



**Propuesta de mejoramiento de la capacidad de una red de transmisión de energía eléctrica  
para permitir la integración de energías renovables al SEIN.**

**Trabajo de investigación presentado en satisfacción parcial de los requerimientos para  
obtener el grado de Maestro en Gestión de la Energía por:**

Jorge Oswaldo Escobar León

Edwin David Fernández Puertas

Pedro Bernardo Trujillo Acuña

**Programa de la Maestría en Gestión de la Energía**

Lima, 15 de mayo de 2024

# Propuesta de mejoramiento de la capacidad de una red de transmisión de energía eléctrica para permitir la integración de energías renovables al SEIN

## INFORME DE ORIGINALIDAD

<b>5%</b>	<b>5%</b>	<b>0%</b>	<b>0%</b>
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

## FUENTES PRIMARIAS

<b>1</b>	<b>www.minem.gob.pe</b> Fuente de Internet	<b>3%</b>
<b>2</b>	<b>ctc-media.s3.amazonaws.com</b> Fuente de Internet	<b>2%</b>

Excluir citas      Activo      Excluir coincidencias      < 2%  
Excluir bibliografía      Activo

Este trabajo de investigación

**Propuesta de mejoramiento de la capacidad de una red de transmisión de energía eléctrica para permitir la integración de energías renovables al SEIN.**

Ha sido aprobada.



.....  
Edwin Quintanilla Acosta (Jurado)



.....  
Jaime Mendoza Gacon (Jurado)



.....  
Leonidas Sayas Pomas (Asesor)

Universidad Esan

2024

## **Agradecimientos**

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento a todas aquellas personas que contribuyeron de manera significativa en la realización de este trabajo. Agradecemos a nuestro asesor Ing. Leónidas Sayas Poma, por su invaluable orientación, paciencia, apoyo y por su guía experta a lo largo de este proceso, así como también a la Coordinación Académica por su importante gestión. Además, queremos agradecer a nuestros compañeros de clase por las valiosas discusiones y colaboraciones que enriquecieron nuestro trabajo. No podemos pasar por alto el apoyo inquebrantable de nuestras familias, cuyo aliento constante nos motivó a superar los desafíos y lograr nuestra ansiada meta académica.

**Grupo 02 de la Maestría en Gestión de la Energía.**

## CV's de los Estudiantes

### Edwin David Fernández Puertas

Ingeniero Electricista graduado en la Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa. Experiencia en Gestión de Proyectos y Mantenimiento electromecánico, así como en Gestión Energética en unidades mineras, con especializaciones en Evaluaciones Económicas de Proyectos de Inversión y Regulación Eléctrica. Aspiración de desarrollo profesional en Gestión Energética y Pública.

### FORMACIÓN

2000-2005 Universidad Nacional de San Agustín, Quinto Superior. Nro. De colegiatura: 116661

### EXPERIENCIA

2013-2023	<p><b>Unidad Minera Apumayo SAC</b>, empresa dedicada a la extracción de Oro y Plata a tajo abierto.</p> <p><b>Cargo.</b> Jefe de Departamento Eléctrico.</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Evaluación y desarrollo de proyectos eléctricos a nivel de factibilidad e ingeniería de detalle, para ser fiscalizados y supervisados por diferentes entes estatales (Osinermin, OEFA, Senace, Ministerio de Energía y Minas, etc.)</li><li>• Elaboración y supervisión de los presupuestos eléctricos CAPEX y OPEX de las operaciones mineras, así como para las obras electromecánicas de apoyos sociales a la comunidad.</li><li>• Supervisar y Monitorear el buen y continuo funcionamiento de la Gestión de Energía de la Unidad Minera.</li></ul>
2011-2012	<p><b>AJANI SAC</b>, empresa dedicada a la construcción de obras civiles y eléctricas</p> <p><b>Cargo:</b> Residente de Obras Eléctricas</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• Diseño y Ejecución de infraestructura en Media y Alta Tensión para las unidades mineras del Grupo Aruntani.</li></ul>

### DIPLOMADOS Y ESPECIALIZACIONES

Programa de especialización en evaluación privada de proyectos y Project Finance. (08/2023-12/2023), Universidad del Pacífico.

Diploma de especialización en regulación en electricidad. (09/2020-06/2021), Universidad ESAN.

Diploma en dirección productiva de mantenimiento. (03/2016-03-2017), BS Grupo.

## Jorge Oswaldo Escobar León

Ingeniero mecánico de la Universidad Nacional de Piura, segundo puesto de promoción, titulado por modalidad de tesis. Profesional con 13 años de experiencia en proyectos electromecánicos industriales, eficiencia energética, generación a Diesel, gas natural y energías renovables. Capacidad y experiencia en gestión comercial con sólidos conocimientos en ingeniería y evaluación de proyectos. Facilidad para trabajar en equipo y liderar grupos.

### FORMACIÓN

2006-2011 Universidad de Piura. Nro. De Colegiatura: 192669

### EXPERIENCIA

2019-a la fecha	<b>Distribuidora Cummins Perú SAC,</b> <b>Cargo.</b> Gestor de negocios ESB (Energy Solutions Business) <ul style="list-style-type: none"><li>• Gestión comercial y de ingeniería, encargado de proyectos de eficiencia energética, generación y cogeneración con grupos electrógenos a gas natural, proyectos con energía solar y sistemas de almacenamiento con baterías (BESS). Gestión en todas las etapas diseño, gestión comercial, ejecución y puesta en marcha</li></ul>
2014-2019	<b>Distribuidora Cummins Perú SAC</b> <b>Cargo:</b> Ingeniero de Aplicaciones <ul style="list-style-type: none"><li>• Elaboración de propuestas técnicas económicas de oferta de suministros, proyectos y/o servicios con Grupos Electrógenos</li></ul>
2013-2014	<b>DELTA S.R.L.</b> <b>Cargo:</b> Ingeniero de Proyectos de electricidad, control y automatización. <ul style="list-style-type: none"><li>• Elaboración de costos, presupuesto, cotizaciones y supervisión de proyectos eléctricos, control y automatización</li></ul>

### DIPLOMADOS Y ESPECIALIZACIONES

Diplomado sobre Automatización Industrial, UDEP (Universidad de Piura)

Seminario de Cogeneración Living Green 2.0 (San Luis de Potosí, México)

## Pedro Bernardo Trujillo Acuña

Profesional con más de 13 años de experiencia experto en diseño, inspección análisis crítico, optimización de costos, eficiencia energética, cumplimiento de metas, e implementación de buenas prácticas en la gestión de personal con énfasis en proyectos de Oil & Gas, asociado a los sistemas de transporte por red de ductos y transporte virtual para diferentes *commodities* e industrias.

### FORMACIÓN

1999-2006 Universidad Nacional del Callao

### EXPERIENCIA

2024-a la fecha	<b>Gas &amp; Ozono Ingeniería y Proyectos Industriales</b> <b>Cargo.</b> Director de Proyectos <ul style="list-style-type: none"><li>• Coordinar, Diseñar y Supervisar la Construcción de Redes de distribución Interna de Plantas Industriales (PIG-1, PIG-2, Acero, Polietileno, ERMP, ERS, EFM, AIE, Pruebas de Hermeticidad y Gasificación).</li><li>• Diseño, construcción, operación, gestión de calidad, mantenimiento y supervisión de sistemas de distribución en el sector de gas natural</li><li>• Responsable de licitaciones y concursos públicos relacionados al sistema de masificación del gas natural</li></ul>
2021-2024	<b>SGS del Perú</b> <b>Cargo:</b> Ingeniero Coordinador de Proyectos <ul style="list-style-type: none"><li>• Responsable por la coordinación y el resultado de proyectos de ductos de gas natural a desarrollarse a nivel nacional</li></ul>
2013-2014	<b>TUV RHEILAND PERU</b> <b>Cargo:</b> Ingeniero de Proyectos. <ul style="list-style-type: none"><li>• Revise dossier de calidad y certifique de acuerdo al plano la correcta distribución y ubicación de las redes y válvulas, verificando los metrados RDS, GIS</li></ul>

### DIPLOMADOS Y ESPECIALIZACIONES

Maestría en Gestión Pública (Universidad San Ignacio de Loyola).

ASME-The American Society Of Mechanical Engineers Código ASME B31.8 Sistema de Tuberías para el transporte y distribución de Gas (2020)

Diplomado Seguridad y salud Ocupacional -USIL (2015)

## ÍNDICE

<b>Resumen.....</b>	<b>xvii</b>
<b>Abstract.....</b>	<b>xviii</b>
<b>CAPÍTULO 01. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Planteamiento del Problema.....	3
1.2 Objetivos .....	4
1.3 Alcance y Justificación.....	4
1.4 Metodología .....	5
<b>CAPÍTULO 02. MARCO TEÓRICO .....</b>	<b>11</b>
2.1 Energías Renovables ámbito regional .....	11
2.2 Energías Renovables en el Perú .....	12
2.3 Inconvenientes de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) .....	23
2.4 Flexibilidad en Sistemas Eléctricos.....	31
2.5 Fuentes de Flexibilidad .....	35
2.6 Importancia de la planificación de la Flexibilidad .....	39
2.7 Opciones de mejoramiento de líneas de transmisión. ....	41
2.7.1 Repotenciación por Intensidad de Corriente .....	41
2.7.2 Repotenciación por incremento de Tensión Eléctrica. ....	44
2.7.3 Repotenciación por sistemas híbridos HVAC – HVDC.....	44
2.7.4 FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems).....	45

2.8	Ventajas en el uso del cable ACCC frente al ACSR.....	46
2.9	Benchmarking: Problemas del incremento de renovables, estudios y proyectos en Repotenciación de Líneas de Transmisión, usando la tecnología HTLS.....	51
2.9.1	Problemas del incremento de renovables en Chile – Vertimiento de energías renovables .....	51
2.9.2	Estudios de aplicación de los cables HTLS.....	55
a.	Bosnia y Herzegovina:.....	55
b.	India: .....	59
2.9.3	Aplicaciones en proyectos ejecutados. ....	60
2.10	Mercados de Carbono.....	64
2.11	Normativas peruanas involucradas en la Repotenciación de Líneas Eléctricas. ....	66
<b>CAPÍTULO 03. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EXISTENTE.</b> .....		<b>70</b>
<b>CAPÍTULO 04. PROPUESTA TÉCNICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA</b> .....		<b>80</b>
<b>CONCLUSIONES</b> .....		<b>107</b>
<b>RECOMENDACIONES</b> .....		<b>110</b>
<b>Anexo 01</b> .....		<b>111</b>
<b>Anexo 02</b> Proyectos de transmisión, Plan Vinculante y a largo plazo – COES. ....		<b>116</b>
<b>Anexo 03</b> Oferta de Generación del Plan de Transmisión 2023-2032.....		<b>124</b>
<b>Anexo 04</b> Flujos de Caja Proyectados y capital de trabajo.....		<b>126</b>

<b>Anexo 05 Resultados del Software CTC Global. ....</b>	<b>133</b>
<b>Bibliografía .....</b>	<b>144</b>

## Lista de Figuras

Figura 1	<i>Porcentaje de participación por tipo de tecnología SEIN Perú</i> .....	14
Figura 2	<i>Requerimiento (GWh/año) en las cuatro subastas</i> .....	15
Figura 3	<i>Precios adjudicados Subastas RER</i> .....	18
Figura 4	<i>Comparación de la cobertura de la máxima demanda por tipo de generación</i> .....	20
Figura 5	<i>Evolución de la utilización de los recursos energéticos en la producción de energía eléctrica periodo 2021-2023</i> .....	20
Figura 6	<i>Evolución del porcentaje de participación de las ERNC en la oferta</i> .....	22
Figura 7	<i>Producción de las Centrales solares en MW – enero 2019</i> .....	25
Figura 8	<i>Producción de las Centrales solares en MW – junio 2019</i> .....	25
Figura 9	<i>Producción de las Centrales Eólicas en MW – junio 2019</i> .....	26
Figura 10	<i>Orden de mérito hipotético – mercado marginalista</i> .....	29
Figura 11	<i>Generación eléctrica proyectada para lograr el escenario de 2°C al 2050</i> .....	33
Figura 12	<i>Elementos de un sistema eléctrico que pueden aportar a la flexibilidad</i> .....	36
Figura 13	<i>Opciones técnicas para aumentar la flexibilidad del sistema con Energías Renovables Variables (ERV)</i> .....	37
Figura 14	<i>Comparación económica de fuentes de flexibilidad</i> .....	38
Figura 15	<i>Metodología para la planificación de la flexibilidad</i> .....	40
Figura 16	<i>Configuraciones de haz para aumentar la capacidad de transferencia</i> .....	43
Figura 17	<i>Aplicación del haz expandido y HSIL-EXB</i> .....	43
Figura 18	<i>Esquema de conversión doble circuito AC a sistema híbrido AC-DC</i> .....	45
Figura 19	<i>Esquema de reducción de incremento de vanos al usar los cables ACCC</i> .....	48
Figura 20	<i>Esquema de mejoramiento de flecha al usar los cables ACCC</i> .....	49

Figura 21	<i>Comparación de conductores mostrando su capacidad de ampacidad.</i>	56
Figura 22	<i>Comparación de flechas a diferentes temperaturas.</i>	57
Figura 23	<i>Capacidad de carga y pérdidas de los diferentes escenarios.</i>	58
Figura 24	<i>Pérdidas activas en MW.</i>	59
Figura 25	<i>Longitud total de líneas de transmisión a nivel nacional por tipo de sistema.</i>	71
Figura 26	<i>Mapa de líneas eléctricas 2021-2028.</i>	73
Figura 27	<i>Diagrama unifilar del proyecto en el sistema eléctrico Arequipa</i>	77
Figura 28	<i>Diagrama unifilar del proyecto en el sistema eléctrico Repartición – Majes - Mollendo</i> .....	78
Figura 29	<i>Alcances del Plan de Transmisión 2023-2032.</i>	82
Figura 30	<i>Áreas de Demanda (AD) aplicables al Plan de Transmisión 2023-2032. Planificación ITC.</i>	83
Figura 31	<i>Esquema de la ubicación del proyecto a evaluar.</i>	86
Figura 32	<i>Proyectos RER Solares cercanos a San José.</i>	88
Figura 33	<i>Escenario Base de la Demanda Eléctrica.</i>	90
Figura 34	<i>Escenario Pesimista de la Demanda Eléctrica.</i>	91
Figura 35	<i>Escenario Pesimista de la Demanda Eléctrica</i>	92

## Lista de Tablas

Tabla 1	<i>Tecnologías utilizadas por la generación eléctrica</i> .....	12
Tabla 2	<i>Potencia efectiva según tipo de generación y recurso energético (MW)</i> .....	13
Tabla 3	<i>Subastas RER realizadas en el Perú</i> .....	16
Tabla 4	<i>Resultados de las 4 subastas RER - Perú</i> .....	16
Tabla 5	<i>Producción total de centrales de Generación Eléctrica (acumulado abril 2024)</i> .....	19
Tabla 6	<i>Clasificación de oferta (MW)</i> .....	21
Tabla 7	<i>Análisis de Oferta-Demanda para los años 2028-2032 (MW)</i> .....	22
Tabla 8	<i>Factores de Planta de Centrales solares y eólicas – 2018</i> .....	27
Tabla 9	<i>Comparación de resistencia de rotura y peso entre conductores</i> .....	49
Tabla 10	<i>Área de aluminio y resistencia eléctrica</i> .....	50
Tabla 11	<i>Ejemplo de comparación de costos entre ofertas válidas</i> .....	51
Tabla 12	<i>Resumen Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2023 Transmisión Nacional</i> . 53	
Tabla 13	<i>Resumen Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2023 Transmisión Zonal</i> .....	54
Tabla 14	<i>Proyectos realizados por la empresa Empresa TRENT</i> . .....	62
Tabla 15	<i>Características mecánicas de los conductores de aleación de aluminio normalizadas (sin grasa)</i> .....	68
Tabla 16	<i>Longitud total de líneas de transmisión a nivel nacional por tipo tensión y tipo de línea (km)</i> .....	71
Tabla 17	<i>Líneas representativas del sistema eléctrico nacional</i> .....	72
Tabla 18	<i>Presupuesto de las propuestas vinculantes</i> . .....	87
Tabla 19	<i>Proyectos Solares en el área de demanda 09</i> . .....	89
Tabla 20	<i>Listado de Barras del área sur del SEIN</i> .....	93

Tabla 21	<i>Demanda Eléctrica en las Barras Repartición y Mollendo (138kV) en MW.</i>	94
Tabla 22	<i>Porcentajes de CoyM por Región Geográfica y Nivel de Tensión.</i>	96
Tabla 23	<i>Presupuesto estimado para la evaluación de las líneas eléctricas (Moneda: USD)....</i>	97
Tabla 24	<i>Resumen de los flujos de caja económicos de los proyectos con la tecnología tradicional.</i>	
	.....	101
Tabla 25	<i>Resumen de los flujos de caja económicos de los proyectos con la nueva tecnología.</i>	
	.....	103
Tabla 26	<i>Resumen de parámetros relevantes de ambos tipos de cables.</i>	104

## Glosario

**Energías Renovables no convencionales (ERNC):** son aquellas fuentes de energía que provienen de recursos naturales inagotables o que se regeneran a un ritmo rápido, pero que aún no se encuentran ampliamente desarrolladas o comercializadas a gran escala, para este trabajo se considera a las energías solares, eólicas, biomasa y geotérmica.

