	Oroya-220 kV	10.05	2.58	Centro	Agua	Hidro RER
46	C.H. Las Pizarras	Carhuauero-220 kV	19.20	4.13	Norte	Agua	Hidro RER
47	C.H. Nueva Imperial	Cantera-220 kV	3.97	6.80	Sur	Agua	Hidro RER
48	C.H. Runatullo II	Huayucachi-220 kV	19.97	1.26	Centro	Agua	Hidro RER
49	C.H. Runatullo III	Huayucachi-220 kV	19.97	0.97	Centro	Agua	Hidro RER
50	C.H. Yanapampa	Cantera-220 kV	3.92	18.39	Sur	Agua	Hidro RER
51	C.H. Caña Brava	Cajamarca Norte-220 kV	5.71	12.61	Norte	Agua	Hidroeléctrica
52	C.H. Carhuauero IV	Carhuauero-220 kV	9.98	0.92	Norte	Agua	Hidroeléctrica
53	C.H. La Joya	Socabaya-220 kV	7.75	3.55	Sur	Agua	Hidro RER
54	C.H. Poechos II	Cajamarca Norte-220 kV	10.00	21.60	Norte	Agua	Hidro RER
55	C.H. Purmacana	Socabaya-220 kV	1.79	5.08	Sur	Agua	Hidro RER
56	C.H. Roncador	Cantera-220 kV	3.48	9.31	Sur	Agua	Hidro RER
57	C.H. Santa Cruz I	Cajamarca Norte-220 kV	6.96	3.10	Norte	Agua	Hidro RER
58	C.H. Santa Cruz II	Cajamarca Norte-220 kV	7.43	2.91	Norte	Agua	Hidro RER
59	C.H. Chancay	Lomera-220 kV	20.00	0.65	Lima	Agua	Hidro RER
60	C.H. Rucuy	Lomera-220 kV	20.00	0.61	Lima	Agua	Hidro RER
61	C.H. PCH Chaglla	Paragsha-220 kV	6.18	2.16	Centro	Agua	Hidroeléctrica
62	Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (sin fueg	Ventanilla-220 kV	222.75	7.44	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
63	Turbo Gas Natural CC TG3 Ventanilla (con fueg	Ventanilla-220 kV	15.54	7.66	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
64	Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (sin fueg	Ventanilla-220 kV	224.81	7.44	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
65	Turbo Gas Natural CC TG4 Ventanilla (con fueg	Ventanilla-220 kV	15.42	7.66	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural

#	Nombre	Barra de conexión	Potencia (MW)	Consumo (Und./kWh)	Area	Recurso	Tecnología
66	Turbo Gas Natural CC TG1 Chilca I	Chilca CTM-220 kV	243.37	6.89	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
67	Turbo Gas Natural CC TG2 Chilca I	Chilca CTM-220 kV	243.93	6.89	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
68	Turbo Gas Natural CC TG3 Chilca I	Chilca CTM-220 kV	271.99	6.89	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
69	Turbo Gas Natural CC Chilca 2 TG41	Chilca CTM-220 kV	114.04	7.66	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
70	Turbo Gas Natural CC TG11 Fenix	Chilca-500 kV	279.53	6.63	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
71	Turbo Gas Natural CC TG12 Fenix	Chilca-500 kV	282.91	6.63	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
72	Independencia GD - GN (Ex Calana GD)	Independencia-220 kV	22.48	8.20	Sur	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
73	Turbo Gas Natural CC TG1 Kallpa	Chilca CTM-220 kV	287.20	6.78	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
74	Turbo Gas Natural CC TG2 Kallpa	Chilca CTM-220 kV	286.86	6.78	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
75	Turbo Gas Natural CC TG3 Kallpa	Chilca CTM-220 kV	291.10	6.78	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
76	Turbo Gas Natural Las Flores	Chilca-500 kV	196.75	9.77	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
77	Turbo Gas Natural Pisco con GN (ex Mollendo)	Independencia-220 kV	70.30	11.30	Sur	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
78	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-5	Santa Rosa-220 kV	52.43	11.34	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
79	Turbo Gas Natural Santa Rosa UTI-6	Santa Rosa-220 kV	53.21	11.31	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
80	Turbo Gas Natural Santo Domingo Olleros (CS)	Chilca-500 kV	201.45	9.81	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
81	Turbo Gas Natural TG1 Tablazo	Piura Oeste-220 kV	26.43	12.57	Norte	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
82	Turbo Gas Natural Malacas 4 A	Talara-220 kV	86.99	11.66	Norte	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
83	Turbo Gas Natural Malacas 4 B	Talara-220 kV	17.38	12.33	Norte	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
84	Turbo Gas Natural Santa Rosa TG7	Santa Rosa-220 kV	113.56	10.84	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
85	Turbo Gas Natural Santa Rosa TG8	Santa Rosa-220 kV	187.22	10.32	Lima	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
86	Turbo Gas Natural Aguaytía TG1	Aguaytía-220 kV	89.21	11.38	Centro	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
87	Turbo Gas Natural Aguaytía TG2	Aguaytía-220 kV	87.08	11.28	Centro	Gas Natural	C.T. con Gas Natural
88	Ilo 2 TV Carbón N° 1	Ilo 3-220 kV	141.90	0.36	Sur	Carbon	C.T. con Carbon
89	Chilina GD N° 1 y N° 2	Socabaya-220 kV	9.52	0.22	Sur	Mezcla2 R500	C.T. con Residual
90	Ilo 1 TV N° 3	Ilo 3-220 kV	59.83	0.28	Sur	Vapor+R500	C.T. con Residual
91	Ilo 1 TV N° 4	Ilo 3-220 kV	39.17	0.25	Sur	Residual 500	C.T. con Residual
92	Mollendo I GD	Socabaya-220 kV	25.10	0.21	Sur	Residual 500	C.T. con Residual
93	Turbo Vapor de Shougesa	Marcona-220 kV	62.79	0.32	Sur	Residual 500	C.T. con Residual
94	C.T. Tumbes	Zorritos-220 kV	12.53	0.20	Norte	Residual 500	C.T. con Residual
95	Bellavista ALCO	Moyobamba-220 kV	1.32	0.31	Norte	Diesel B5 S-50	C.T. con Diesel
96	Chilina TG	Socabaya-220 kV	9.82	0.43	Sur	Diesel B5 S-50	C.T. con Diesel
97	Chilina TV N° 2	Socabaya-220 kV	7.07	0.43	Sur	Residual 500	C.T. con Residual
98	Chilina TV N° 3	Socabaya-220 kV	8.22	0.46	Sur	Residual 500	C.T. con Residual
99	Ilo 1 GD N° 1	Montalvo-500 kV	3.16	0.21	Sur	Diesel B5	C.T. con Diesel
100	Ilo 1 TG N° 1	Montalvo-500 kV	34.12	0.26	Sur	Diesel B5	C.T. con Diesel
101	Ilo 1 TG N° 2	Montalvo-500 kV	29.80	0.25	Sur	Diesel B5	C.T. con Diesel
102	NES Ilo	Montalvo-500 kV	600.00	0.23	Sur	Diesel B5	C.T. con Diesel
103	NES Puerto Bravo	San Jose-500 kV	600.00	0.23	Sur	Diesel B5 S-50	C.T. con Diesel
104	Recka TG1	Reque-220 kV	178.78	0.24	Norte	Diesel B5	C.T. con Diesel
105	Reserva Fría Puerto Eten	Reque-220 kV	223.29	0.24	Norte	Diesel B5	C.T. con Diesel
106	Reserva Fría Ilo	Montalvo-220 kV	460.00	0.25	Sur	Diesel B5	C.T. con Diesel
107	Reserva Fría Puerto Maldonado	Puerto Maldonado-138 kV	18.00	0.43	Sur	Diesel B5 S-50	C.T. con Diesel
108	Reserva Fría Pucallpa	Pucallpa-138 kV	40.00	0.26	Centro	Diesel B5	C.T. con Diesel
109	G. Diesel Shougesa	Marcona-220 kV	1.24	0.20	Sur	Diesel B5 S-50	C.T. con Diesel
110	Taparachi GD N° 1 al N° 4	Juliaca-220 kV	4.08	0.15	Sur	Diesel B5 S-50	C.T. con Diesel
111	Reserva Fría Talara (TG5)	Talara-220 kV	188.56	0.23	Norte	Diesel B5	C.T. con Diesel
112	Central de Cogeneración Paramonga I	Paramonga nueva-220 kV	23.00	-	Lima	Biomasa	C.T. con Biomasa
113	CT Huaycoloro	Callahuanca-220 kV	4.40	-	Lima	Biomasa	C.T. con Biomasa
114	CB La Gringa V	Callahuanca-220 kV	2.99	-	Lima	Biomasa	C.T. con Biomasa
115	Repartición Solar 20T	Socabaya-220 kV	20.00	-	Sur	Solar	Solar Fotovoltaica
116	Majes Solar 20T	Socabaya-220 kV	20.00	-	Sur	Solar	Solar Fotovoltaica
117	Tacna Solar 20T	Tacna-220 kV	20.00	-	Sur	Solar	Solar Fotovoltaica
118	Panamericana Solar 20TS	Ilo 3-220 kV	20.00	-	Sur	Solar	Solar Fotovoltaica
119	CSF Moquegua FV	Ilo 3-220 kV	16.00	-	Sur	Solar	Solar Fotovoltaica
120	C.E. Marcona	Marcona-220 kV	32.00	-	Sur	Eólica	Eólica en tierra
121	CE Talara	Pariña-220 kV	30.00	-	Norte	Eólica	Eólica en tierra
122	CE Cupisnique	Guadalupe-220 kV	80.00	-	Norte	Eólica	Eólica en tierra
123	CE Tres Hermanas	Marcona-220 kV	97.50	-	Sur	Eólica	Eólica en tierra