**Flexibilidad de sistemas eléctricos:** se refiere a la capacidad del sistema para adaptarse a cambios en la demanda y la generación de energía de manera confiable y eficiente, a fin de mantener la estabilidad y seguridad del suministro eléctrico.

**Sistemas eléctricos de transmisión:** son sistemas compuestos por una serie de elementos interconectados que trabajan en conjunto para garantizar un suministro de electricidad confiable, eficiente y seguro, dichos sistemas son líneas eléctricas de transmisión, subestaciones eléctricas de potencia y otros equipos que ayuden a mantener una transmisión de energía eléctrica confiable y segura.

**Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN):** en el Perú, es la red eléctrica que une las centrales de generación de energía eléctrica con los centros de consumo en todo el país. Esta red está compuesta por líneas de transmisión, subestaciones y otros elementos que permiten el transporte y la distribución de la electricidad de manera eficiente y segura.

**Cables de alta temperatura y baja flecha (HTLS):** también conocidos como cables conductores de alta temperatura y baja flecha (ACCC), son un tipo de cable conductor diseñado para transportar energía eléctrica a temperaturas más altas que los cables convencionales.

**Vano:** distancia horizontal que separa dos torres adyacentes que sostienen los cables conductores.

**Flecha del conductor:** se refiere a la distancia vertical que existe entre el punto más bajo de un cable conductor y la línea recta que une los puntos de sujeción en dos apoyos consecutivos.

## Resumen Ejecutivo

El uso de las energías renovables cada vez toma mayor protagonismo en las matrices energéticas a nivel mundial, en el Perú esta tendencia no es ajena, lo cual se evidencia por la cantidad de proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC) que serán integrados al sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) a partir del año 2024 en adelante. A nivel global diversos países han incrementado la participación de ERNC encontrándose con serios problemas debido a la naturaleza intermitente y no gestionable de estas fuentes de energía y a la dificultad de una integración adecuada a sus mercados energéticos primordialmente marginalistas. El uso de baterías de almacenamiento se muestra como un potencial aliado para brindar potencia firme a las ERNC resolviendo el problema de la intermitencia, regulación de frecuencia y de tensión, sin embargo, los costos de este tipo de solución siguen siendo altos para su implementación masiva y requerirían crear un mercado de servicios complementarios para su implementación. El Perú cuenta con la oportunidad de realizar un aumento gradual y planificado del porcentaje de ERNC que disminuya los problemas mencionados, una forma de realizarlo es adaptando y preparando nuestro sistema de transmisión para que permita una integración eficiente de las ERNC. En este punto es donde toma relevancia el tema de la flexibilidad de los sistemas eléctricos de transmisión, lo cual ayudará el ingreso y salida oportuna de las actuales centrales generadoras afrontando de manera eficiente la intermitencia de las ERNC. Con lo mencionado se puede realizar una transición energética segura que permita accesibilidad de servicio, aportando también con la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, diseñando sistemas más competitivos, sostenibles y seguros.

**Palabras clave:** energías renovables, sistema eléctrico, flexibilidad de sistemas eléctricos, intermitencia.

## **Abstract**

The use of renewable energies is increasingly taking on a greater role in energy matrices worldwide. In Peru, this trend is not foreign, which is evidenced by the number of non-conventional renewable energy projects (NCRE) that will be integrated into the system. national interconnected electric system (SEIN) from 2024 onwards. At a global level, various countries have increased the participation of NCRE, encountering serious problems due to the intermittent and unmanageable nature of these energy sources and the difficulty of adequate integration into their primarily marginal energy markets. The use of storage batteries is shown as a potential ally to provide firm power to NCRE, solving the problem of intermittency, frequency and voltage regulation, however, the costs of this type of solution remain high for its massive implementation. and require creating a market of complementary services for their implementation. Peru has the opportunity to carry out a gradual and planned increase in the percentage of NCRE that reduces the aforementioned problems. One way to do this is by adapting and preparing our transmission system to allow efficient integration of NCRE. At this point is where the issue of the flexibility of the electrical transmission systems becomes relevant, which will help the timely entry and exit of the current generating plants, efficiently facing the intermittency of the NCRE. With the aforementioned, a safe energy transition can be carried out that allows service accessibility, also contributing to the reduction of greenhouse gas emissions, designing more competitive, sustainable and safe systems.

**Keywords:** renewable energies, electrical system, flexibility of electrical systems, intermittency.

## **CAPÍTULO 01. INTRODUCCIÓN**

En la actualidad el mundo afronta dos desafíos, la descarbonización y el acceso universal de la energía, por ello muchos países vienen tomando conciencia sobre la importancia de los impactos ambientales que viene sufriendo nuestro medio ambiente, la necesidad de reducir las emisiones de Co<sub>2</sub> y a la vez la dependencia de los combustibles fósiles. Las fuentes de Energías Renovables No Convencionales - ERNC, se presentan como una estrategia importante para lograr la tan ansiada transición energética y lograr un sistema energético más sostenible. Estas fuentes de energía, que incluyen las de tipo Solar (fotovoltaica y termo solar), eólicas tanto “on shore” como “off shore”, geotérmica y en menor medida la mareomotriz, se caracterizan por generar electricidad verde, sin perjudicar a los recursos de carácter finito y por supuesto con mínimas emisiones de gases de efecto invernadero. A medida que el mundo se embarca en un camino hacia la descarbonización y la mitigación del cambio climático, las ERNC desempeñan un papel vital en la búsqueda de un horizonte energético más limpio, económico, seguro y sostenible.

De todas las tecnologías mencionadas, la solar y eólica son aquellas que están logrando una madurez aceptable, acompañada de reducción de costos de producción y mejoras de eficiencia, por el constante avance tecnológico en materiales de fabricación, lo cual está permitiendo que centrales eléctricas a base de recursos energéticos verdes incrementan su porcentaje de participación en las matrices eléctricas de muchos países, alcanzando a valores altos como el caso de Dinamarca, pero dicho incremento de porcentaje trae consigo problemas inherentes de las mismas tecnologías verdes - la intermitencia - tanto las energías solares y eólicas tienen comportamiento intermitentes que impiden un suministro continuo de energía al sistema de generación eléctrica. Una central fotovoltaica sólo puede inyectar energía al sistema eléctrico en horas de luz solar y las centrales eólicas dependen de la presencia e intensidad de vientos, claro

está que a estas alturas se tienen sistemas de seguimiento solar con materiales que optimizan al máximo la luz solar, también se tienen programas que pueden predecir con mayor exactitud las intensidades de vientos, pero aún no se logra suministrar energía las 24 horas del día, es obvio que la solución para esta deficiencia es la instalación de sistemas de almacenamiento que puedan almacenar la energía de fuentes renovables y suministrar cuando las ERNC no lo puedan hacer; las baterías que se vienen desarrollando son aquellas fabricadas de ion Litio por su gran eficiencia, pero se tienen dos problemas, el primero es su poca vida útil y el segundo es que aún no se logra hacer viable técnica y económicamente baterías para grandes capacidades de potencia a gran escala, lo que deriva en un problema adicional, que esta tecnología aún es muy costosa.

Además, cuando se integra las ERNC al sistema mediante nueva infraestructura de transmisión, estas presentan múltiples inconvenientes como los altos costos y exigencias de permisología en general, esta última cada vez es más crítica llegando inclusive a retrasar la puesta en operación de los sistemas de transmisión y por ende de las ERNC. Frente a estos inconvenientes surge como alternativa la **mejora de la flexibilidad de los sistemas eléctricos** especialmente enfocada en aquella **flexibilidad** contemplada en las “redes de transmisión eléctrica” que presentan congestión por límites térmicos **utilizando la innovación en los conductores eléctricos, con mejores prestaciones tanto en capacidad de transporte y mejor eficiencia**. El presente trabajo de investigación expone en el primer capítulo todos los objetivos planteados, la problemática, así como la definición del alcance y respectiva justificación. En el capítulo dos, se presenta el marco teórico necesario para el desarrollo del trabajo de investigación. En el capítulo tres se realizará un análisis del sistema de transmisión eléctrico peruano actual, donde se identificará cuál es la problemática que aqueja a dicho sistema. En el capítulo cuatro se mostrará la propuesta técnica del caso escogido, así como su evaluación económica, el cual nos servirá para cuantificar los

beneficios que podrían resultar al usar la nueva tecnología, el Capítulo cinco comprenderá una breve revisión de la normativa involucrada donde se dará ciertas recomendaciones para lograr la inclusión efectiva de la nueva tecnología de conductores eléctricos en los futuros proyectos de transmisión.

### **1.1 Planteamiento del Problema.**

Lograr que un sistema eléctrico cuente con un gran porcentaje de participación de centrales eléctricas con energías renovables no convencionales conlleva a desafíos técnicos y económicos, especialmente los relacionados con el balance entre la oferta y la demanda, los problemas que se presentan en parques generadores dominados por ERNC es la Intermitencia y la variabilidad propias de dichas tecnologías, especialmente de las centrales solares y eólicas, ya que ambas dependen del comportamiento y disponibilidad de sus recursos energéticos (luz solar y viento). Esta deficiencia provoca que los sistemas eléctricos tengan carencia de confiabilidad y se ponga en riesgo la Seguridad Energética del sistema. Como se ha mencionado anteriormente, una solución sería acompañar dichas tecnologías con sistemas de almacenamiento de gran capacidad, pero lamentablemente en la actualidad aún no es factible lograr su fabricación a gran escala.

Debido a los bajos costos de producción y la necesidad de cumplir con los objetivos ambientales de reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>, el incremento de las RENC en los sistemas eléctricos de varios países ha comenzado a incrementarse, por tanto, se requiere dar soluciones para que dichos porcentajes no afecten al sistema eléctrico, por lo que la mejor solución es mejorar la flexibilidad de los sistemas eléctricos.

En el presente trabajo, que se enfoca en la parte de la “flexibilidad a nivel de redes de transmisión eléctrica”, propone un mejoramiento de una red de transmisión eléctrica que presenta problemas de congestión eléctrica mediante el cambio de conductor eléctrico por uno de mejor

tecnología y mayores prestaciones tanto en ampacidad eléctrica, peso unitario y vida útil, con lo cual se pretenderá lograr un mejoramiento de la flexibilidad técnica a un menor costo de inversión.

## **1.2 Objetivos**

### **Objetivo General**

Realizar una propuesta de mejoramiento de la capacidad de una red de transmisión eléctrica, en base a un análisis técnico – económico, para mejorar la flexibilidad el transporte de la energía eléctrica y permitir una mejor integración de fuentes renovables al SEIN.

### **Objetivos Específicos**

- Realizar una lista de las principales redes de transmisión existentes con sus principales características técnicas y seleccionar una línea existente para un análisis detallado de su capacidad de transmisión.
- Realizar un análisis de opciones de mejoramiento de redes de transmisión y un benchmarking con los resultados en otros países.
- Realizar una propuesta en base a una evaluación técnica-económica que permita mejorar la capacidad de transmisión de la línea de transmisión para brindar mayor robustez y flexibilidad al SEIN.

## **1.3 Alcance y Justificación**

El presente trabajo de investigación tiene como alcance analizar la situación actual de la flexibilidad que brindan las redes de transmisión eléctrica al sistema eléctrico nacional, así como el análisis del porcentaje de penetración de renovables en el SEIN.

La propuesta se justifica por la necesidad de realizar un aumento gradual y bien planificado del porcentaje de participación de las energías renovables no convencionales en la matriz

energética peruana, dando procedimientos económicos para que se pueda invertir en la robustez de los sistemas de transmisión eléctrica.

El trabajo de investigación contribuye en brindar una propuesta y recomendaciones para una adecuada planificación de la participación de energía renovables en la matriz energética, teniendo en cuenta la optimización del sistema actual y la flexibilidad de redes de transmisión eléctrica existentes con la finalidad de realizar el aumento gradual de las tecnologías solar y eólicas priorizando la seguridad, sostenibilidad y accesibilidad energética y ayudando a lograr los objetivos de descarbonización y disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

El presente trabajo no contempla el diseño tarifario por lo que solamente se presentará comparaciones a nivel de inversión, mostrando los flujos económicos para demostrar la factibilidad del uso de la nueva tecnología en cables eléctricos. Tampoco se mostrará análisis de servicio o máxima capacidad de deuda, ya que no influyen en la decisión al comparar los flujos de cajas con la nueva tecnología.

## **1.4 Metodología**

### **Tipo**

Según Rodríguez et al. (2020) dicen que es aplicada porque se utiliza para resolver problemas del mundo real y mejorar la eficiencia de los procesos y tecnologías existentes en medicina, ingeniería, educación, psicología, sociología y muchos otros campos.

La investigación se adscribió al de tipo aplicada al aplicar conocimientos y metodologías existentes para abordar un desafío concreto, siendo el análisis de una red de transmisión de energía eléctrica y la integración de fuentes renovables al SEIN, al permitir la obtención de una respuesta directa a necesidades específicas del sector energético, a razón de mejorar su funcionamiento y adaptarlo a las demandas actuales y futuras.

## **Enfoque**

Según Salazar et al. (2022) dicen que es cuantitativo porque permite estimar las magnitudes del fenómeno de estudio, también se caracteriza por ser objetiva y se caracteriza principalmente por el hecho de que se necesitan variables numéricas para expresar el problema de investigación.

Se adoptó un enfoque cuantitativo al aplicar conocimientos especializados del sistema eléctrico de potencia y de las energías renovables en el contexto del SEIN, permitiendo una evaluación precisa y basada en datos, esencial para comprender de forma eficaz los desafíos vinculados a la integración de energías renovables en el SEIN.

## **Nivel**

Según Espinoza y Cervantes (2021) dicen que es descriptivo porque describe en detalle determinadas variables relevantes para el estudio, como características demográficas, fenómenos específicos, ofreciendo un análisis detallado de la situación actual del caso que sea estudiado.

Se adoptó un enfoque descriptivo para ofrecer un análisis detallado de la situación actual del SEP y a fin de esbozar cómo se vería mejorado con la integración de energías renovables, permitiendo una comprensión más contextualizada de los desafíos existentes y las posibles soluciones, a razón de ser identificados y destacados los beneficios potenciales de la integración de energías renovables en el sistema.

## **Diseño**

Según Torales y Barrios (2023) dicen que es no experimental porque el investigador no puede controlar, manipular o cambiar a los sujetos durante el estudio y, en cambio, confía en la interpretación u observación para sacar conclusiones.

En este estudio, se adoptó un enfoque no experimental, donde la variable independiente, la capacidad de una red de transmisión de energía eléctrica, no es manipulada activamente por el

investigador; en lugar de ello, se analizan y comparan datos existentes para comprender y evaluar la situación actual y proyectada del sistema, permitiendo así una comprensión más profunda de los factores que afectan su capacidad y rendimiento.

### **Población**

Según Bejarano y García (2021) la noción de la población comprende la totalidad de elementos relevantes para el fenómeno bajo investigación, tales como individuos, objetos o entidades biológicas, contemplando por característica primordial su capacidad de cuantificación y medición.

Para nuestra población de investigación se centró en el mejoramiento la capacidad de una red de transmisión de energía eléctrica SEIN

### **Muestra**

Según Quispe et al. (2020) se considera como una parte representativa de un grupo de mayor amplitud, es decir, en una población, constituyendo ser subconjuntos seleccionados de forma estratégica de la población en su totalidad, a razón de proporcionar información representativa para ser analizados.

Para nuestra investigación la muestra fue el mejoramiento la capacidad de una red de transmisión de energía eléctrica SEIN con la integración de energía renovables

### **Muestro**

Según González (2021) nos dice que no es probabilístico porque el investigador selecciona una muestra basándose en un juicio subjetivo en lugar de una selección aleatoria.

En nuestro estudio, se empleó un enfoque no probabilístico debido a que la población y la muestra son idénticas, lo que significa que la selección de los elementos de estudio se basa en

consideraciones específicas del problema de investigación en lugar de criterios estadísticos de aleatoriedad.

### **Técnicas e instrumentos**

El análisis documental es una de las técnicas de investigación que implica la revisión sistemática y crítica de documentos relevantes para extraer información útil y fundamentar un estudio o proyecto (Rebollo & Ábalos, 2022).

En el contexto de este estudio, el análisis documental se utilizó para evaluar y comparar opciones de mejoramiento de redes de transmisión, realizar un análisis detallado con resultados de otros países, y revisar normativas existentes.

Las fichas de registro de información son herramientas organizativas que permiten la recopilación, sistematización y almacenamiento de datos relevantes de manera estructurada (Reyes, 2022).

Estas fichas fueron esenciales para registrar información extraída del análisis documental de manera ordenada y accesible para su posterior análisis; además de proveer un marco organizado que permita revisar y comparar normativas, facilitando la identificación de áreas de mejora y alineación con mejores prácticas internacionales.

### **Procedimientos**

Para el mejoramiento de la capacidad de una red de transmisión eléctrica se contó con:

Identificar y compilar información sobre las principales redes de transmisión eléctrica existentes, posterior a ello, documentar las características técnicas de cada red, incluyendo longitud, capacidad de transmisión, tipo de conductores, niveles de tensión, y tecnología utilizada (AC-DC).

Evaluar la capacidad de transmisión actual de cada red y analizar las condiciones operativas y el desempeño histórico.

Seleccionar una línea de transmisión específica para un análisis detallado, basada en criterios como relevancia estratégica, necesidad de mejoramiento, y potencial para incrementar la capacidad.

Explorar tecnologías avanzadas y métodos innovadores para mejorar la capacidad de transmisión, tales como reconductorización e instalación de FACTS.

Realizar un estudio comparativo de casos exitosos en otros países que hayan implementado mejoras significativas en sus redes de transmisión.

Identificar prácticas y tecnologías aplicadas, así como los resultados obtenidos en términos de capacidad incrementada, eficiencia y fiabilidad.

Evaluar el impacto de las opciones de mejoramiento seleccionadas en la capacidad de transmisión, examinando la viabilidad técnica de implementar estas mejoras en la línea de transmisión seleccionada.

Estimar los costos asociados a cada opción de mejoramiento, incluyendo inversión inicial, costos de operación y mantenimiento; esto por medio del análisis de costo-beneficio para determinar la opción más rentable que garantice un equilibrio entre inversión y mejoras en la capacidad de transmisión.

Analizar las normativas actuales que regulan la transmisión de energía eléctrica en el SEIN e identificar áreas donde las normativas puedan estar limitando la capacidad de transmisión o la integración de tecnologías avanzadas.

Desarrollar recomendaciones para actualizar y mejorar las normativas, basadas en el análisis técnico y económico realizado, además de proponer cambios específicos que promuevan

la inversión en tecnologías de transmisión avanzadas y que faciliten la integración de fuentes de energía renovable.

Evaluar cómo la propuesta incrementa la flexibilidad y robustez del SEIN, considerando aspectos como la redundancia, la capacidad de respuesta a fluctuaciones de demanda, y la integración de fuentes de energía renovable.

### **Análisis de datos**

Se empleó un método de análisis de datos integral y sistemático, dividido en varias fases; realizando una recolección exhaustiva de datos mediante el análisis documental, utilizando fichas de registro de información para organizar y sintetizar la información relevante de fuentes académicas, informes técnicos y normativas. Posteriormente, se llevó a cabo un análisis comparativo para identificar y evaluar mejores prácticas internacionales en el mejoramiento de redes de transmisión eléctrica. Se complementó este análisis con una evaluación técnico-económica detallada, que incluyó el análisis de costos, beneficios y viabilidad de diversas opciones tecnológicas. Además, se revisaron las normativas existentes para identificar áreas de mejora y proponer ajustes basados en estándares internacionales. Finalmente, los resultados de estos análisis fueron integrados en una propuesta de mejora para la capacidad de transmisión del SEIN, la cual fue validada y presentada de manera estructurada y accesible para distintos públicos interesados.

## **CAPÍTULO 02. MARCO TEÓRICO**

### **2.1 Energías Renovables ámbito regional**

En la actualidad el uso de energías renovables ha tomado vital importancia debido a su capacidad para abordar desafíos críticos como el cambio climático, la sostenibilidad ambiental y la seguridad energética. Estas fuentes de energía, tales como la solar y eólica ofrecen una alternativa limpia y sostenible a los combustibles fósiles, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y fomentando la innovación tecnológica. Otros aspectos importantes con el uso de estas energías verdes, son las referidas a la diversificación de la matriz energética y la creación de empleo, lo que beneficia tanto a nivel global como local. En un mundo preocupado por el agotamiento de recursos y el cambio climático, las energías renovables desempeñan un papel fundamental en el futuro de la energía.

De acuerdo a lo mencionado por la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE, 2023), América Latina es una de las regiones del mundo con mayor presencia de fuentes energéticas renovables, tradicionalmente teniendo fuerte penetración el tipo hidráulica, pero que actualmente se tiene inconvenientes para poder incrementar su potencial, tanto por temas sociales y medioambientales, e inclusive por implicaciones del tipo climático como las actuales sequías que vienen sufriendo en América del Sur. Pero afortunadamente nuestra región también es rica en otros tipos de fuentes renovables, aquellas del tipo no convencional, resaltando las del tipo solar y eólica, que en los últimos años han madurado a un ritmo considerable, logrando precios de producción competitivos frente a las tecnologías tradicionales, aquellas basadas en combustibles fósiles. Esta condición regional, nos podría permitir planificar y contar con matrices eléctricas que contengan grandes porcentajes de fuentes renovables, que, junto al apoyo de medidas políticas

oportunas, ajustes técnicos e ingreso de innovaciones tecnológicas, nos permitiría contar con sistemas robustos, con menos emisiones de CO2 y con generación de más puestos de trabajo.

## 2.2 Energías Renovables en el Perú

Nuestro país tradicionalmente ha contado con sistema eléctrico tradicionalmente bajo en emisiones de CO2, hasta el año 2004 la matriz energética del sistema eléctrico peruano era dominada por la energía hidroeléctrica; pero fue con el ingreso del gas de Camisea cuando las centrales térmicas comenzaron a tomar un buen porcentaje de participación, causando que nuestro Sistema Eléctrico Interconectado nacional (SEIN) se convierta en hidro-térmico, de acuerdo a lo indicado por (Tamayo Pereyera & Lopez Lima, 2020)

En el Perú, de acuerdo a lo indicado en el Balance de Energía 2021, las tecnologías presentes en nuestro parque generación son las hidroeléctricas, térmicas, solares y eólicas según el Ministerio de Energía y Minas (2021).

**Tabla 1**

*Tecnologías utilizadas por la generación eléctrica*

<b>Central</b>	<b>Tecnología</b>
Centrales hidroeléctricas	Con embalse
	De pasada convencionales
	ERNC menores a 20MW
Centrales Solares	Fotovoltaicas
Centrales Eólicas	Aerogeneradores
Centrales Térmicas	Turbinas a Vapor TV
	Motores de combustión interna TG
	Turbinas a Gas
	Ciclos combinados TG y TV

*Nota: De Balance Nacional de energía 2021 (p.121), por MINEM, 2021 (<https://bit.ly/3QUuDaw>)*

De la Tabla 1, se menciona que las energías consideradas en nuestro país como renovables no convencionales (ERNC) son la del tipo solar, eólica, biomasa, mareomotriz y aquellas hidráulicas menores a 20MW, esto en concordancia al (Decreto Legislativo N° 1002, 2010). Como se observa en la Tabla 2, el porcentaje de las ERNC, solares y eólicas al 2023, llega al 7.56%, sin contar el porcentaje de pequeñas centrales hidráulicas. Con lo mostrado anteriormente, podemos observar que la matriz eléctrica peruana está dominada por las Centrales Térmicas a gas natural (53.06%) y las hidroeléctricas (39.38%). En la siguiente tabla se evidencia la información extraída por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES, 2023).

**Tabla 2**

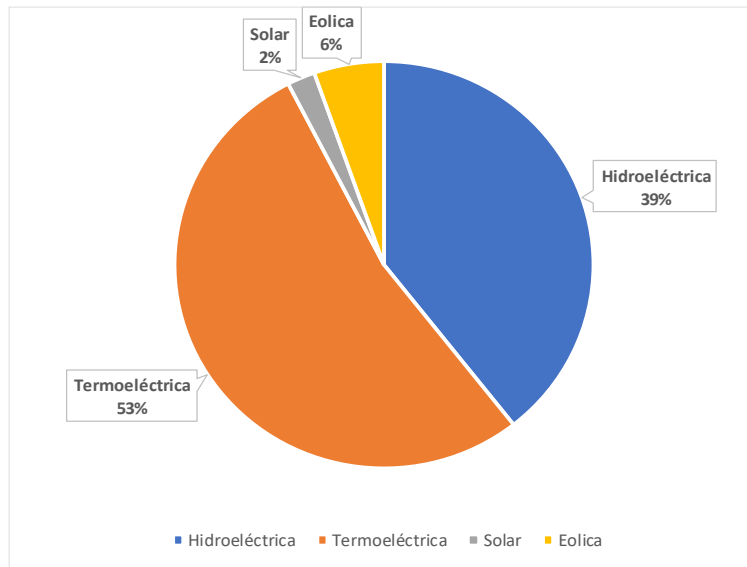
*Potencia efectiva según tipo de generación y recurso energético (MW)*

<b>Tipo generación</b>	<b>Tipo de recurso</b>	<b>Norte</b>	<b>Centro</b>	<b>Sur</b>	<b>Total</b>	<b>Participación</b>
Hidroeléctrica	Agua	557.52	3,955.30	648.49	5,161.31	39.38%
	Gas natural	141.22	4,127.76	0	4,268.98	32.57%
	residual		61.76		61.76	0.47%
Termoeléctrica	diesel 2	606.83	41.44	1,909.51	2,557.79	19.52%
	Bagazo+Biogás (rer)	40.43	25.41	0	65.85	0.50%
Solar	radiación		1.30	280.98	282.28	2.15%
Eólica	viento	150.75	557.85		708.60	5.41%
<b>Total</b>		<b>1,496.75</b>	<b>8,770.82</b>	<b>2,838.99</b>	<b>13,106.55</b>	<b>100.00%</b>

*Nota: De Estadística Anual 2023, por COES, 2023 (<https://bit.ly/3wOc8h1>)*

## Figura 1

Porcentaje de participación por tipo de tecnología SEIN Perú



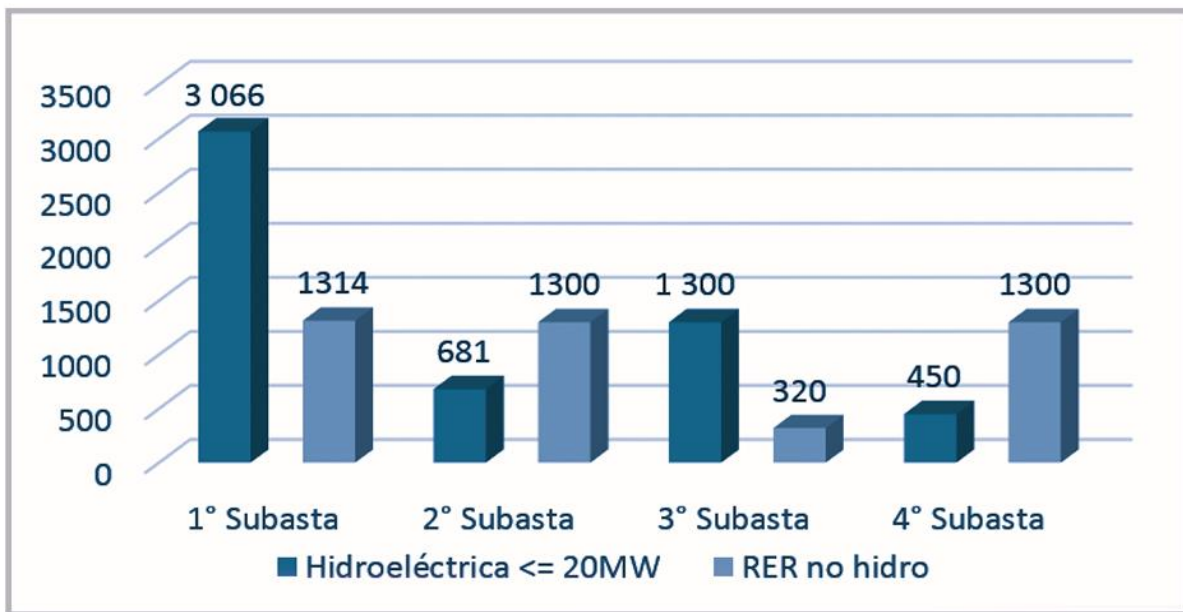
Nota: De *Estadística Anual 2023*, por COES, 2023 (<https://bit.ly/3wOc8h1>)

De acuerdo a lo mencionado por Sayas (2019), el Perú hacia el 2040, tiene planificado llegar al 20% de una participación con la ERNC en la generación eléctrica, con el fin de contar con una matriz energética diversificada, competitiva y que fomente la eficiencia energética; para esto el gobierno peruano promueve la inversión en centrales eléctricas renovables no convencionales mediante los mecanismos denominados “Subastas”. Así, en el 2008 se promulgó el Decreto Leg. 1002 “Ley de Promoción de la Inversión en Generación de Electricidad con el uso de Energías Renovables”, el cual tiene como enfoque principal promover el uso de Recursos Energéticos Renovables, declarando también de interés nacional el desarrollo de nueva generación eléctrica con tecnologías renovables no convencionales, esto en concordancia al Decreto Legislativo N° 1002 (2010), adicional a este decreto, en marzo 2011 se aprobó el Nuevo Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables (Reglamento RER) con la finalidad de establecer las disposiciones reglamentarias necesarias. Según la normativa

mencionada, el Ministerio de Energía y Minas fija el porcentaje requerido de participación de las ERNC, distribuyendo la cantidad de energía entre las tecnologías verdes mencionadas anteriormente, compitiendo cada postor en Precio y Energía, hasta completar el requerimiento energético según tipo de ERNC.