Notas :

- (1) La unidad del consumo específico es de acuerdo a la tecnología
Centrales Hidroeléctricas : m³/kWh
Centrales Térmicas a Gas Natural : MMBTU/kWh
Centrales Térmicas a Residual 500 : galones/kWh
Centrales Térmicas a Diesel B5 : galones/kWh

Fuente de Información :

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2017). **Informe para la publicación de Resolución que fija los Precios en Barra, Periodo mayo 2017 - abril 2018**. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

ANEXO A.2

Centrales de generación eléctrica comprometidas

#	Nombre	Barra de conexión	Potencia (MW)	Fecha	Area	Tecnología
1	C.T. Malacas - TG6 (51,2 MW)	Talara-220 kV	51	Mar. 2017	Norte	Gas Natural
2	C.H. Potrero (19,9 MW)	Cajamarca Norte-220 kV	20	May. 2017	Norte	Small Hidro
3	C.H. Renovandes H1 (20 MW)	Oroya-220 kV	20	Jul. 2017	Centro	Small Hidro
4	C.H. Marañón (18,4 MW)	Vizcarra-220 kV	18	Jul. 2017	Centro	Small Hidro
5	C.H. 8 de Agosto (19 MW)	Tingo Maria-220 kV	19	Ago. 2017	Centro	Small Hidro
6	C.H. El Carmen (8,4 MW)	Tingo Maria-220 kV	8	Ago. 2017	Centro	Small Hidro
7	Minicentral Hidroeléctrica en Cerro del Águila (10 MW)	Mantaro-220 kV	10	Oct. 2017	Centro	Small Hidro
8	C.H. Yarucaya (15 MW)	Huacho-220 kV	15	Dic. 2017	Lima	Small Hidro
9	C.H. La Virgen (84 MW)	Carhuamayo-220 kV	84	Ene. 2018	Centro	Hidroeléctrica
10	C.H. Ángel I (19,9 MW)	San Gaban-220 kV	20	Ene. 2018	Sur	Small Hidro
11	C.H. Ángel II (19,9 MW)	San Gaban-220 kV	20	Ene. 2018	Sur	Small Hidro
12	C.H. Ángel III (19,9 MW)	San Gaban-220 kV	20	Ene. 2018	Sur	Small Hidro
13	C.B. Callao (2 MW)	Ventanilla-220 kV	2	Ene. 2018	Lima	Biomasa
14	C.B. Huaycoloro II (2 MW)	Santa Rosa-220 kV	2	Ene. 2018	Lima	Biomasa
15	C.S. Intipampa (40 MW)	Montalvo-220 kV	40	Ene. 2018	Sur	Solar fotovoltaica
16	C.E. Parque Nazca (126 MW)	Marcona-220 kV	126	Abr. 2018	Sur	Central Eólica
17	C.S. Rubí (144,5 MW)	Marcona-220 kV	145	Abr. 2018	Sur	Solar fotovoltaica
18	C.H. Her 1 (0,7 MW)	Callahuanca-220 kV	1	Jul. 2018	Lima	Small Hidro
19	C.T. Santo Domingo De Los Olleros (TV-CC) (299,2 MW)	Chilca-500 kV	300	Ago. 2018	Lima	Gas Natural
20	C.H. Centauro I - III (25 MW)	Conococha-220 kV	25	Oct. 2018	Norte	Small Hidro
21	C.H. Carhuac (20 MW)	Callahuanca-220 kV	20	Nov. 2018	Lima	Small Hidro
22	C.H. Colca (12,05 MW)	Oroya-220 kV	12	Ene. 2019	Centro	Small Hidro
23	C.H. Zaña 1 (13,2 MW)	Chiclayo-220 kV	13	Ene. 2019	Norte	Small Hidro
24	C.H. Santa Lorenza I (18,7 MW)	Paragsha-220 kV	19	Ene. 2019	Centro	Small Hidro
25	C.H. Hydrika 1 (6,6 MW)	Conococha-220 kV	7	Ene. 2019	Norte	Small Hidro
26	C.H. Hydrika 2 (4 MW)	Conococha-220 kV	4	Ene. 2019	Norte	Small Hidro
27	C.H. Hydrika 3 (10 MW)	Conococha-220 kV	10	Ene. 2019	Norte	Small Hidro
28	C.H. Hydrika 4 (8 MW)	Conococha-220 kV	8	Ene. 2019	Norte	Small Hidro
29	C.H. Hydrika 5 (10 MW)	Conococha-220 kV	10	Ene. 2019	Norte	Small Hidro
30	C.E. Huambos (18 MW)	Carhuaquero-220 kV	18	Ene. 2019	Norte	Central Eólica
31	C.E. Duna (18 MW)	Carhuaquero-220 kV	18	Ene. 2019	Norte	Central Eólica
32	C.H. Ayanunga (20 MW)	Tingo Maria-220 kV	20	Ene. 2019	Centro	Small Hidro
33	C.H. Tingo (8,8 MW)	Tingo Maria-220 kV	9	Ene. 2019	Centro	Small Hidro
34	C.H. Hydrika 6 (8,9 MW)	Conococha-220 kV	9	May. 2019	Norte	Small Hidro
35	C.H. Palca (10,1 MW)	Palca-220 kV	10	Jun. 2019	Centro	Small Hidro
36	C.H. Karpa (19 MW)	Vizcarra-220 kV	19	Jul. 2019	Centro	Small Hidro
37	C.H. Huatziroki I (19,2 MW)	Oroya-220 kV	19	Ago. 2019	Centro	Small Hidro
38	C.H. Manta (19,78 MW)	Conococha-220 kV	20	Oct. 2019	Norte	Small Hidro

Fuente de Información :

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2017). **Informe para la publicación de Resolución que fija los Precios en Barra, Periodo mayo 2017 - abril 2018.** Organismo Supervisor de la Inversión en