**Figura 2**

*Requerimiento (GWh/año) en las cuatro subastas*



*Nota: De Subasta de Recursos Energéticos Renovables conectadas al SEIN (p. 6), por OSINERGMIN-GRT, 2016 (<https://bit.ly/4bOHYsK>)*

Respecto al método de pago de las centrales ERNC ganadoras de los procesos, el precio se establece en el concurso teniendo el tipo de “Precio Garantizado”, lo que significa que, si no llegase al monto pactado en el mercado, se otorga una Prima de compensación con la diferencia, dicho monto se carga a los peajes de transmisión y son cargados a todos los usuarios del sistema eléctrico.

A la fecha, el Perú ha llevado a cabo 04 subastas para el ingreso de las tecnologías ERNC, siendo la última adjudicación el 16 de febrero de 2016.

**Tabla 3***Subastas RER realizadas en el Perú*

<b>Subasta RER</b>	<b>Fecha de Adjudicación</b>
Primera	Primera convocatoria 12/02/2010
Segunda	Segunda convocatoria 23/07/2011
Tercera	12/12/2013
Cuarta	16/02/2016

*Nota: De Subasta de Recursos Energéticos Renovables conectadas al SEIN (p. 2), por OSINERGMIN-GRT, 2016 (<https://bit.ly/4bOHYsK>)*

**Tabla 4***Resultados de las 4 subastas RER - Perú*

<b>Tecnología</b>	<b>Proyecto</b>	<b>Capacidad (MW)</b>	<b>Precio Monómico</b>	<b>FP (%)</b>	<b>Subasta</b>
Biomasa	Paramonga	23.00	52.00	57.10	Primera
Biogás	Huaycoloro	4.40	110.00	73.40	Primera
	La Gringa V	2.00	99.90	80.00	Segunda
	CT Biomasa Callao	2.00	77.00	83.00	Cuarta
	CT Biomasa Huaycoloro II	2.00	77.00	83.00	Cuarta
Eólica	Marcona	32.00	65.50	52.90	Primera
	Cupisnique	80.00	85.00	43.00	Primera
	Talara	30.00	87.00	46.00	Primera
	Tres Hermanas	90.00	69.00	52.70	Segunda
	CE Parque Nazca	126.00	37.83	52.00	Cuarta
	PE Huambos	18.00	36.84	54.00	Cuarta
	PE Duna	18.00	37.79	51.00	Cuarta
Solar	Panamericana	20.00	215.00	28.90	Primera
	Majes	20.00	222.50	21.50	Primera
	Repartición	20.00	225.00	26.90	Primera
	Tacna	20.00	223.00	21.40	Primera

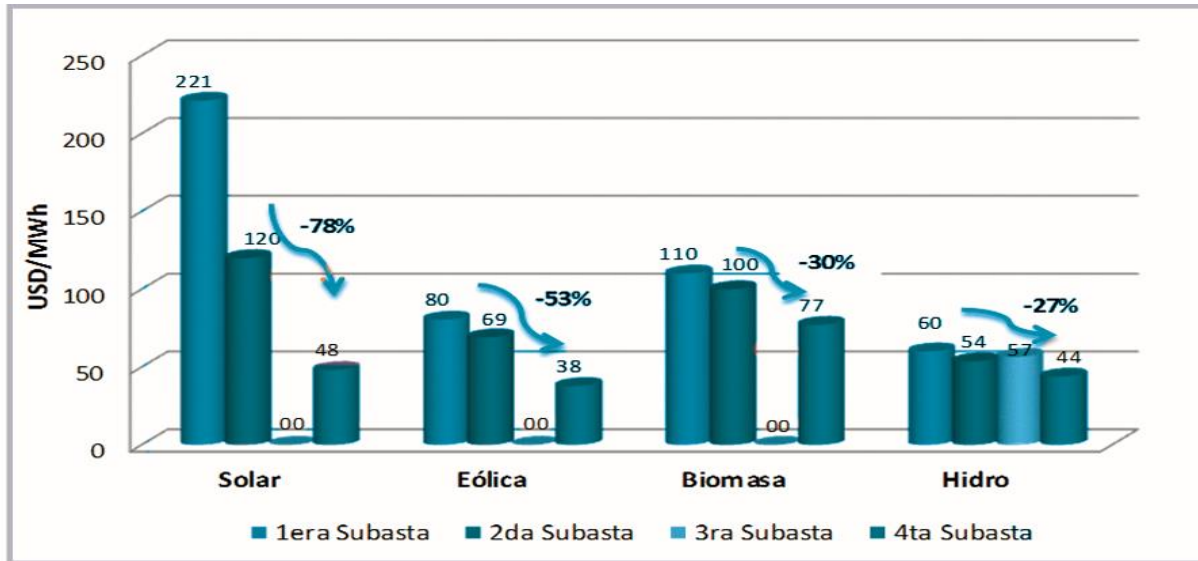
C.Hidro <20MW	Moquegua	16.00	119.90	30.50	Segunda
	CS Rubí	114.48	47.98	33.00	Cuarta
	Intipampa	40.00	48.50	31.00	Cuarta
	17 plantas	179.70	-60.00	-80.00	Primera
	7 plantas	102.00	-53.60	-80.00	Segunda
	15 plantas	204.70	-56.50	-80.00	Tercera
	6 plantas	79.66	-46.48	-80.00	Cuarta
<b>Total</b>		<b>1,243.94</b>			

*Nota: De Subasta de Recursos Energéticos Renovables conectadas al SEIN (p. 6), por OSINERGMIN-GRT, 2016 (<https://bit.ly/4bOHYSK>)*

En la Tabla 4, muestra los resultados obtenidos gracias a las 4 subastas, que permitieron el desarrollo de 64 proyectos de Energía Renovable No Convencional (Eólica, solar, biomasa y centrales hidráulicas menores a 20MW), llegando a una capacidad instalada de 1 243.94 MW, pero de las cuales, varias centrales hidráulicas menores a 20MW (18 centrales) no entraron en operación, sumando un déficit de 227.39 MW como potencia instalada.

**Figura 3**

*Precios adjudicados Subastas RER*



*Nota: De Subasta de Recursos Energéticos Renovables conectadas al SEIN (p. 7), por OSINERGMIN-GRT, 2016 (<https://bit.ly/4bOHYsK>)*

En la Figura 3, se muestra la evolución de los precios por tecnología en las 4 subastas, donde se puede apreciar que dichos han tenido la tendencia a la disminución, tomando como dato representativo sería las solares que pasó desde un valor de 221 USD/MWh hasta los 48 USD/MWh en la cuarta subasta del 2016.

Las subastas RER, dieron buenos resultados como mecanismo de promoción, confirmando una alta credibilidad en el marco regulatorio, claro que no se cumplió con todos los requerimientos de cuotas, pero el gobierno peruano logró promocionar la participación RER en el parque generador.

En 2023, el ingreso de centrales eléctricas verdes se incrementaron, pero por iniciativa privada, utilizando los mecanismo de convenios entre inversionistas de generación y clientes grandes, por citar el caso más relevante el convenio que realzan la empresa minera Anglo

American y la generadora ENGIE Energía Perú donde tuvo como resultado la construcción de la Central Eólica Punta Lomitas en Ocucaje – Ica, de acuerdo a lo descrito en la nota de prensa del portal oficial de ENGIE Energía (ENGIE Energía Perú, 2021). Además de este proyecto, ENGIE Energía realizó la construcción de la Central Eólica San Juan de Marcona con una potencia instalada de 135.7MW, de similar manera la empresa ENEL cuenta con el proyecto solar Extensión Wayra de 177MW y con el eólico Cledesí de 114MW, de acuerdo a la nota de prensa (Diario El Comercio, 2023).

La situación actual de acuerdo a la información obtenida del Comité de Operación Económica del Sistema (COES, 2023) sobre el parque de generación con todas iniciativas privadas al margen de las subastas mencionadas anteriormente se muestran en la Tabla 5.

**Tabla 5**

*Producción total de centrales de Generación Eléctrica (acumulado abril 2024)*

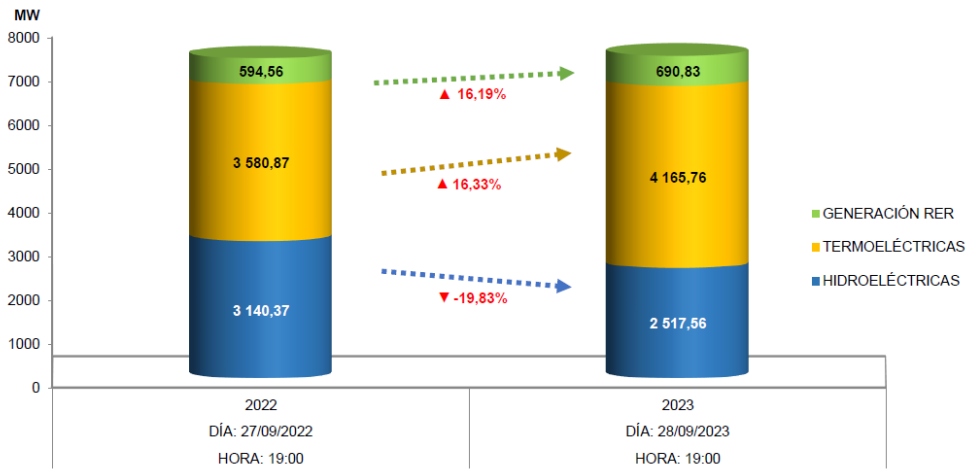
<b>Centrales</b>	<b>GWh</b>	<b>%</b>
Hidroeléctricas	11,654, 514.00	58.3%
Termoeléctricas	5,821,269.00	29.1%
Renovables	2,514,440.00	12.6%
<b>Total</b>	<b>19,990,224.00</b>	<b>100.0%</b>

*Nota: De Boletín Mensual abril 2024, por COES 2024*

De la Tabla 5, se denota que actualmente el porcentaje de participación de las centrales eléctricas que usan energías renovables no convencionales, ha superado el 5% que estableció el Ministerio de Energía y Minas en los procesos de subastas, de similar manera se puede observar en la Figura 4, la variación positiva de MW en (+16.19%) de la generación RER (fecha comparación 27/09/22 y 28/09/23, 19:00 hrs) y finalmente en la Figura 5 se muestra la evolución de la energías renovables desde el año 2021.

**Figura 4**

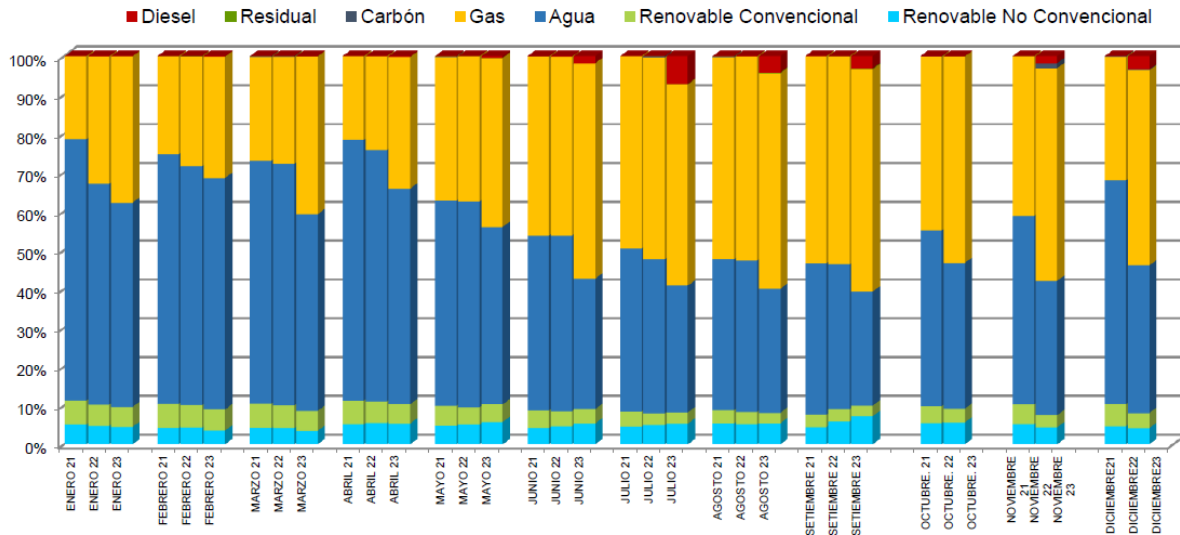
*Comparación de la cobertura de la máxima demanda por tipo de generación*



*Nota: De Estadística Anual 2023, por COES, 2023 (<https://bit.ly/3wOc8h1>)*

**Figura 5**

*Evolución de la utilización de los recursos energéticos en la producción de energía eléctrica periodo 2021-2023*



*Nota: De Estadística Anual 2023, por COES, 2023 (<https://bit.ly/3wOc8h1>)*

Sobre las perspectivas futuras, en el Plan de Transmisión 2023 – 2032 en el anexo E denominado Futuros de Oferta, el COES realiza un análisis de la generación eléctrica hacia el 2032 para cubrir los futuros de demanda (COES, 2023). Por lo cual evaluaron la cartera de proyectos existente, considerándolos de la siguiente manera:

- Centrales hidroeléctricas que hayan sido declaradas para la evolución del PT.
- Centrales con energías renovables no convencionales con concesiones definitivas y temporales.
- Centrales de reserva fría.
- Posibles centrales térmicas.
- Centrales de menor tamaño, pero a largo plazo.

De acuerdo con el documento mencionado se tiene el siguiente resumen:

**Tabla 6**

*Clasificación de oferta (MW)*

<b>Proyectos</b>	<b>Potencia</b>
Proyectos comprometidos hasta el 2024	596 MW
Proyectos con energía renovable	14 910 MW
Proyectos de centrales térmicas	3 021 MW
Proyectos de centrales hidros declaradas	3 141 MW
Proyectos de centrales térmicas para reserva fría	2 000 MW
<b>Total</b>	<b>17 273 MW</b>

*Nota:* De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023 (<https://bit.ly/4dPXgzd>)

La Tabla 6 muestra la oferta de potencia que se podría esperar hasta el 2032, así mismo el COES en su plan de transmisión realizó modelamientos de escenarios donde determinó los siguientes porcentajes de tecnologías en generación:

**Tabla 7**

*Análisis de Oferta-Demanda para los años 2028-2032 (MW)*

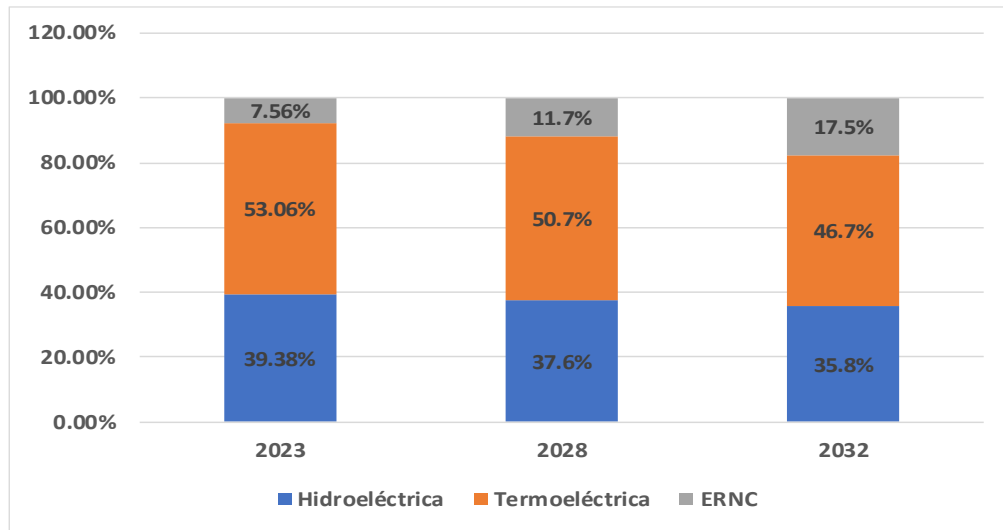
Año	Demanda Media (MW)		Oferta (MW)			%				
	SEIN		Hidro	Térmica	ERNC	Total	Reserva	Hidro	Térmica	ERNC
2028	8959		5374	7248	1670	14292	60%	37.6%	50.7%	11.7%
2032	9871		5554	7248	2720	15522	36%	35.8%	46.7%	17.5%

*Nota: De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023 (<https://bit.ly/4dPXgzd>)*

De donde se observa, que según las estimaciones el porcentaje de las energías renovables no convencionales llegaría hasta un 17.5% de participación para el 2032. Este valor sería casi 2.3 veces de la participación actual, y obviamente los porcentajes de las tecnologías tradicionales disminuirán en proporción, tal como se muestra en la Figura 6. En el Anexo 03 se muestra el listado de la oferta proyectada.

**Figura 6**

*Evolución del porcentaje de participación de las ERNC en la oferta.*



*Nota: De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023*  
(<https://bit.ly/4dPXgzd>)

### **2.3 Inconvenientes de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC)**

Como toda tecnología creciente, las centrales eléctricas basadas con energías renovables no convencionales presentan diversos inconvenientes y barreras de ingreso al mercado de generación, del tipo técnicas, económicas, así como también aquellas relacionadas con la infraestructura externa necesaria para poder permitir su ingreso confiable y finalmente aquellas barreras generadas por falta de políticas adecuadas que puedan ayudar a la integración competitiva a una matriz energética.

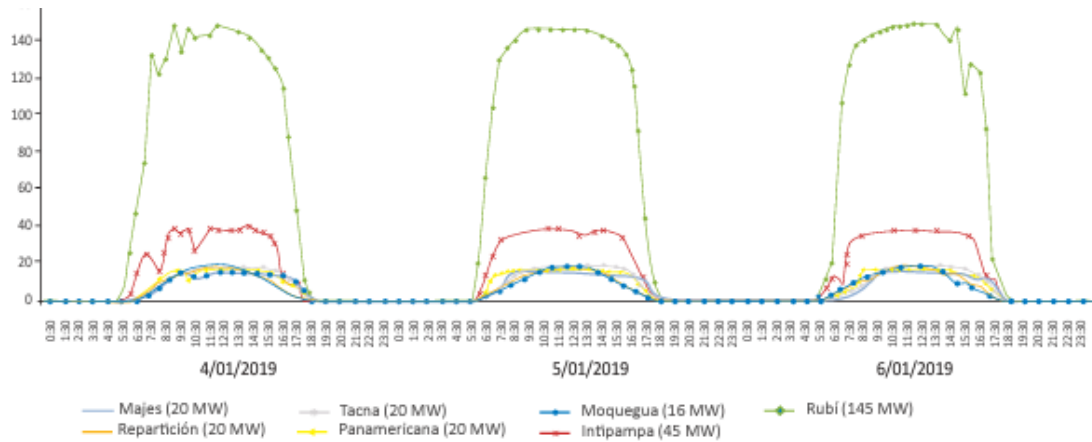
De acuerdo a lo mencionado por Fresco (2020), los costos relativos de producción tanto de las tecnologías solares y eólicas están tomando un rumbo competitivo, salvo en aquellos países de latitudes extremas, pero en otros países como Arabia Saudí han presentado costos inferiores a 20 USD/MWh, que resultan ser muy baratas, obviamente este país está ubicado en una zona con muy alto potencial solar, pero lo más importante es que la caída de costos no se detendrá, está disminución ya se evidenció anteriormente con la evolución de precios en las subastas peruanas, los materiales con los cuales se construyen los paneles solares seguirán bajando de precio e incrementando su eficiencia, lo que implica que se puede contar con buenas perspectivas hacia el futuro, permitiendo ser competitivas a la ERNC frente a las tecnologías fósiles, a nivel de costos de producción.

Otro de los problemas de ingreso para lograr la integración de las energías renovables, es su característica de Intermitencia. En términos simples la intermitencia se refiere a usar un tipo generación eléctrica que no se puede ajustar al comportamiento de una demanda y que su continuidad depende de la disponibilidad de sus recursos energéticos (intensidad solar o presencia

de viento). Por ejemplo; el viento tendrá una intensidad adecuada o será demasiado fuerte para los aerogeneradores o de lo contrario habrá intensidad cero, el sol brilla con su mayor intensidad unas determinadas horas del día, pero otras veces, el día está nublado o es de noche. Este comportamiento intermitente no es adaptable para cubrir los requerimientos de la demanda eléctrica. También en concordancia con el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN, 2019), esta intermitencia natural de las centrales ERNC trae como consecuencia que la producción de energía tenga alta variabilidad e incertidumbre, presentando cambios estacionales, diarios y de minutos, como se puede apreciar en las figuras 7 y 8, la generación de energía entre los meses de enero y junio de 2019 de nuestro país, varía considerablemente pasando de generar a máxima capacidad y mayor tiempo en enero, a casi un 60% de su capacidad en junio.

**Figura 7**

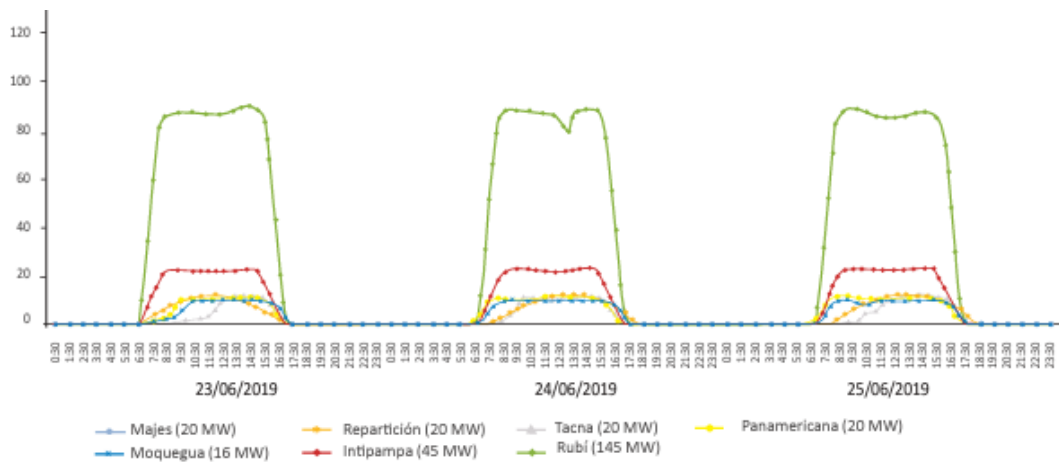
*Producción de las Centrales solares en MW – enero 2019.*



*Nota: De Energías Renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética (p.48), por OSINERGMIN, 2019 (<https://bit.ly/3VdEKKc>)*

**Figura 8**

*Producción de las Centrales solares en MW – junio 2019.*

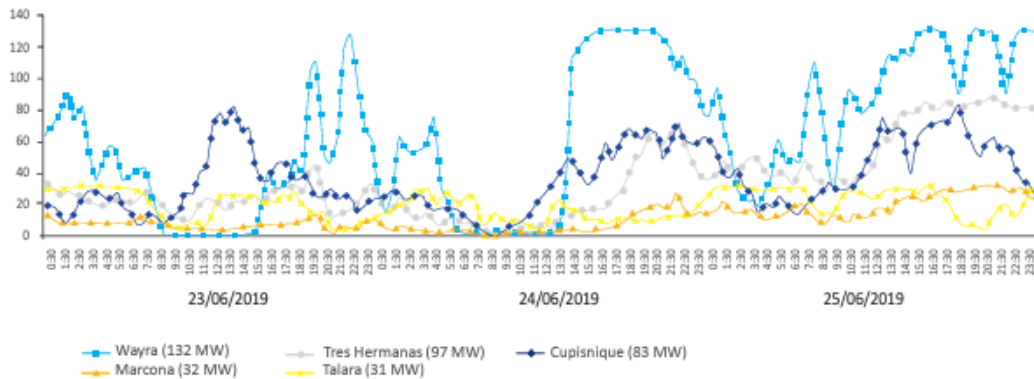


*Nota: De Energías Renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética (p.49), por OSINERGMIN, 2019 (<https://bit.ly/3VdEKKc>)*

De similar manera en la Figura 9, se muestra la variación de la energía en las centrales eólicas peruanas. Se evidencia que no se puede encontrar un patrón común para estas centrales, donde cada una de estas presentan diferentes periodos de intermitencia durante el día.

**Figura 9**

*Producción de las Centrales Eólicas en MW – junio 2019.*



*Nota: De Energías Renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética (p.50), por OSINERGMIN, 2019 (<https://bit.ly/3VdEKKc>)*

El comportamiento intermitente mostrado se traduce en Factores de Planta con valores menores a las centrales de energías tradicionales, tal como muestra en la Tabla 8, donde el mayor valor para una solar fue de 34% y para una eólica fue 54.6%, comparado ante factores de planta típicos de térmicas de 89% y de las hidráulicas de 88%.

**Tabla 8***Factores de Planta de Centrales solares y eólicas – 2018.*

<b>Centrales Solares</b>	
Majes	25.30%
Repartición	23.50%
Tacna	27.50%
Panamericana	29.60%
Moquegua FV	34%
Rubí	33.40%
Intipampa	22.30%
<b>Centrales Eólicas</b>	
Marcona	52.80%
Cupisnique	38.90%
Talara	45.40%
Tres Hermanas	54.60%
Wayra I	40.60%

*Nota: De Energías Renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética (p.51), por OSINERGMIN, 2019 (<https://bit.ly/3VdEKKc>)*

Obviamente, toda esta variabilidad de las energías renovables no convencionales conlleva a una falta de precisión en la proyección de la producción, complicando el despacho en tiempo real, pudiendo provocar desequilibrios en el sistema (OSINERGMIN, 2019).

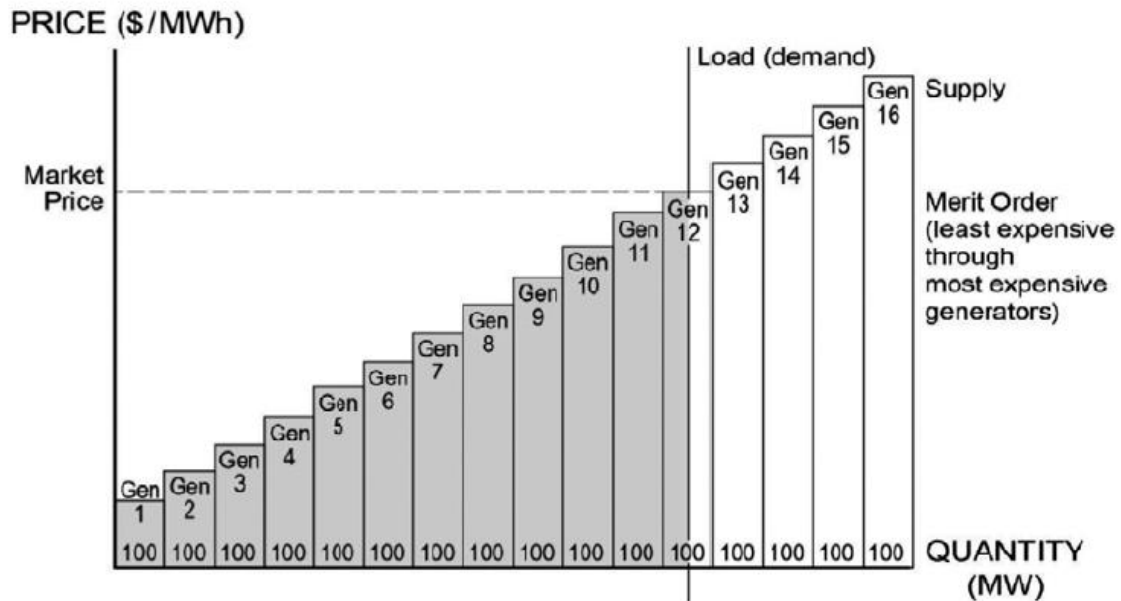
La mejor solución para la intermitencia sería el almacenamiento de energía, en el mercado se encuentran muchos tipos de tecnologías para realizar el almacenamiento, ya sea como baterías, almacenamiento térmico, aire comprimido, etc. tal como se indica en el International Renewable Energy Agency (IRENA, 2017). Obviamente el tipo de almacenamiento más desarrollado y eficiente para compensar las intermitencias en las energías renovables es el uso de baterías, especialmente las fabricadas con Litio, pero actualmente esta tecnología tiene costos altos y no

logra desarrollarse a grandes capacidades, por lo que aún no es viable técnica ni económicamente su instalación como una solución a corto plazo. Pero el coste no es el único inconveniente de la tecnología de las baterías. Además, las baterías tienen un problema añadido, su vida útil es limitada, dando una señal más para que aún no sean una opción.

Otro de los problemas derivados de la intermitencia es el que se presenta en el mercado de energía mayorista, tal como menciona Ariño-Ortiz (2020) *“Los mercados actuales fueron diseñados para las condiciones tecnológicas y económicas del siglo pasado. Están caducos y necesitamos nuevos diseños del mercado energético mayorista y nuevos mercados locales, aptos para el siglo xxi”*. Los actuales mercados eléctricos a nivel de generación han sido diseñados para las tecnologías tradicionales, aquellas del tipo “despachable”, o sea tecnologías que cuentan con un buen margen de continuidad durante el día, tales como las centrales térmicas a gas - diésel y las grandes centrales hidroeléctricas. No se toma en cuenta a la participación que puede aportar el consumidor, el objetivo del diseño de mercado actual es reflejar los costos de cada tecnología y como minimizarlos, para lo cual se aplican el Modelo Marginalista, que considera orden de méritos según costos marginales de acuerdo con la siguiente figura:

**Figura 10**

*Orden de mérito hipotético – mercado marginalista*



*Nota: De La transición energética en el sector eléctrico. Líneas de evolución del sistema, de las empresas, de la regulación y de los mercados (p. 183), por Ariño Ortiz, 2020 (<https://bit.ly/4bQb1wj>)*

Este modelo se caracteriza por brindar eficiencia a corto plazo, con tarifas eficientes con componentes variables de acuerdo a los espacios horarios (hora en punta y fuera de punta), pero obviamente tales tarifas, que reconocen sólo energía, no son suficientes para cubrir toda la inversión, por lo que también se considera un pago por Potencia (pago por capacidad) evitando así el famoso “missing money” (insuficiencia de ingreso) Ariño-Ortiz, (2020).

A continuación, según Ariño-Ortiz, (2020) se mencionó los problemas que se vienen percibiendo en el mercado eléctrico spot, de acuerdo con lo mencionado por.