ANEXO A.3

Centrales de generación eléctrica candidatas

#	Nombre	Barra de conexión	Potencia (MW)	Area	Tecnología
1	CH Veracruz	Celendin-500 kV	639	Norte	Hidroeléctrica
2	CH Chadín II	Celendin-500 kV	650	Norte	Hidroeléctrica
3	CH Rio Grande I	Celendin-500 kV	600	Norte	Hidroeléctrica
4	CH Paquitzapango	Mantaro-500 kV	690	Centro	Hidroeléctrica
5	CH Tambo 40	Mantaro-500 kV	643	Centro	Hidroeléctrica
6	CH Tambo 60	Mantaro-500 kV	290	Centro	Hidroeléctrica
7	CH Mainique 1	Mantaro-500 kV	304	Centro	Hidroeléctrica
8	CH San Gaban III	Azangaro-220 kV	240	Sur	Hidroeléctrica
9	CH Santa Teresa II	Suriray-220 kV	204	Sur	Hidroeléctrica
10	CH Lluta I	Tintaya-220 kV	214	Sur	Hidroeléctrica
11	CH Llucila	Tintaya-220 kV	237	Sur	Hidroeléctrica
12	C.H. Molloco Llatuca-Soro	Tintaya-220 kV	302	Sur	Hidroeléctrica
13	CH Mayo I (Corporación)	Moyobamba-220 kV	261	Norte	Hidroeléctrica
14	CH San Miguel (Mara 320) (Ex Mara 1)	Kimán Ayllu-220 kV	362	Norte	Hidroeléctrica
15	CH Campuy (Mara 300) (Ex Mara 2)	Kimán Ayllu-220 kV	373	Norte	Hidroeléctrica
16	CH Belo Horizonte	Tingo María-220 kV	240	Centro	Hidroeléctrica
17	CH RS-3	Abancay-220 kV	373	Sur	Hidroeléctrica
18	C.H. Santa María	Cotaruse-220 kV	750	Sur	Hidroeléctrica
19	C.H. Santa Rita	Trujillo Norte-220 kV	255	Norte	Hidroeléctrica
20	C.H. Mainique 2	Mantaro-500 kV	382	Centro	Hidroeléctrica
21	CT CS Norte 1	Piura Oeste-220 kV	600	Norte	Diesel
22	CT CS Norte 2	Trujillo Norte-220 kV	600	Norte	Diesel
23	CT CS Sur 1	Independencia-500 kV	600	Sur	Diesel
24	CT CS Sur 1	San Jose-500 kV	600	Sur	Diesel
25	CT CS Lima 1	Ventanilla-220 kV	600	Lima	Diesel
26	CT CS Lima 2	Santa Rosa-220 kV	600	Lima	Diesel
27	CT CC Sur 1	Montalvo-500 kV	520	Sur	Gas Natural
28	CT CC Sur 1	Montalvo-500 kV	520	Sur	Gas Natural
29	C.E. Parque Nazca 1-2-3 - Poroma	Poroma-220 kV	300	Sur	Central Eólica
30	P.E. Torocco y San Juan - Marcona	Poroma-220 kV	198	Sur	Central Eólica
31	C.E. Morope - Chiclayo	Chiclayo-220 kV	288	Norte	Central Eólica
32	C.E. Piura - as	Piura Oeste-220 kV	270	Norte	Central Eólica
33	C.E. Guadalupe - as	Guadalupe-220 kV	225	Norte	Central Eólica
34	C.E. Talara - as	Talara-220 kV	215	Norte	Central Eólica
35	C.E. Piura - as	Piura Oeste-220 kV	270	Norte	Central Eólica
36	C.E. Guadalupe - as	Guadalupe-220 kV	225	Norte	Central Eólica
37	C.E. Talara - as	Talara-220 kV	215	Norte	Central Eólica
38	C.E. Chiclayo - as	Chiclayo-220 kV	288	Norte	Central Eólica
39	C.S. Rubi 3-4	Montalvo-220 kV	236	Sur	Solar fotovoltaica
40	C.S. Santa Rita 2-4	Independencia-220 kV	231	Sur	Solar fotovoltaica
41	La Joya	San Jose-220 kV	280	Sur	Solar fotovoltaica
42	C.S. Majes	Socabaya-220 kV	270	Sur	Solar fotovoltaica
43	8-CS. Los Heroes	Tacna-220 kV	270	Sur	Solar fotovoltaica
44	8-CS. Montalvo -as	Montalvo-220 kV	300	Sur	Solar fotovoltaica
45	8-CS. Poroma -as	Poroma-220 kV	300	Sur	Solar fotovoltaica
46	8-CS. San Jose -as	San Jose-220 kV	300	Sur	Solar fotovoltaica
47	8-CS. Montalvo -as	Montalvo-220 kV	300	Sur	Solar fotovoltaica
48	8-CS. San Jose -as	San Jose-220 kV	300	Sur	Solar fotovoltaica

Fuente de Información :

Dirección de Planificación de Transmisión - COES. (2017). *Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026*. Lima