- **Falta de señales eficientes de operación.** Mayormente las centrales con tecnologías renovables tienen costo marginal cero (costo variable). Para estas centrales, no tiene

sentido discriminar entre ellas en un mercado marginalista tradicional. Además, se tiene que considerar que tienen la característica que no son despachables, por lo que usar el criterio para despachar por orden de mérito no es viable.

- **Distorsiones de precio.** Actualmente muchos países usan los mecanismos de pagos garantizados en la mayoría de las centrales renovables, por citar ejemplos, se tienen los famosos Feed in Tariffs (FIT), contratos por diferencia (CfD) u otro tipo de garantías dados por iniciativa de los gobiernos. Estos apoyos económicos distorsionan las señales de mercado, causando «externalidades pecuniarias» porque reducen el precio recibido por las otras centrales.

- **Falta de estrategia para terminar con los subsidios.** Cuando las centrales renovables funcionan tienen un efecto depresivo sobre el precio de mercado. Cuando no operan, los precios suben. Por este motivo, con el mercado actual, los gobiernos tendrían que seguir ofreciendo apoyo fuera del mercado para incentivar la inversión en estas centrales renovables.

- **Falta de señales para que existan mercados de Flexibilidad.** Con la penetración de energías renovables intermitentes, es esencial tener mayor flexibilidad, se tiene que lograr una Gestión de la Demanda, mejorar inflexibilidades de las centrales eléctricas convencionales, las reglas de juego actuales de los mercados eléctricos no cuentan con las señales suficientes para que las empresas puedan invertir en flexibilidad.

El gran desafío será rediseñar el mercado eléctrico para que alberguen a las energías renovables, puedan reflejar la intermitencia inherente, así como brindarles potencia firme, junto con mecanismos que puedan respaldar a la carencia de continuidad en la generación eléctrica. Como alternativas de solución podría mencionarse lo indicado por Ariño-Ortiz, (2020). Existen propuestas para poder mejorar la competitividad de las centrales eléctricas con energías renovables, desde aquellas con tintes intervencionistas por parte del estado, pasando por medidas

liberalistas, hasta aquellas con propuestas técnicas más reales, pero que requieren modificación de la normativa actual.

- ***Figura de Comprador Único:*** compatible con las subastas y subsidios, dejando de lado el mercado libre, esta figura crea tensiones con el mercado por falta de eficiencia. Muchos de los países actualmente tienen la tendencia a esta propuesta, realizando subastas para “garantizar potencia firme”, se tiene la tendencia a politizar las decisiones de inversión.

- ***Mejorar el sistema eléctrico de energía:*** dejando de realizar subastas y dejar todo al mercado libre. En una condición de mercado marginalista, esto daría la señal que ya no se tiene incentivos para apoyar el ingreso de las renovables y no pueda competir con las otras energías tradicionales, ocasionando que no puedan recuperar la inversión, esto debido a la falta de reducción de costos en las baterías.

- ***Incremento de la flexibilidad de sistemas eléctricos:*** se requiere aprovechar toda la flexibilidad de los sistemas eléctricos, **la cual abarca desde una generación más flexible hasta sistemas de transmisión y distribución más sólidos**, más almacenamiento y una demanda más flexible.

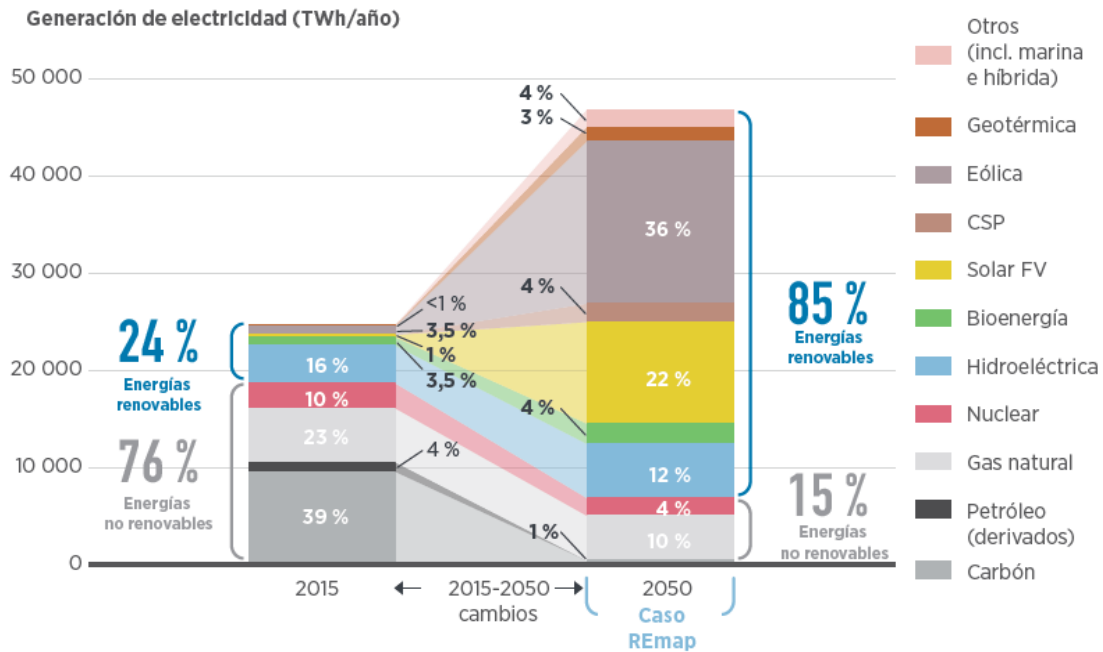
## **2.4 Flexibilidad en Sistemas Eléctricos.**

La flexibilidad, conforme a lo indicado en IRENA (2018), se ha convertido en una palabra común para la transición energética. Si bien todos están de acuerdo en que necesitamos más flexibilidad en los sistemas eléctricos futuros, **las opiniones varían ampliamente sobre cómo lograr esto**, en particular para mejorar la integración de la energía solar y eólica en la red y aprovechar al máximo su potencial. Para transformar nuestro sistema de energía hacia uno dominado por la energía renovable, debe aprovecharse la flexibilidad en todas las partes del sistema eléctrico. La flexibilidad del sistema eléctrico abarca desde una generación más flexible

hasta sistemas de transmisión y distribución más sólidos, más almacenamiento y una demanda más flexible. La misma fuente citada hace mención que el porcentaje de renovables deberán incrementarse al triple de la cantidad actual, lo cual implica que los países involucrados tendrán que transformar sus matrices eléctricas colocando a las Solares y Eólicas como columna vertebral energética, todo esto para poder cumplirlos objetivos ambientales de la reducción de los 2°C de temperatura global del planeta al 2050.

**Figura 11**

*Generación eléctrica proyectada para lograr el escenario de 2°C al 2050*



Nota: Según el análisis de REmap, la participación de las energías renovables en el sector eléctrico aumentaría del 24 % en 2015 al 85 % para 2050. Alrededor del 60 % sería ERV.

Nota: De *Flexibilidad del Sistema Eléctrico Para la Transición Energética* (p. 11), por IRENA, 2018 (<https://bit.ly/3UTBrpS>)

Según el gráfico anterior, se puede observar que, para poder lograr los objetivos ambientales, se tiene la propuesta de llegar a un 85% de participación de Energía Renovables, donde desaparecerían las tecnologías con carbón y petróleo, pero se tendría al gas natural como tecnología complementaria.

Como se mencionó anteriormente, antes del ingreso de las centrales eléctricas ERNC de manera amplia, los mercados eléctricos se diseñan con rangos de flexibilidad que permitían el balance de la variación de la demanda eléctrica y lidiar con la incertidumbre relacionada con las pérdidas inesperadas de elementos del sistema, teniendo como fuentes de soporte de flexibilidad a las centrales eléctricas basadas con recursos energéticos tradicionales. Algunos países tienen

grandes avances en el rediseño de sus sistemas eléctricos de generación, un ejemplo relevante es el de Dinamarca donde han facilitado la integración de altas participaciones de ERNC en su sistema interconectado, en sistemas aislados a escala de gigavatios como en Irlanda y en sistemas de islas pequeñas como King Island en Australia (RTE, 2018; Kroposki, 2017).

Según IRENA (2018), nos describe un posible enfoque para enfrentar la falta de flexibilidad en los sistemas eléctricos, primeramente, habría que evaluar las formas económicas para desbloquear la flexibilidad existente a través de mejoras operativas y rediseño del mercado, **posteriormente se debe apuntar a las nuevas inversiones en generación, transmisión y almacenamiento**, acompañado por programas de gestión de demanda y posibles interconexiones sectoriales.

Además, también según lo indicado en OSINERGMIN (2019), el incremento de la participación de las energías renovables no convencionales representa nuevos retos para un sistema eléctrico interconectado. **Dichos desafíos están relacionados también con la falta de capacidad de las Líneas de Transmisión** o la insuficiente adecuación y seguridad de la generación. En Dammert et al. (2013), se define la adecuación como “aquella habilidad del sistema eléctrico para suplir los requerimientos de demanda de los consumidores en todo momento, teniendo en cuenta la programación del despacho y un número razonable de salidas no programadas de elementos del sistema”, por otro lado los autores definen a la Seguridad como “la habilidad del sistema eléctrico para soportar el efecto de perturbaciones imprevistas, tales como cortes de los circuitos eléctricos o pérdidas no anticipadas de elementos del sistema”.

También mencionar lo indicado por Sinsel et al. (2020), quienes clasifican los desafíos para que el porcentaje de ERNC se incremente.

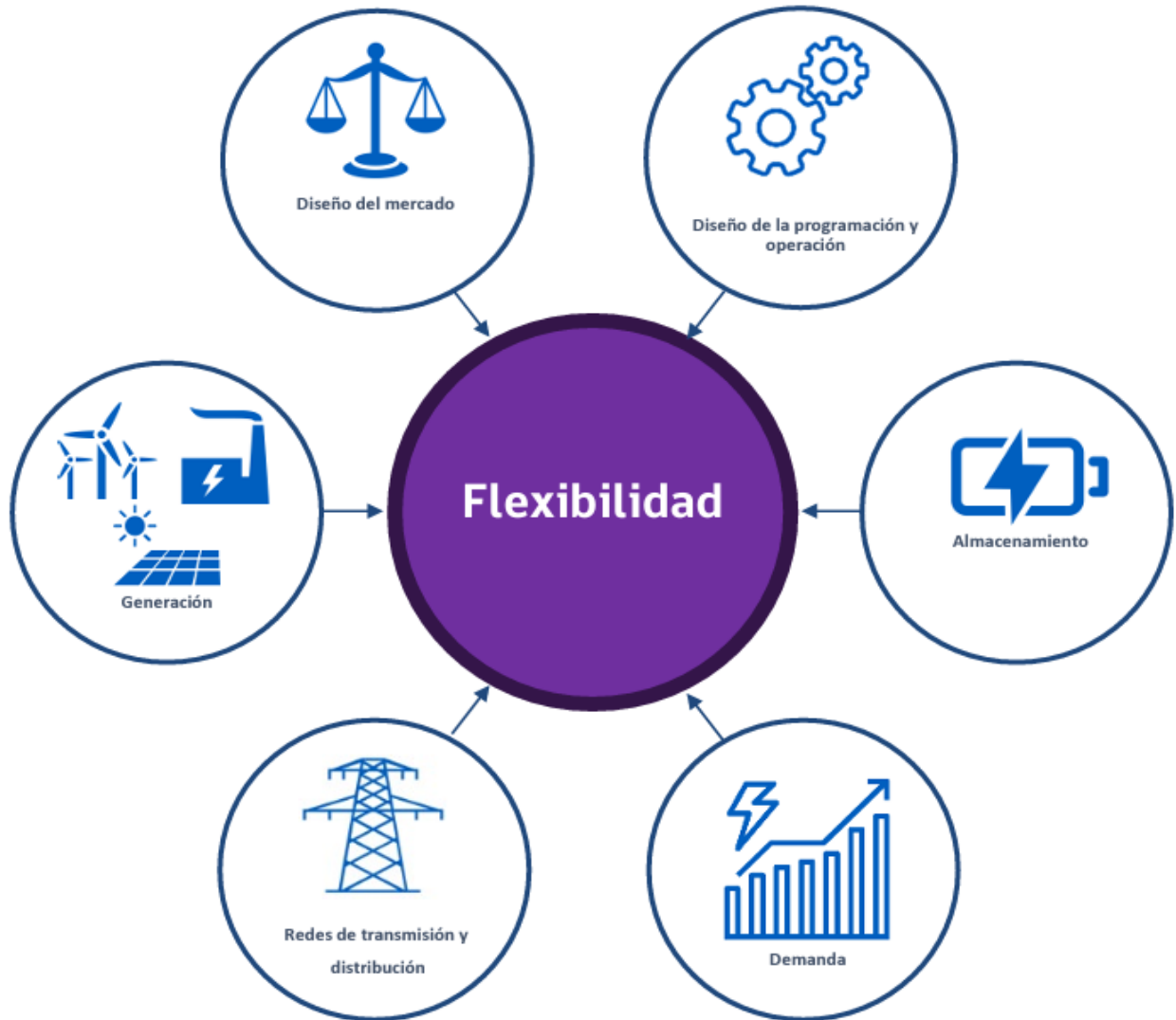
- La calidad depende de la estabilidad de voltaje y corriente que un sistema pueda contar, por lo que un porcentaje grande de renovables podría poner en peligro la seguridad energética.
- El flujo tiene relación con una transmisión y distribución eficiente de la energía, **obviamente el incremento de presencia de las ERNC puede reducir la vida útil o dañar equipos de transmisión y ocasionar mayores pérdidas del flujo de energía.**
- En un sistema eléctrico con alto porcentaje de generación por ERNC reduce el control de frecuencia y voltaje del sistema eléctrico.

## **2.5 Fuentes de Flexibilidad**

Como se indica en Pudrencio & Martinez-Conde (2020), los elementos que pueden proporcionar flexibilidad dependen de las características de todos los elementos que conforman dicho sistema, tales como el parque generador, las redes de transmisión y distribución, demanda y sistemas de almacenamiento, como criterio adicional menciona también la importancia del diseño del mercado y la operación del sistema eléctrico como aspectos que también inciden en la flexibilidad.

**Figura 12**

*Elementos de un sistema eléctrico que pueden aportar a la flexibilidad*

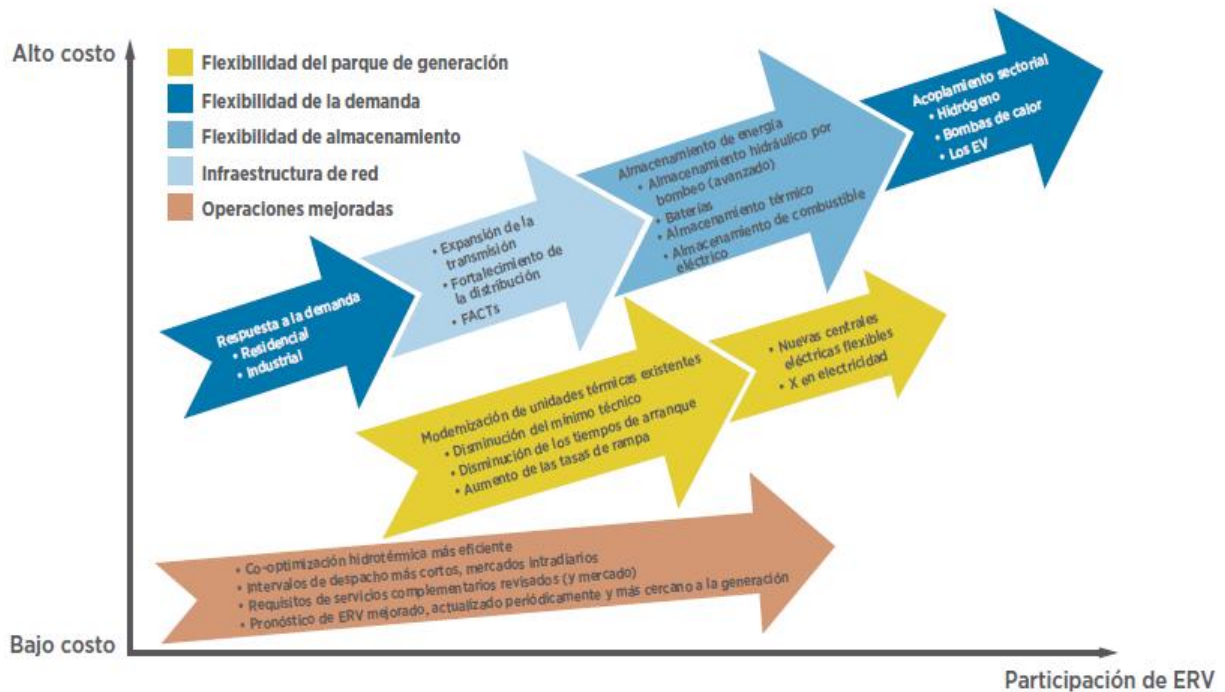


*Nota:* De *Estrategia de flexibilidad para el sistema eléctrico nacional* (p. 29), por Pudrencio y Martínez-Conde, 2020 (<https://bit.ly/3WPZw3s>)

Es importante mencionar que cada fuente u opción de flexibilidad presenta diferentes costos y horizontes en el tiempo. De acuerdo con lo mencionado por IRENA (2018), se tiene las siguientes fuentes de flexibilidad técnica mostrada en la Figura 13.

**Figura 13**

*Opciones técnicas para aumentar la flexibilidad del sistema con Energías Renovables Variables (ERV)*



*Nota: De Flexibilidad del Sistema Eléctrico Para la Transición Energética (p. 25), por IRENA, 2018 (<https://bit.ly/3UTBrpS>)*

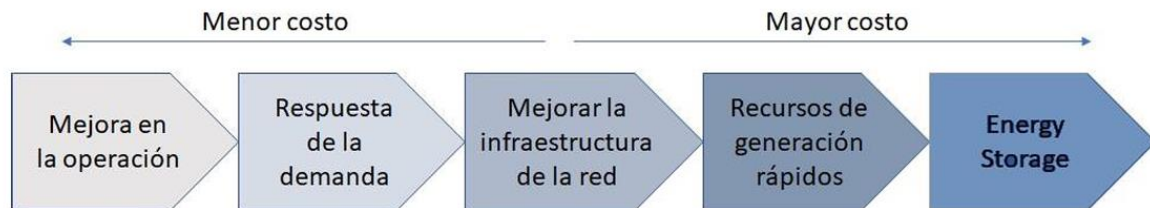
La flexibilidad técnica mencionada, está determinada por la capacidad de la generación para poder responder a los cambios de la demanda, por la capacidad de almacenamiento que pueda equilibrar las variaciones de oferta y demanda y de una adecuada infraestructura eléctrica que permita la transmisión de la energía ofertada en cualquier lugar del sistema eléctrico a un menor costo.

Lo anterior también coincide con lo mencionado por el Centro de Energía Universidad de Chile (2019) donde establece que la flexibilidad se puede establecer en 4 segmentos:

- **Generación Flexible:** cuando una generadora puede responder rápidamente gracias a su capacidad de rampa de subida y bajada y además operar a niveles bajos de potencia sin perjudicar al sistema.
- **Transmisión Flexible:** cuando un sistema de transmisión debe tener congestiones limitadas y dar facilidad para los recursos de balance, ya sea interconectando con sistemas regionales o redes inteligentes.
- **Demanda Flexible:** cuando existe un alto grado de digitalización de la demanda con atributos de demanda participativa, almacenamiento y generación distribuida.
- **Estrategias Operacionales:** cuando existen prácticas que permiten optimizar los recursos existentes, como la co-optimización en los despachos, pronósticos precisos y herramientas de toma de decisiones.

**Figura 14**

*Comparación económica de fuentes de flexibilidad.*



*Nota:* De *Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional* (p, 20), por Centro de Energía Universidad de Chile, 2019 (<https://bit.ly/44OTi61>)

Y finalmente de acuerdo con lo mencionado por IRENA (2018), la necesidad que cubriría **el mejoramiento de la flexibilidad en la red de transmisión** es lograr equilibrar la Oferta y la Demanda en grandes áreas de balanceo, así como la interconexión entre países fronterizos que permitan intercambiar flexibilidades de sistemas eléctricos nacionales. En este caso, la flexibilidad de red actúa como enlace entre la flexibilidad de la Oferta (parque de generación) y la demanda en

tiempo real, por ejemplo, si existiera una alta flexibilidad en la generación, esta tendría limitante por la congestión que pudiera existir en los sistemas de transmisión.

## **2.6 Importancia de la planificación de la Flexibilidad**

En el sistema eléctrico de un país, que tiene la meta de incrementar la participación de las energía renovables no convencionales, durante las primeras fases no tendrá mayores problemas para poder adaptarse con sus instalaciones y equipos existentes o simplemente mejorando los procesos operativos, los inconvenientes aparecen cuando el porcentaje de participación de las RER comienzan a aumentar, tales como falta de respuesta de los generadores convencionales frente a los cambios de la producción RER, **carencia en la capacidad de transmisión** y poca adaptación de la gestión de la demanda, teniendo como consecuencia inestabilidad el sistema eléctrico y pérdidas económicas por parte de los inversionistas.

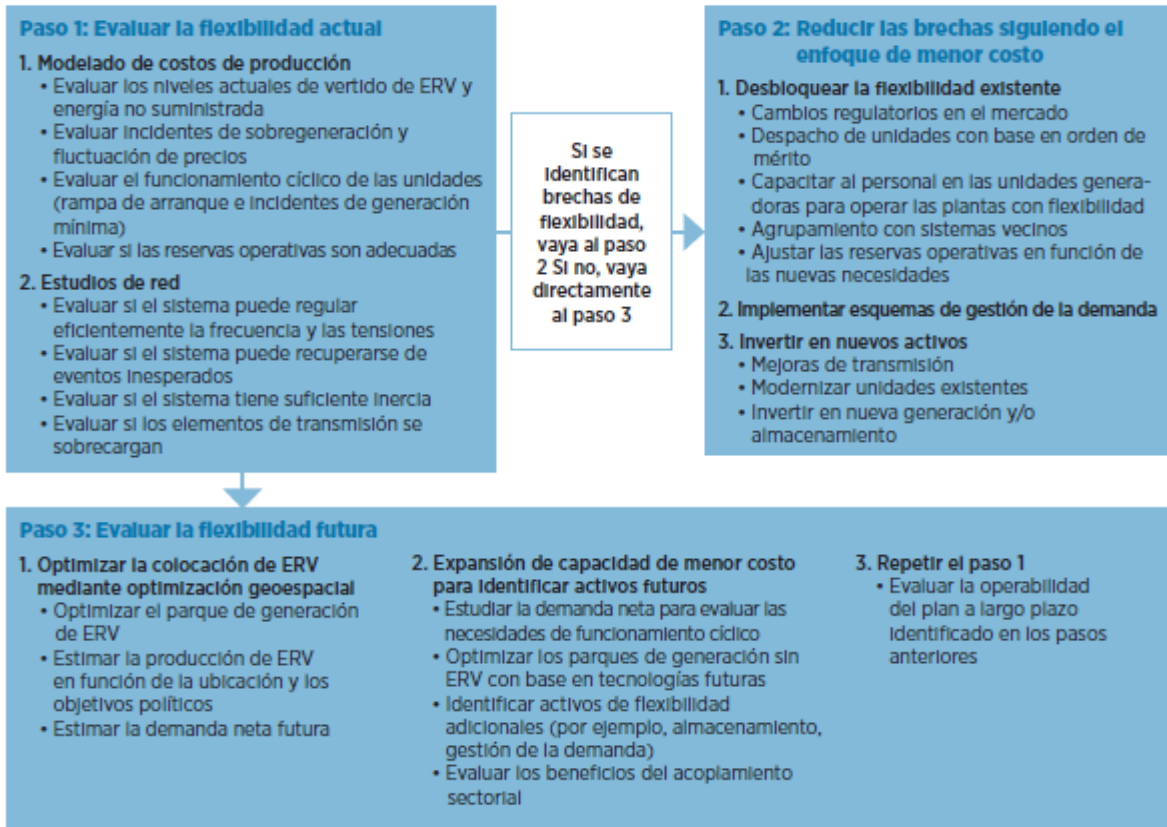
Un planeamiento adecuado, desde las fases tempranas, es necesaria para evitar soluciones costosas de corto plazo, frente a los problemas de flexibilidad que puedan ocurrir, por ejemplo, un sistema eléctrico débil con poca presencia de ERNC, podría sufrir problemas en el corto plazo, mientras que un sistema robusto y más flexible podría recién experimentar los embates en un plazo muy posterior.

Tal como menciona IRENA (2018), realizar una planificación en un sistema eléctrico maduro será más complejo que un sistema nuevo o creciente, ya que en los maduros se tendrá las centrales térmicas depreciadas quitándose como fuente de flexibilidad, en cambio en un sistema creciente el diseño de la flexibilidad se puede integrar en los mercados. Para poder iniciar con una planificación adecuada, se tiene que delinear las necesidades actuales y aquellas que se requieran a futuro. Definir el estado actual que tiene un sistema eléctrico es vital para crear las bases para

una planificación a largo plazo con el criterio de reducir los costos y eficiencia. En la Figura 15 se muestra la metodología mencionada por IRENA.

**Figura 15**

*Metodología para la planificación de la flexibilidad.*



*Nota: De Flexibilidad del Sistema Eléctrico Para la Transición Energética (p. 36), por IRENA, 2018 (<https://bit.ly/3UTBrpS>)*

De la metodología podemos identificar que el paso (1) es identificar las brechas de flexibilidad existentes, (2) evaluar qué porcentaje de presencia ERNC se puede inyectar al sistema sin realizar cambios significativos en el sistema eléctrico, (3) realizar el análisis e identificar cual es el lapso de tiempo en que la flexibilidad actual podrá aguantar sin presentar problemas y (4) identificar las soluciones con menores costos para mejorar la flexibilidad existente.

- Luego de haber identificado las brechas de flexibilidad en el sistema, corresponde simular todas las medidas para observar su efectividad, así como evaluar sus costos y beneficios, por ejemplo, mejorar las operaciones, a continuación, se menciona algunas medidas:

- Evaluar los beneficios en los operativos en el despacho.
- Evaluar aquellos beneficios operativos que se darían con la modificación del mercado eléctrico,

- Evaluar las implicaciones del sistema si se uniera con otros sistemas de la región.

Finalmente, el análisis de un sistema eléctrico debe verificar que los planes propuestos de expansión y mejoramiento a largo plazo, junto con los costos asociados de producción, concuerden de manera eficiente tanto en el ámbito técnico, económico y sustentable.

## **2.7 Opciones de mejoramiento de líneas de transmisión.**

Dentro de la literatura especializada, existen diferentes opciones para realizar un mejoramiento en la capacidad de las líneas de transmisión eléctrica, desde aquellas de carácter complejo que requieren fuertes inversiones y modificaciones, hasta las otras que usan nuevos materiales y no necesitan mucha modificación.

De acuerdo con Borau Rumbao (2016), se menciona tres tipos de repotenciación:

- Repotenciación por intensidad de corriente.
- Repotenciación por incremento de tensión eléctrica.
- Repotenciación por sistemas híbridos HVAC – HVDC.

### **2.7.1 Repotenciación por Intensidad de Corriente**

Este método es el más utilizado en tramos no tan largos y que tienen como limitante la capacidad térmica de los conductores eléctricos, como se sabe un incremento en la carga eléctrica conlleva naturalmente a un incremento en la temperatura de operación de los conductores

eléctricos, por lo que también este método es llamado como Repotenciación Térmica, esta metodología puede realizarse de las siguientes maneras:

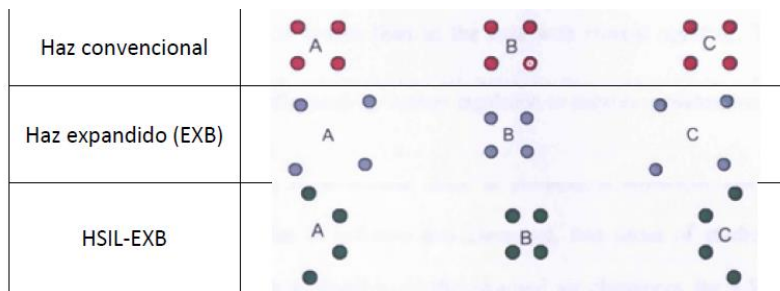
**a. Cambiando el conductor eléctrico:** lo acostumbrado en este método es realizar el cambio de un conductor existente por uno de mayor capacidad, incrementando el calibre del cable y por ende el peso del conductor, estos trabajos conllevan a realizar cambios, adiciones o reforzamientos en las estructuras de soporte existentes generando altos costos de inversión. Actualmente como solución alternativa, existen conductores eléctricos con nueva tecnología, los **High Temperature Low Sag (HTLS)**, que proporcionan una mejora en la capacidad de transmisión sin ninguna o poca modificación estructural, debido a que estos conductores son fabricados con elementos más ligeros, como la fibra de carbono, y cuentan con una disposición interna trapezoidal que permiten llevar mayor corriente eléctrica que un conductor tradicional (ACSR) del mismo calibre y a un menor peso. Por ejemplo, según el autor Borau Rumbao (2016), menciona que en el Reino Unido se usan frecuentemente esta metodología, logrando incrementar el funcionamiento máximo de 50 a 75°C, equivalente a un 25% en su nivel térmico, así como también en España y Brasil, del 70% y del 50% respectivamente.

**b. Método de carga con gran impedancia:** según Borau Rumbao (2016), este método también es llamado como High Surge Impedance Loading (HSIL), que en palabras simples significa incrementar la capacidad de transmisión incrementando la impedancia característica de la línea eléctrica, de acuerdo al comportamiento eléctrico, la carga de la línea absorbe o genera energía reactiva, cuando la carga eléctrica es menor a la impedancia de la línea, esta genera más reactiva de la que consume, cuando la carga eléctrica es la misma que la impedancia, absorbe y genera la misma cantidad de reactiva, este es el punto óptimo, y luego cuando la carga es mayor a la impedancia, la línea absorbe reactiva, provocando caída de tensión. Por lo que cuando la

impedancia de la línea es grande, se permite mayor capacidad de transporte. De acuerdo a lo mencionado por el autor, la utilización de la configuración de haz expandido y haz HSIL-EXB, mostradas en las figuras 16 y 17 aumentan la impedancia característica a un valor cercano al límite térmico de la línea. Este arreglo de conductores ayuda a la regulación de voltaje. El inconveniente de esta técnica es la modificación de las estructuras de soporte, que tendría que albergar cables adicionales.