ANEXO A.4

Lineas de Transmisión existentes

id	nombre	Envío	Recepcion	Capacidad (MW)	X (p.u)	Distancia (km)	N° Ternas
1	L.T.220 kV Chavarria-Santa Rosa	SICN-13	SICN-49	146	0.0094	8.46	2
2	L.T.220 kV Callahuanca-Cajamarquilla	SICN-06	SICN-46	329	0.0374	36.40	2
3	L.T.220 kV Santa Rosa-Industriales	SICN-49	SICN-76	144	0.0070	6.37	1
4	L.T.220 kV Santa Rosa-San Juan	SICN-49	SICN-48	144	0.0070	6.37	1
5	L.T.220 kV Cajamarquilla-Chavarria	SICN-46	SICN-13	317	0.0221	20.00	2
6	L.T.220 kV Industriales-San Juan	SICN-76	SICN-48	140	0.0221	20.00	1
7	L.T.220 kV Socabaya-Tintaya	SIS-24	SIS-42	132	0.2052	201.43	2
8	L.T.220 kV Socabaya-Montalvo	SIS-24	SICN-18	142	0.1063	106.74	2
9	L.T.220 kV Montalvo-Tacna	SICN-18	SIS-26	137	0.1291	124.33	1
10	L.T.220 kV Puno-Montalvo	SIS-20	SICN-18	135	0.1880	196.40	1
11	L.T.220 kV Montalvo-Ilo 3	SICN-18	SIS-50	290	0.0184	18.21	2
12	L.T.220 kV Abancay-Suriray	SIS-36	SIS-35	221	0.0612	58.10	1
13	L.T.220 kV Mantaro-Cotaruse	SICN-28	SICN-74	265	0.2335	294.00	2
14	L.T.220 kV Socabaya-Cotaruse	SIS-24	SICN-74	213	0.2457	315.00	2
15	L.T.220 kV Cotaruse-Suriray	SICN-74	SIS-35	57	0.1983	188.40	1
16	L.T.220 kV Cotaruse-Abancay	SICN-74	SIS-36	168	0.1369	130.00	1
17	L.T.220 kV Socabaya-Cerro Verde	SIS-24	SIS-10	216	0.0096	9.70	2
18	L.T.220 kV Cerro Verde-San Jose	SIS-10	SSA-02	602	0.0297	28.48	2
19	L.T.220 kV Alto Pradera-Chilca CTM	SICN115	SICN106	334	0.0168	30.70	1
20	L.T.220 kV Asia-Cantera	SICN114	SICN-72	137	0.0558	55.11	1
21	L.T.220 kV Asia-Chilca CTM	SICN114	SICN106	139	0.0293	28.90	1
22	L.T.220 kV Desierto-Chilca CTM	SICN-75	SICN106	138	0.1108	106.24	1
23	L.T.220 kV San Juan-Alto Pradera	SICN-48	SICN115	343	0.0100	19.00	1
24	L.T.220 kV San Juan-Chilca CTM	SICN-48	SICN106	321	0.0391	48.92	2
25	L.T.220 kV Planicie-Chilca CTM	SICN-84	SICN106	342	0.0397	50.10	2
26	L.T.220 kV Carabaylo-Planicie	SICN116	SICN-84	321	0.0324	39.10	2
27	L.T.220 kV Zapallal-Carabaylo	SICN-58	SICN116	409	0.0059	10.20	2
28	L.T.220 kV Carabaylo-Huanza	SICN116	SICN102	145	0.0754	73.65	1
29	L.T.220 kV Lomera-Zapallal	SCN-145	SICN-58	64	0.0605	58.60	1
30	L.T.220 kV Piura Oeste-FELAM	SICN205	SICN229	175	0.1430	144.30	1
31	L.T.220 kV Pomacocha-Mantaro	SICN-43	SICN-28	144	0.2025	192.22	2
32	L.T.220 kV Independencia-Mantaro	SICN-26	SICN-28	260	0.2700	66.47	1
33	L.T.220 kV Huancavelica-Mantaro	SICN-22	SICN-28	256	0.0649	66.47	1
34	L.T.220 kV San Juan-Pomacocha	SICN-48	SICN-43	202	0.1067	112.19	2
35	L.T.220 kV Cantera-Independencia	SICN-72	SICN-26	128	0.0825	82.21	1
36	L.T.220 kV Desierto-Independencia	SICN-75	SICN-26	114	0.0612	61.46	1
37	L.T.220 kV Independencia-Ica	SICN-26	SICN-25	179	0.0556	55.39	2
38	L.T.220 kV Ica-Marcona	SICN-25	SICN-29	169	0.1569	155.00	1
39	L.T.220 kV Huacho-Zapallal	SICN-20	SICN-58	115	0.1075	106.89	1
40	L.T.220 kV Paramonga nueva-Huacho	SICN-41	SICN-20	139	0.0549	55.63	2
41	L.T.220 kV Huacho-Lomera	SICN-20	SCN-145	144	0.0486	48.29	1
42	L.T.220 kV Chimbote-Paramonga nueva	SICN-15	SICN-41	149	0.2135	221.17	2
43	L.T.220 kV Pachachaca-Mantaro	SICN-37	SICN-28	141	0.1916	194.82	2
44	L.T.220 kV Huayucachi-Mantaro	SICN-24	SICN-28	153	0.0743	76.59	1
45	L.T.220 kV Callahuanca-Pachachaca	SICN-06	SICN-37	248	0.0695	72.64	2
46	L.T.220 kV Oroya-Pachachaca	SICN-34	SICN-37	246	0.0214	21.63	1
47	L.T.220 kV Pachachaca-Pomacocha	SICN-37	SICN-43	231	0.0131	13.46	1
48	L.T.220 kV Independencia-Huancavelica	SICN-26	SICN-22	149	0.1765	180.78	1
49	L.T.220 kV Trujillo Norte-Chimbote	SICN-54	SICN-15	140	0.1268	133.75	2
50	L.T.220 kV Guadalupe-Trujillo Norte	SICN-17	SICN-54	137	0.1097	103.35	2
51	L.T.220 kV Reque-Guadalupe	SICN108	SICN-17	183	0.0663	72.54	2
52	L.T.220 kV FELAM-Chiclayo	SICN229	SICN-14	182	0.0656	66.80	1
53	L.T.220 kV La Nina-Chiclayo	SICN-98	SICN-14	82	0.0248	24.25	1
54	L.T.220 kV Carhuaquero-Chiclayo	SICN-11	SICN-14	249	0.0811	83.00	1
55	L.T.220 kV Piura Oeste-La Nina	SICN205	SICN-98	149	0.1047	105.20	1
56	L.T.220 kV Zapallal-Ventanilla	SICN-58	SICN-55	165	0.0183	18.02	2
57	L.T.220 kV Ventanilla-Chavarria	SICN-55	SICN-13	171	0.0118	10.58	4
58	L.T.220 kV Pariña-Piura Oeste	SICN207	SICN205	139	0.0971	94.00	1
59	L.T.220 kV Zorritos-Talara	SICN-65	SICN-51	86	0.1365	137.00	1
60	L.T.220 kV Talara-Piura Oeste	SICN-51	SICN205	150	0.1052	103.71	1

id	nombre	Envío	Recepcion	Capacidad (MW)	X (p.u)	Distancia (km)	N° Ternas
61	L.T.220 kV Tingo Maria-Aguaytia	SICN-53	SICN-01	176	0.0764	73.27	1
62	L.T.220 kV Paragsha-Tingo Maria	SICN-39	SICN-53	167	0.1796	173.70	1
63	L.T.220 kV Vizcarra-Conocochoa	SICN-56	SICN-80	169	0.0488	46.80	1
64	L.T.220 kV Vizcarra-Paragsha	SICN-56	SICN-39	249	0.1266	123.90	1
65	L.T.220 kV Carhuamayo-Paragsha	SICN-09	SICN-39	134	0.0408	42.20	2
66	L.T.220 kV Carhuamayo-Oroya	SICN-09	SICN-34	144	0.0731	75.50	1
67	L.T.220 kV Cajamarca Norte-Trujillo Norte	SICN-78	SICN-54	118	0.1333	137.00	1
68	L.T.220 kV Conocochoa-Paragsha	SICN-80	SICN-39	179	0.1437	140.20	1
69	L.T.220 kV Kiman Ayllu-Conocochoa	SICN-79	SICN-80	157	0.1801	174.91	2
70	L.T.220 kV La Ramada-Kiman Ayllu	SICN113	SICN-79	231	0.0784	104.39	2
71	L.T.220 kV Cajamarca Norte-La Ramada	SICN-78	SICN113	237	0.0244	32.53	2
72	L.T.220 kV Paramonga nueva-Conocochoa	SICN-41	SICN-80	172	0.0993	99.52	1
73	L.T.220 kV Poroma-Marcona	SSA-01	SICN-29	348	0.0146	27.00	2
74	L.T.220 kV Carhuamayo-Pomacocha	SICN-09	SICN-43	180	0.1066	106.00	1
75	L.T.220 kV Talara-Pariña	SICN-51	SICN207	175	0.0110	11.00	1
76	L.T.220 kV Chiclayo-Reque	SICN-14	SICN108	152	0.0122	13.86	2
77	L.T.500 kV Carabayllo-Chilca	SICN-82	SICN-81	1 248	0.0114	89.80	1
78	L.T.500 kV Chimbote-Carabayllo	SICN-99	SICN-82	434	0.0471	376.00	1
79	L.T.500 kV Trujillo Norte-Chimbote	SICN100	SICN-99	555	0.0173	138.00	1
80	L.T.500 kV La Nina-Trujillo Norte	SICN105	SICN100	470	0.0415	327.00	1
81	L.T.500 kV Chilca-Poroma	SICN-81	SICN101	785	0.0493	356.20	1
82	L.T.500 kV Poroma-San Jose	SICN101	SIS-48	829	0.0366	271.00	2
83	L.T.500 kV San Jose-Montalvo	SIS-48	SIS-41	678	0.0161	117.00	1
84	L.T.220 kV Huanza-Huayucachi	SICN102	SICN-24	147	0.1523	147.47	1
85	S.E. 500/220 kV La Nina	SICN105	SICN-98	600	0.0250		1
86	S.E. 500/220 kV Trujillo Norte	SICN100	SICN-54	750	0.0250		1
87	S.E. 500/220 kV Chimbote	SICN-99	SICN-15	750	0.0250		1
88	S.E. 500/220 kV Poroma	SICN101	SSA-01	450	0.0250		1
89	S.E. 500/220 kV San Jose	SIS-48	SSA-02	600	0.0250		2
90	S.E. 500/220 kV Montalvo	SIS-41	SICN-18	750	0.0250		1
91	S.E. 500/220 kV Chilca	SICN-81	SICN106	600	0.0250		1
92	S.E. 500/220 kV Carabayllo	SICN-82	SICN116	600	0.0250		2
93	L.T.220 kV Chavarria-Barsi	SICN-13	SSA-12	309	0.0089	8.56	2
94	L.T.220 kV San Juan - Balnearios	SICN-48	SICN-42	277	0.0097	9.76	2
95	L.T.220 kV Carabayllo - Mirador	SICN116	SSA-03	325	0.0138	13.52	2
96	L.T.220 kV Mirador - Malvinas	SSA-03	SSA-11	307	0.0168	16.50	2
97	L.T.138 kV Suriray-Machupichu-Quencoro	SIS-35	SIS-45	84	0.2065	75.64	2
98	L.T. 138kV Quencoro - Tintaya	SIS-45	SIS-42	78	0.2441	87.50	1
99	L.T. 138kV Puno - Juliaca	SIS-20	SIS-47	24	0.0964	37.00	1
100	L.T. 138kV Juliaca - Azangaro	SIS-47	SIS-46	88	0.2032	78.00	1
101	L.T. 138kV San Gaban - Puerto Maldonado	SSA-13	SIS-39	88	0.1750	68.85	1
102	L.T. 138kV Azangaro - San Gaban	SIS-46	SSA-13	112	0.2756	104.30	2
103	L.T. 138kV Tingo Maria - Moyobamba	SICN-53	SICN109	39	0.3249	124.00	1
104	L.T.220 kV Yanango - Pachachaca	SICN-37	SICN111	194	0.0910	89.40	1
105	L.T. 138kV Tintaya - Azangaro	SIS-42	SIS-46	65	0.2149	82.50	1
106	L.T. 220 kV Huinco - Santa Rosa	SICN228	SICN-49	289	0.0644	62.00	2
107	L.T. 138 kV Aguaytia - Pucallpa	SICN-01	SICN-60	82	0.3380	131.00	1
108	L.T. 138 kV Abancay - Quencoro	SIS-36	SIS-45	34	0.2274	85.58	1

Fuente de Información :

Sub dirección de Gestión de la Información. (2017). *Estadística de Operación 2016*.
Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

ANEXO A.5

Líneas de Transmisión en obras 2017-2019 y Proyectos del Plan Vinculante

id	Nombre	Envío	Recepcion	Capacidad (MVA)	X (p.u)	N° Ternas	Fecha
1	L.T. 220 kV Carhuaquero - Cajamarca Norte	SICN-11	SICN-78	300	0.1042	1	May. 2017
2	L.T. 220 kV Cajamarca Norte - Caclic	SICN-78	SICN110	220	0.1215	1	May. 2017
3	L.T. 220 kV Caclic - Moyobamba	SICN110	SICN109	220	0.1115	1	May. 2017
4	L.T. 220 kV La Planicie - Industriales 2T	SICN-84	SICN-76	400	0.0046	2	Ago. 2017
5	L.T. 500 kV Mantaro - Marcona	SICN103	SICN101	1 400	0.0486	1	Nov. 2017
6	L.T. 500 kV Marcona - N. Socabaya	SICN-01	SICN104	1 400	0.0570	1	Nov. 2017
7	L.T. 500 kV N. Socabaya - Montalvo	SICN104	SIS-41	1 400	0.0132	1	Nov. 2017
8	TR 500/220 kV Mantaro	SICN103	SICN-28	450		1	Nov. 2017
9	TR 500/220 kV N. Socabaya	SICN104	SIS-24	450		1	Nov. 2017
10	L.T. 220 kV Azangaro - Juliaca	SIS-46	SIS-47	450	0.0610	1	Abr. 2018
11	L.T. 220 kV Juliaca - Puno	SIS-47	SIS-20	450	0.0293	1	Abr. 2018
12	L.T. 220 kV Machupicchu - Quencoro	SIS-35	SIS-45	300	0.1151	1	May. 2018
13	L.T. 220 kV Quencoro - Onocora - Tintaya	SIS-45	SIS-42	300	0.1082	1	May. 2018
15	Repotenciacion L.T. 220 kV Huanza - Carabaylo	SICN102	SICN116	250	0.0754	1	May. 2019
16	Repotenciacion L.T. 220 kV Pomacocha - San Juan	SICN-43	SICN-48	250	0.1067	2	May. 2019
17	Repotenciacion L.T. 220 kV Pachachaca - Callahuanca	SICN-37	SICN-06	250	0.0695	2	May. 2019
18	Repotenciacion L.T. 220 kV Trujillo - Cajamarca	SICN-54	SICN-78	250	0.1333	1	May. 2019
19	L.T. 220 kV Montalvo - Los Heroes	SICN-18	SIS-20	250	0.1361	1	May. 2019
20	L.T. 220 kV Callahuanca - Carapongo	SICN-06	SICN227	329	0.0374	2	
21	L.T. 220 kV Carapongo - Cajamarquilla	SICN227	SICN-46	329	0.0374	2	
22	L.T. 220 kV Huinco Carapongo	SICN228	SICN227	289	0.0322	2	
23	L.T. 220 kV Carapongo - Santa Rosa	SICN227	SICN-49	289	0.0322	2	
24	TR 500/220 kV Carapongo	SICN201	SICN227	750		1	

Fuente de Información :

Dirección de Planificación de Transmisión - COES. (2017). *Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026*. Lima

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2017). **Informe para la publicación de Resolución que fija los Precios en Barra, Período mayo 2017 - abril 2018**. Organismo Supervisor de la Inversión en

ANEXO A.6

Lineas de Transmisión Candidatas

id	Nombre	Envío	Recepcion	Potencia (MVA)	X (p.u.)	Distancia (km)
L.T. candidatas en 500 kV - simple terna						
LC500-01	L.T. 500 kV Piura - La Nina	SSA-10	SICN105	1 200	0.0114	90
LC500-02	L.T. 500 kV Huanuco - Paramonga	SICN225	SSA-07	1 200	0.0279	220
LC500-03	L.T. 500 kV Tocache - Huanuco	SSA-06	SICN225	1 200	0.0279	220
LC500-04	L.T. 500 kV Celendin - Tocache	SSA-04	SSA-06	1 200	0.0349	296
LC500-05	L.T. 500 kV Chimbote - Tocache	SICN-99	SSA-06	1 200	0.0304	258
LC500-06	L.T. 500 kV Trujillo - Celendin	SICN100	SSA-04	1 200	0.0237	202
LC500-07	L.T. 500 kV Huanuco - Yanango	SICN225	SSA-08	1 200	0.0282	180
LC500-08	L.T. 500 kV Yanango - Mantaro	SSA-08	SICN103	1 200	0.0203	160
LC500-09	L.T. 500 kV Yanango - Carapongo	SSA-08	SICN201	1 200	0.0254	200
LC500-10	L.T. 500 kV Celendin - Piura	SSA-04	SSA-10	1 200	0.0394	336
LC500-11	L.T. 500 kV Chilca - Independencia	SSA-09	SICN-81	1 200	0.0229	166
LC500-12	L.T. 500 kV Independencia - Poroma	SSA-09	SICN101	1 200	0.0264	190
LC500-13	L.T. 500 kV Poroma - San Jose	SICN101	SIS-48	1 200	0.0183	271
LC500-14	L.T. 500 kV San Jose - Montalvo	SIS-48	SIS-41	1 200	0.0161	117
Transformadores en 500 kV						
TC500-01	TR 500/220 kV Celendin	SSA-04	SSA-05	650		1
TC500-02	TR 500/220 kV Yanango	SSA-08	SICN111	650		1
TC500-03	TR 500/220 kV Paramonga	SSA-07	SICN-41	650		1
TC500-04	TR 500/220 kV Carapongo	SICN201	SICN227	650		1
TC500-05	TR 500/220 kV Piura	SSA-10	SICN205	650		1
TC500-06	TR 500/220 kV Huanuco	SICN225	SICN224	650		1
TC500-07	TR 500/200 kV Carabayllo 2	SICN-82	SICN116	650		1
Propuestos de L.T. 220 kV, doble terna						
LC220-01	L.T. 220 kV Celendin - Cajamarca 2T	SSA-05	SICN-78	750	0.0265	53
LC220-02	L.T. 220 kV Huanuco - Paragsha 2T	SICN224	SICN-39	750	0.0485	97
LC220-03	L.T.220 kV Balnearios - Industriales	SICN-02	SICN-76	600	0.0035	7
LC220-04	L.T.220 kV Balnearios - Malvinas	SICN-02	SSA-11	600	0.0070	14
LC220-05	L.T.220 kV Balnearios - Barsi	SICN-02	SSA-12	600	0.0095	19
LC220-07	L.T.220 kV Santa Rosa - Carapongo	SICN227	SICN-49	600	0.0090	18
LC220-08	L.T.220 kV Santa Rosa - Chavarria	SICN-49	SICN-13	600	0.0042	8
LC220-09	L.T.220 kV Chavarria - Carapongo	SICN227	SICN-13	600	0.0105	21
LC220-10	L.T. 220 kV Ventanilla - Barsi	SICN-55	SSA-12	600	0.0105	21
Propuestos de L.T. 220 kV, simple terna						
LC220-11	L.T. 220 kV Moyobamba - Iquitos	SICN109	SICN112	127	0.5880	588
Repotenciación de L.T. 220 kV, doble terna						
LR-2010	L.T.220 kV Santa Rosa-Industriales	SICN-49	SICN-76	600	0.0070	6
LR-2011	L.T.220 kV Santa Rosa-San Juan	SICN-49	SICN-48	600	0.0070	6
LR-2018	L.T.220 kV Industriales-San Juan	SICN-76	SICN-48	600	0.0221	20
Repotenciación de L.T. 220 kV, simple terna						
LR-2029	L.T.220 kV Montalvo-Tacna	SICN-18	SIS-26	137	0.1291	124
LR-2030	L.T.220 kV Puno-Montalvo	SIS-20	SICN-18	135	0.1880	196
LR-2050	L.T.220 kV Abancay-Suriray	SIS-36	SIS-35	221	0.0612	58
LR-2059	L.T.220 kV Cotaruse-Suriray	SICN-74	SIS-35	57	0.1983	188
LR-2060	L.T.220 kV Cotaruse-Abancay	SICN-74	SIS-36	168	0.1369	130
LR-2088	L.T.220 kV Alto Pradera-Chilca CTM	SICN115	SICN106	334	0.0168	31
LR-2089	L.T.220 kV Asia-Cantera	SICN114	SICN-72	137	0.0558	55
LR-2090	L.T.220 kV Asia-Chilca CTM	SICN114	SICN106	139	0.0293	29
LR-2091	L.T.220 kV Desierto-Chilca CTM	SICN-75	SICN106	138	0.1108	106
LR-2092	L.T.220 kV San Juan-Alto Pradera	SICN-48	SICN115	343	0.0100	19
LR-2110	L.T.220 kV Carabayllo-Huanza	SICN116	SICN102	145	0.0754	74
LR-2117	L.T.220 kV Lomera-Zapallal	SCN-145	SICN-58	64	0.0605	59
LR-2162	L.T.220 kV Piura Oeste-FELAM	SICN205	SICN229	175	0.1430	144
LR-2203	L.T.220 kV Independencia-Mantaro	SICN-26	SICN-28	260	0.2700	66
LR-2204	L.T.220 kV Huancavelica-Mantaro	SICN-22	SICN-28	256	0.0649	66
LR-2207	L.T.220 kV Cantera-Independencia	SICN-72	SICN-26	128	0.0825	82
LR-2208	L.T.220 kV Desierto-Independencia	SICN-75	SICN-26	114	0.0612	61
LR-2211	L.T.220 kV Ica-Marcona	SICN-25	SICN-29	169	0.1569	155
LR-2212	L.T.220 kV Huacho-Zapallal	SICN-20	SICN-58	115	0.1075	107

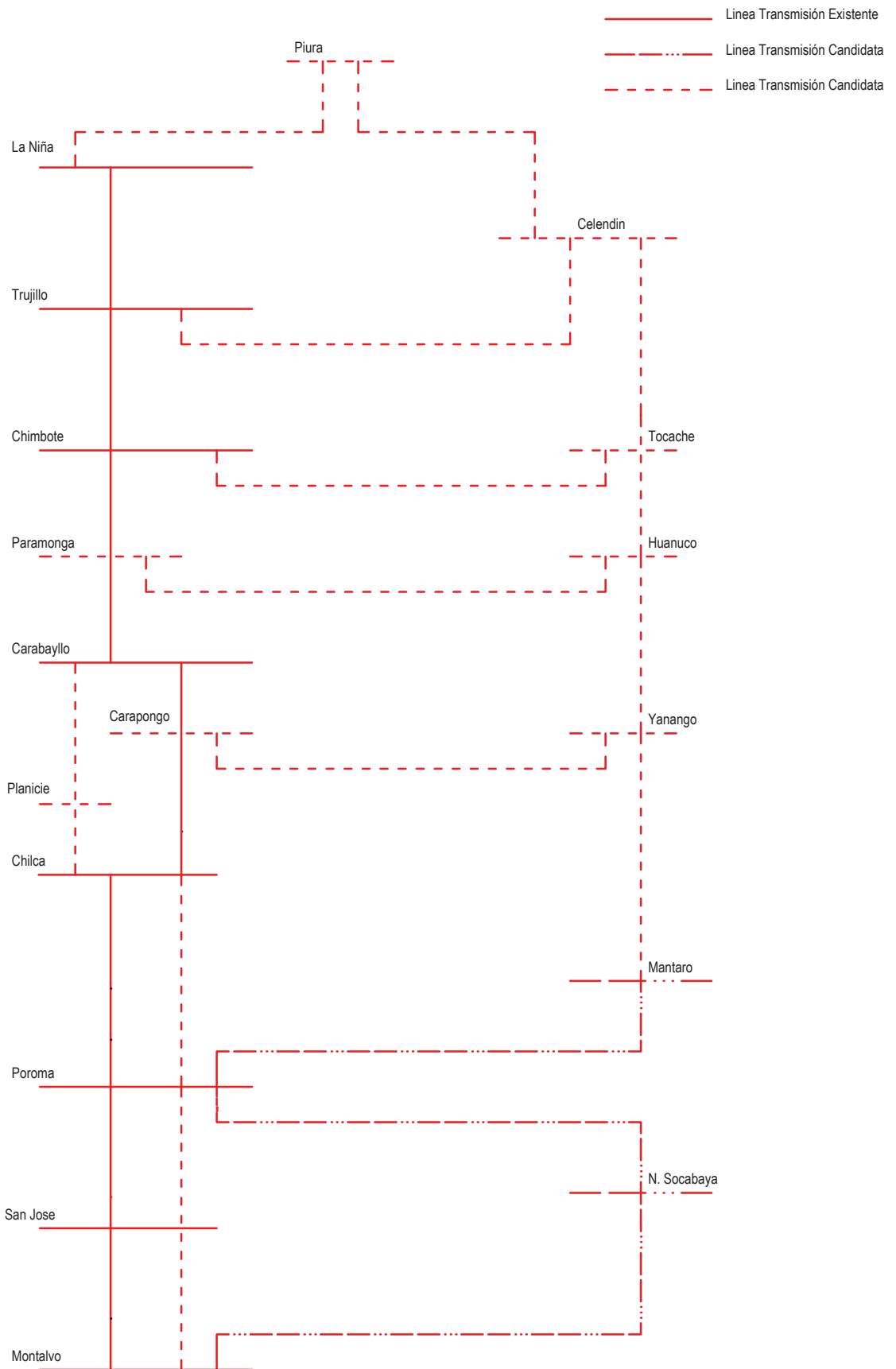
id	Nombre	Envío	Recepción	Potencia (MVA)	X (p.u)	Distancia (km)
LR-2214	L.T.220 kV Huacho-Lomera	SICN-20	SCN-145	144	0.0486	48
LR-2220	L.T.220 kV Huayucachi-Mantaro	SICN-24	SICN-28	153	0.0743	77
LR-2224	L.T.220 kV Oroya-Pachachaca	SICN-34	SICN-37	246	0.0214	22
LR-2226	L.T.220 kV Pachachaca-Pomacocha	SICN-37	SICN-43	231	0.0131	13
LR-2231	L.T.220 kV Independencia-Huancavelica	SICN-26	SICN-22	149	0.1765	181
LR-2238	L.T.220 kV FELAM-Chiclayo	SICN229	SICN-14	182	0.0656	67
LR-2239	L.T.220 kV La Nina-Chiclayo	SICN-98	SICN-14	82	0.0248	24
LR-2240	L.T.220 kV Carhuaquero-Chiclayo	SICN-11	SICN-14	249	0.0811	83
LR-2241	L.T.220 kV Piura Oeste-La Nina	SICN205	SICN-98	149	0.1047	105
LR-2248	L.T.220 kV Pariña-Piura Oeste	SICN207	SICN205	139	0.0971	94
LR-2249	L.T.220 kV Zorritos-Talara	SICN-65	SICN-51	86	0.1365	137
LR-2250	L.T.220 kV Talara-Piura Oeste	SICN-51	SICN205	150	0.1052	104
LR-2251	L.T.220 kV Tingo Maria-Aguaytia	SICN-53	SICN-01	176	0.0764	73
LR-2252	L.T.220 kV Paragsha-Tingo Maria	SICN-39	SICN-53	167	0.1796	174
LR-2253	L.T.220 kV Vizcarra-Conococha	SICN-56	SICN-80	169	0.0488	47
LR-2254	L.T.220 kV Vizcarra-Paragsha	SICN-56	SICN-39	249	0.1266	124
LR-2259	L.T.220 kV Carhuamayo-Oroya	SICN-09	SICN-34	144	0.0731	76
LR-2260	L.T.220 kV Cajamarca Norte-Trujillo Norte	SICN-78	SICN-54	118	0.1333	137
LR-2264	L.T.220 kV Conococha-Paragsha	SICN-80	SICN-39	179	0.1437	140
LR-2278	L.T.220 kV Paramonga nueva-Conococha	SICN-41	SICN-80	172	0.0993	100
LR-2294	L.T.220 kV Carhuamayo-Pomacocha	SICN-09	SICN-43	180	0.1066	106
LR-2295	L.T.220 kV Talara-Pariña	SICN-51	SICN207	175	0.0110	11

Elaborado en base a :

Dirección de Planificación de Transmisión - COES. (2017). *Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2017-2026*. Lima

Sub dirección de Gestión de la Información. (2017). *Estadística de Operación 2016*. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

Esquema del SEIN en 500 kV



Area Norte

Area Centro

Area Sur

SICN-99.Chimbote

SSA-07.Paramonga

SICN-37.Pachachaca

SICN-24.Huayucachi

SSA-08.N.Yanango

SICN-43.Pomacocha

1.Paramonga nueva

SICN102.Huanza

SICN-06.Callahuanca

SICN-46.Cajamarca

SICN-20.Huacho

SCN-145.Lomera

SICN-58.Zapallal

SICN-227.Carapongo

SICN201.Carapongo

SICN-82.Carabaylo

SICN116.Carabaylo

SICN-84.Planicie

SICN-81.Chilca

SICN114.Asia

SICN-72.Cantera

SICN-65.Desierto

SICN-26.Independencia

SSA-03.Mirador

SICN-55.Ventanilla

SSA-11.Malvinas

SICN-49.Santa Rosa

SICN-76.Industriales

SICN115.Alto Pradera

SICN-13.Chavarria

SICN-48.San Juan

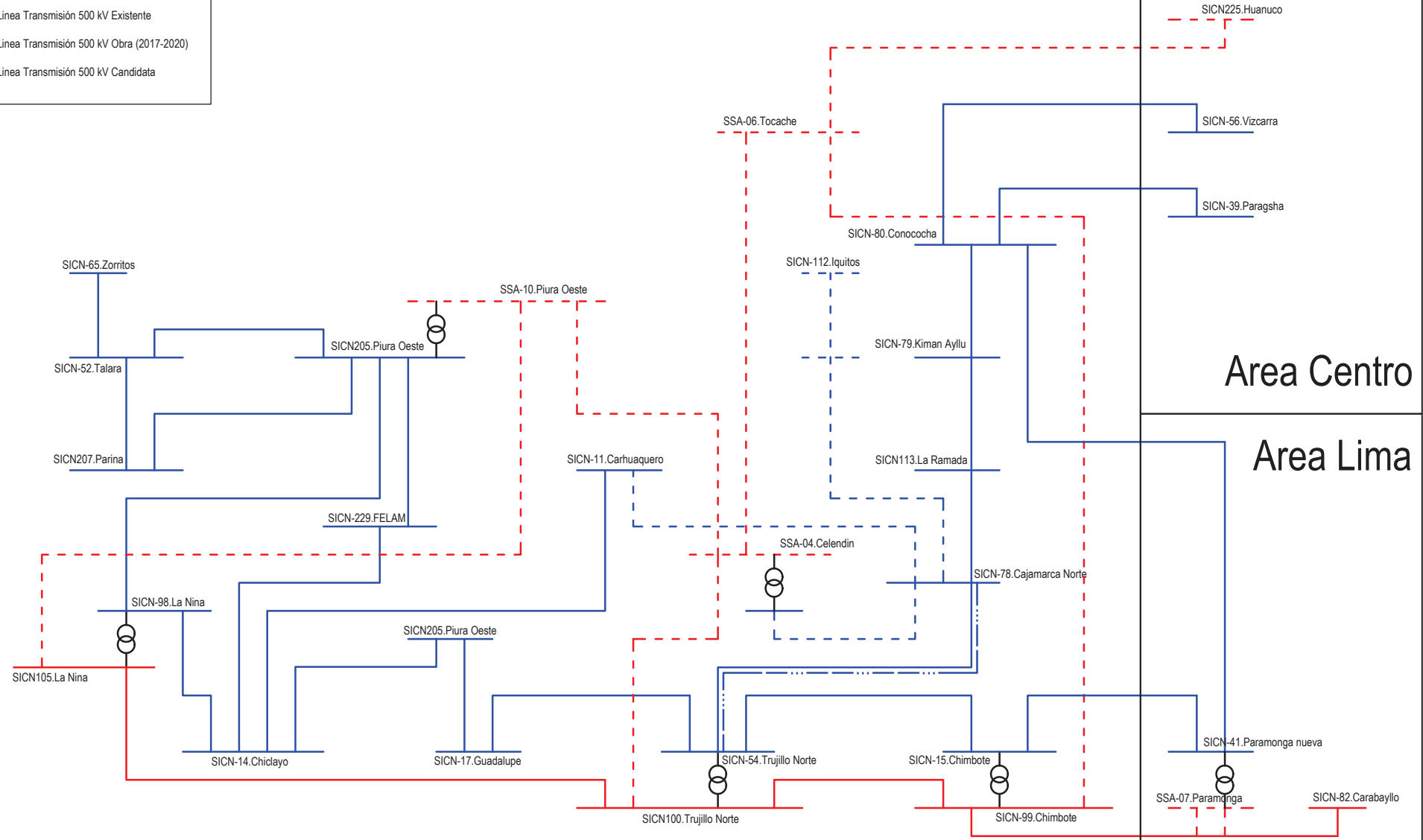
SSA-12.Barsi

SICN-02.Balnearios

- Linea Transmision 220 kV Existente
- - - Linea Transmision 220 kV Obra (2017-2020)
- - - Linea Transmision 220 kV Candidata
- Linea Transmision 500 kV Existente
- - - Linea Transmision 500 kV Obra (2017-2020)
- - - Linea Transmision 500 kV Candidata

- Línea Transmisión 220 kV Existente
- - - Línea Transmisión 220 kV Obra (2017-2020)
- - - - - Línea Transmisión 220 kV Candidata
- Línea Transmisión 500 kV Existente
- - - Línea Transmisión 500 kV Obra (2017-2020)
- - - - - Línea Transmisión 500 kV Candidata

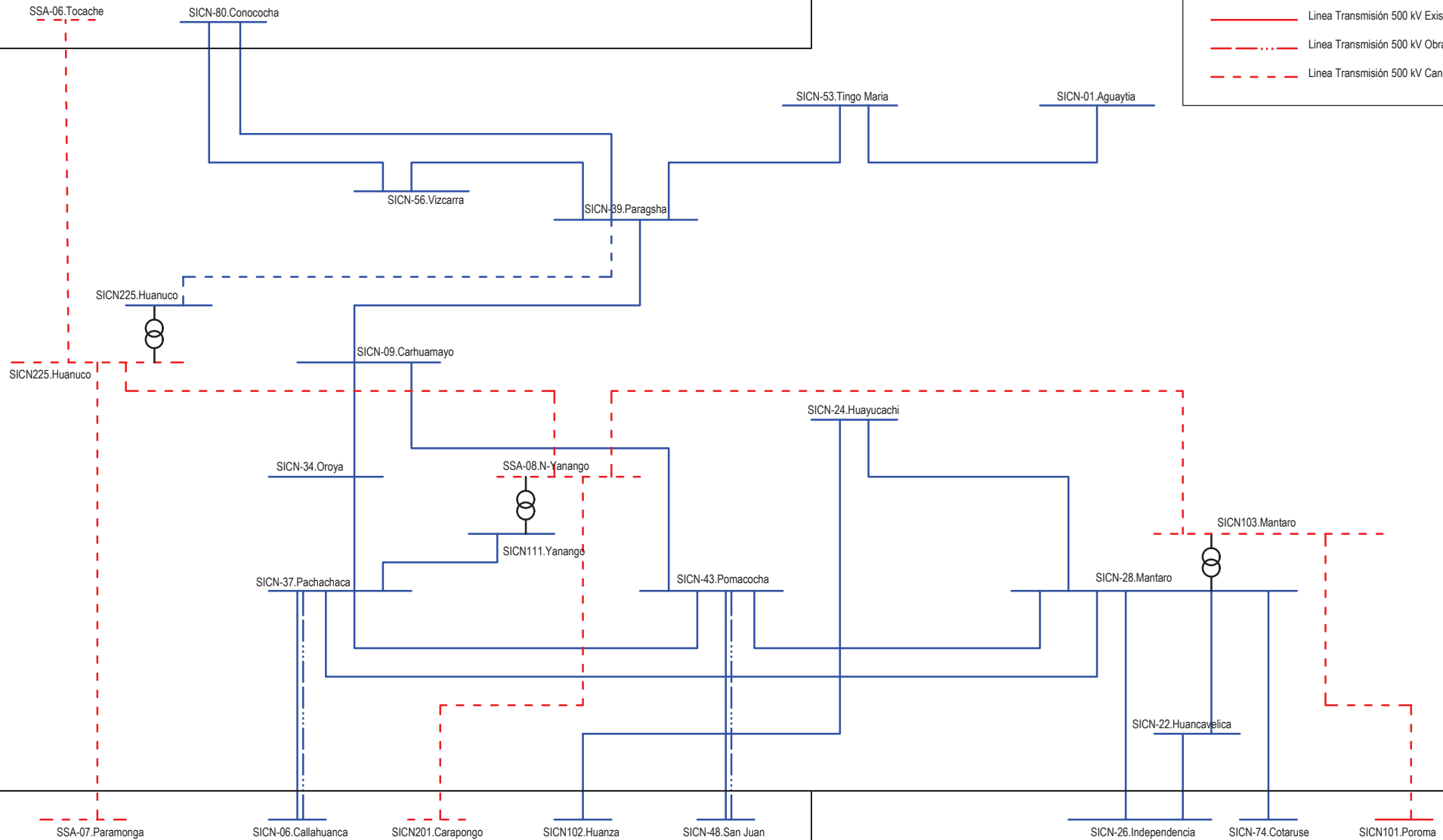
Area Norte



Area Norte

Area Centro

- Linea Transmisión 220 kV Existente
- - - Linea Transmisión 220 kV Obra (2017-2020)
- - - Linea Transmisión 220 kV Candidata
- Linea Transmisión 500 kV Existente
- - - Linea Transmisión 500 kV Obra (2017-2020)
- - - Linea Transmisión 500 kV Candidata



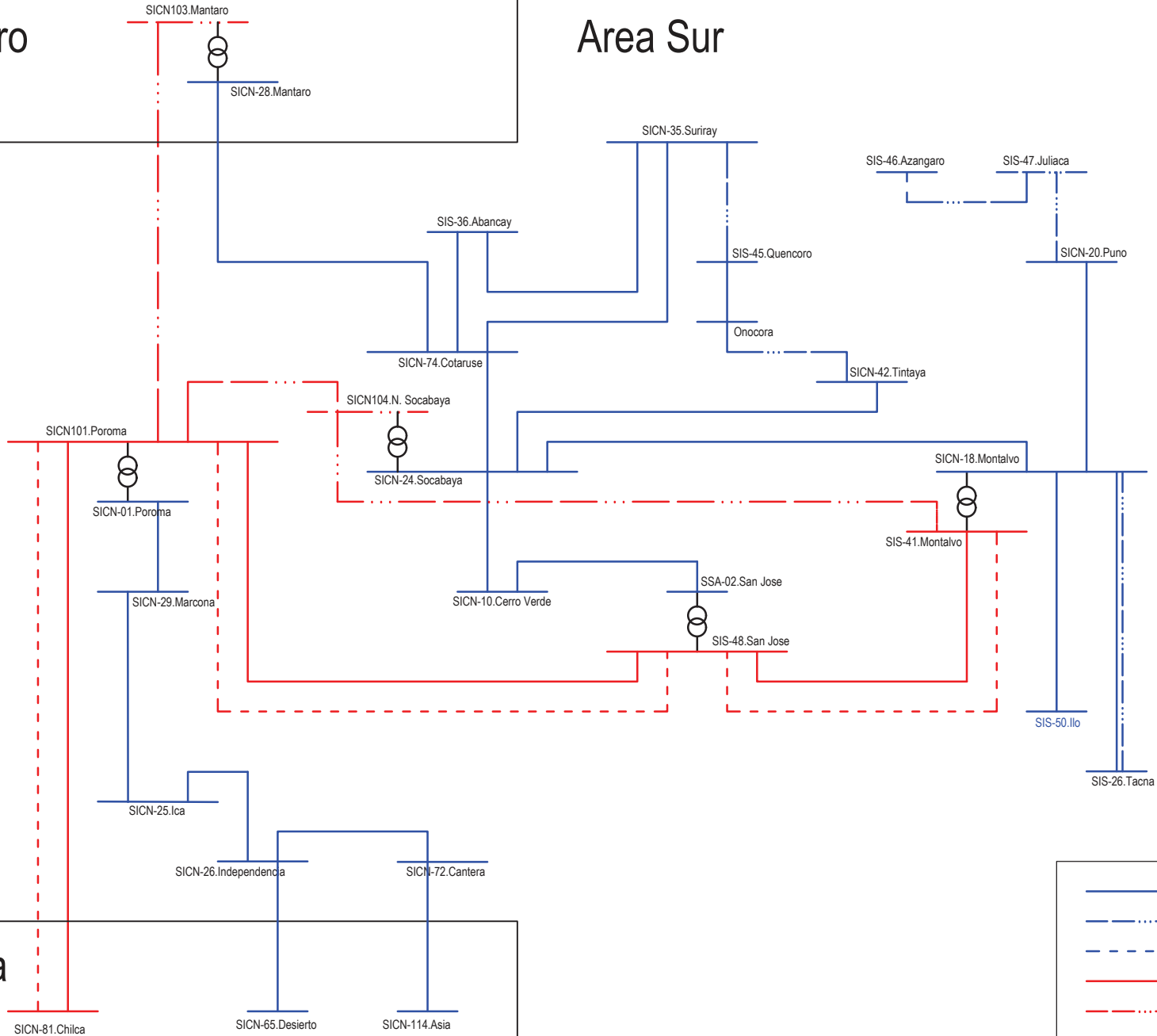
Area Lima

Area Sur

Area Centro

Area Sur

Area Lima



- Linea Transmision 220 kV Existente
- - - Linea Transmision 220 kV Obra (2017-2020)
- · · Linea Transmision 220 kV Candidata
- Linea Transmision 500 kV Existente
- - - Linea Transmision 500 kV Obra (2017-2020)
- · · Linea Transmision 500 kV Candidata