**Figura 16**

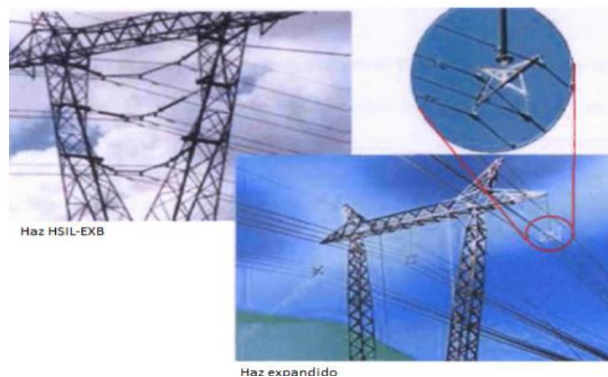
*Configuraciones de haz para aumentar la capacidad de transferencia*



*Nota: De Posibilidad de Repotenciación de líneas eléctricas áreas para la futura superred europea (p. 32), por Borau, 2016 (<https://bit.ly/3QVQG0B>)*

**Figura 17**

*Aplicación del haz expandido y HSIL-EXB*



*Nota: De Posibilidad de Repotenciación de líneas eléctricas áreas para la futura superred europea (p. 32), por Borau, 2016 (<https://bit.ly/3QVQG0B>)*

### **2.7.2 Repotenciación por incremento de Tensión Eléctrica.**

Esta técnica es poco usada, debido a que es necesario el nivel de tensión y necesariamente requiere cambios de equipos de transformación de voltaje en las subestaciones eléctricas de potencia, que obviamente son mucho más costosos, además de modificar las distancias de separación y seguridad que conllevan a más costos adicionales, dichas distancias serían las siguientes:

- Realizar ajuste de flechas
- Aumentar la altura de sujeción
- Elevar o mover torres
- Añadir torres adicionales
- Incrementar distancias horizontales en patio de llaves y estructuras.

Otro factor que se debe tomar en cuenta es el re - aislamiento, ya que al elevar los niveles de voltaje se deberán cambiar de aisladores en todas la estructuras y subestación eléctrica, el número de aisladores y su geometría tienen una gran importancia en este proceso.

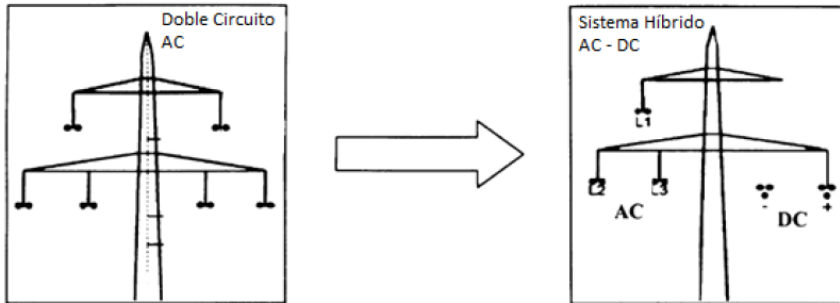
### **2.7.3 Repotenciación por sistemas híbridos HVAC – HVDC**

Esta propuesta consiste en combinar la transmisión de corriente alterna con la de corriente continua, convirtiendo una línea eléctrica de tres fases a más de tres o convirtiendo a un sistema HVAC a un híbrido AC-DC. Este método es ampliamente rechazado por los especialistas debido a la gran inversión involucrada, ya que se requiere un gran cambio en las subestaciones eléctricas involucradas. Otro factor en contra es que este arreglo genera contaminación audible por el campo eléctrico generado. Según lo mencionado por el autor Borau Rumbao (2016), la conversión se realiza convirtiendo líneas eléctricas de doble terna a compuestas por líneas de AC y DC, usando una de las ternas como DC bipolar, lo que significa no alterar las estructuras existentes, tal como

se muestra en la Figura 18, muy aparte del costo, acá los temas ambientales serían los puntos decisivos para la selección de esta opción, por gran ruido generado, además que los aisladores cerámicos tendrán que ser reemplazados por materiales compuestos.

### Figura 18

*Esquema de conversión doble circuito AC a sistema híbrido AC-DC*



*Nota: De Posibilidad de Repotenciación de líneas eléctricas áreas para la futura superred europea (p. 45), por Borau, 2016 (<https://bit.ly/3QVQG0B>)*

#### 2.7.4 FACTS (Flexible Alternating Current Transmission Systems).

Otro método conocido para mejorar la capacidad de transmisión en una línea eléctrica es el uso de los FACTS. Una ventaja que permite el ingreso de los FACTS es que pueden controlar la ruta del flujo de potencia adaptándose a las demandas cambiantes. Pero como inconvenientes tiene aquellas relacionadas con la seguridad, disponibilidad y costo de los equipos. Como definición los FACTS, son dispositivos con una interesante electrónica de potencia, que permite controlar las direcciones de los flujos de potencia o cambiar las características de las redes eléctricas, con el fin de mejorar la flexibilidad en la transmisión eléctrica. Los FACTS son implementados con los siguientes objetivos:

- Aumentar la capacidad de transmisión de potencia.

- Mantener las direcciones de los flujos de potencia, con niveles de carga seguros sin sobrecarga, con mayor transferencia de potencia entre zonas y dar amortiguación a las oscilaciones en los sistemas eléctricos que dañan a los diferentes equipos y que a la vez limitan la transmisión existente.

Además, al incrementar la capacidad de transmisión hace que se reduzca en cierta proporción la generación eléctrica, lo cual conlleva a una operación más segura y con menor costo.

Para hablar en términos técnicos, los FACTS pueden aportar una eficiente utilización de las líneas eléctricas existentes modificando la impedancia y ángulo de fase. Como información adicional existen ciertos tipos de FACTS que se pueden dividir en dos grupos: los FACTS con aplicación de “conmutadores” y FACTS basados como “convertidores”, otro tipo de clasificación sería de acuerdo al tipo de acciones, como “compensadores en serie”, “compensadores en paralelo”, “tipo shunt” y “desfasadores”, en este trabajo no se mencionará más detalle, ya que no es el objetivo de la investigación.

La limitación más resaltante de este método, es el costo de inversión, el cual no es competitivo con las soluciones tradicionales, como es la instalación de una línea eléctrica, por lo que deberá esperarse a que la electrónica de potencia mejore sus costos.

## **2.8 Ventajas en el uso del cable ACCC frente al ACSR.**

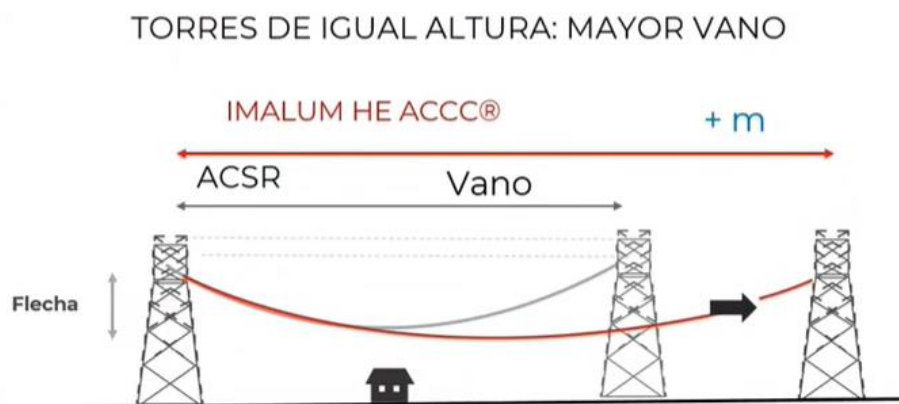
**El conductor eléctrico del tipo ACCC**, es fabricado por varias empresas a nivel internacional y viene obteniendo gran aceptación en el sector de transmisión, dicho conductor utiliza un núcleo híbrido de fibra de carbono y vidrio incrustado en una matriz epoxi termo endurecible. De acuerdo con el fabricante CTC Global, en su página web menciona lo siguiente: El núcleo del conductor consta de decenas de miles de fibras de carbono del tipo unidireccional con alta resistencia que están rodeadas por una capa de fibra de vidrio, la cual incrementa la

tenacidad y flexibilidad al mismo tiempo que proporciona una barrera contra la corrosión de los hilos de aluminio. Esta nueva configuración del núcleo hace que el cable ACCC sea dos veces más fuerte que el acero y 70% más liviano que los conductores convencionales (ACSR). Además, este peso ligero permite usar un 28% más de aluminio sin comprometer el peso o dimensiones del conductor eléctrico. El arreglo externo del aluminio es del tipo trapezoidal compacto y cuenta con hebras completamente recocidas permitiendo una mayor conductividad de amperaje, lo cual resulta beneficioso para trabajos de repotenciación, el núcleo compuesto ofrece un coeficiente de expansión térmica aproximadamente 10 veces menor que el acero. El bajo coeficiente de expansión térmica mitiga el pandeo del conductor en condiciones de carga eléctrica pesada. Si bien el núcleo compuesto es completamente elástico y no se deforman ni cederán plásticamente como los hilos del núcleo de acero conductor convencional, el módulo general del núcleo del conductor ACCC es menor que el acero. El módulo más bajo permite que el conductor se estire un poco durante eventos extremos de carga de viento. Sin embargo, cuando el evento sucede, el núcleo de material compuesto vuelve por completo a su condición previa a la tensión, lo que permite que las hebras de aluminio se relajen posteriormente. Este tipo de evento mejora aún más las características de amortiguación automática del conductor y reduce el punto de inflexión térmica del conductor para reducir aún más el pandeo del conductor en condiciones de carga eléctrica pesada. Actualmente el diseño y mantenimiento de las líneas eléctricas aéreas, donde podrían aplicarse la instalación de los cables HTLS, son aquellos pertenecientes a los niveles de Media, Alta y Extra Alta Tensión. Conforme a lo indicado por la Empresa TRENT (2022), quien es fabricante del producto “IMALUN HE” su cable ACCC, los tipos de proyectos donde se utiliza los cables de alta temperatura son los siguientes:

- **Líneas eléctricas nuevas**, donde muy aparte de contar con una infraestructura con mayor capacidad eléctrica, se reduciría la cantidad de estructuras y fundaciones respectivas y flecha comparado con proyectos que usan los cables tradicionales, lo cual significa en un ahorro adicional.
- **Repotenciación de líneas eléctricas existentes** (cambio de conductores eléctricos), donde se mantendría las estructuras originales, ya que debido al menor peso de los conductores ACCC, solo sería necesario el cambio de herrajes, lo cual también significa un ahorro comparado con el uso de cables tradicionales.
- **Reconstrucción de líneas existentes** (cambio de conductor con refuerzo de estructuras), para este caso, normalmente cuando un conductor eléctrico envejece tiende a mostrar una flecha más pronunciada, por lo que al usar un cable ACCC no solamente se recuperará dicha flecha, sino que se obtendría un mejor valor eliminando cualquier problema de distancias de seguridad a piso, además que también se reduciría la magnitud de los reforzamientos de las estructuras existentes.

**Figura 19**

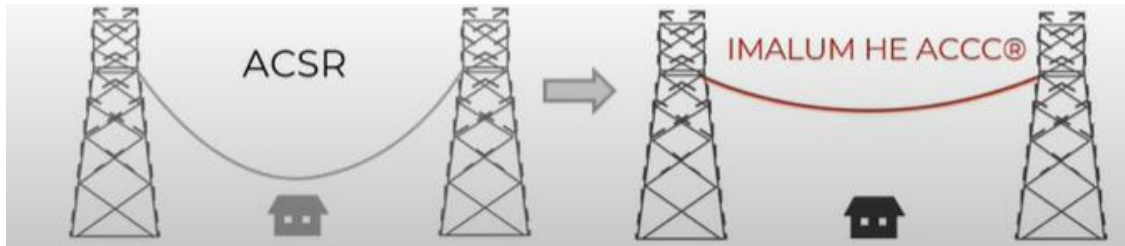
*Esquema de reducción de incremento de vanos al usar los cables ACCC*



*Nota: De Webinar TRENT: Conductores ACCC - La tecnología más eficiente para los proyectos del CEN, por Empresa TRENT, 2022 (<https://bit.ly/3Kci6eJ>)*

**Figura 20**

*Esquema de mejoramiento de flecha al usar los cables ACCC*



*Nota: De Webinar TRENT: Conductores ACCC - La tecnología más eficiente para los proyectos del CEN, por Empresa TRENT, 2022 (<https://bit.ly/3Kci6eJ>)*

Según el autor Jaucha Quispe (2022), en la Tabla 9 *Comparación de resistencia de rotura y peso entre conductores*, se muestra la comparación de resistencia a la rotura y peso entre varios tipos de conductores, dentro de ellos el ACSR y el ACCC, donde se observa que el cable HTLS tiene más resistencia a la rotura y menos peso que el convencional ACSR.

**Tabla 9**

*Comparación de resistencia de rotura y peso entre conductores*

Parámetros	Resistencia a rotura (kg)	Peso (kg/km)
<b>ACSR Hawk</b>	<b>8845</b>	<b>976.1</b>
ACSS/TW Hawk Equivalente en área	7076 (80%)	976
ACSS/TW Equivalente en diámetro	8346 (94.4%)	1063.7 (109%)
ZTACCR Hawk	8837 (99.9%)	802 (82.2%)
ACCC/TW Equivalente en diámetro	10523 (119%)	927 (95%)

*Nota: De Implementación del conductor no convencional termorresistente ACCC R para la repotenciación de la línea de transmisión en 72.5 KV S.E. Carpapata II de UNACEM S.A.A.*

*Tarma, Junín (p. 61), por Jaucha, 2022 (<https://bit.ly/3V8Pn0K>)*

En la Tabla 10, se observa también las mejores prestaciones eléctricas del tipo ACCC frente al ACSR, tanto en sección como en resistencia eléctrica, traduciéndose en una mejor conductividad.

**Tabla 10**

*Área de aluminio y resistencia eléctrica.*

<b>* Alma de acero galvanizado</b>	<b>Área de aluminio</b>	<b>Rdc a 20 (ohm/km)</b>
<b>** Alma de acero recubierto de galfan</b>	<b>(mm<sup>2</sup>)</b>	
<b>ACSR Hawk</b>	241.7	0.117
ACSS/TW Hawk *	241.7 (100%)	0.1135 (97%)
ACSS/TW Hawk Equivalente en área **	241.7 (100%)	0.1135 (97%)
ACSS/TW Equivalente en diámetro **	286.4 (118.5%)	0.0958 (81.9%)
ZTACCR Hawk	241 (99.7%)	0.0958 (97.3%)
ACCC/TW Equivalente en diámetro	309.6 (128.1%)	0.0958 (77.2%)

*Nota: De Implementación del conductor no convencional termorresistente ACCC R para la repotenciación de la línea de transmisión en 72.5 KV S.E. Carpapata II de UNACEM S.A.A.*

*Tarma, Junín (p. 61), por Jaucha, 2022 (<https://bit.ly/3V8Pn0K>)*

Como se mencionó líneas arriba, el cable ACCC debido a sus mejores prestaciones eléctricas, la Empresa TRENT (2022), hace mención a los ahorros por reducción de pérdidas eléctricas, dando el siguiente ejemplo práctico comparativo, entre 3 oferentes:

**Tabla 11**

*Ejemplo de comparación de costos entre ofertas válidas.*

<b>Ítem</b>	<b>Oferente</b>	<b>Costo de la oferta (USD)</b>	<b>Costo por pérdidas (USD)</b>	<b>Precio de comparación (USD)</b>	<b>%</b>	<b>Tipo de cable</b>
1.00	A	2 651 108.20	3 652 9321.81	6 304 041.10	100	ACCC
2.00	B	1 252 269.00	5 157 219.45	6 409 488.45	102	ACSR
3.00	C	2 650 203.00	4 108 942.00	6 759 145.00	107	Otro tipo

*Nota: De Webinar TRENT: Conductores ACCC - La tecnología más eficiente para los proyectos del CEN, por Empresa TRENT, 2022 (<https://bit.ly/3Kci6eJ>)*

En la Tabla 11, se hace mención al costo de pérdidas eléctricas a lo largo de la vida útil de proyecto, dando un costo global menor al usar los cables con nueva tecnología, lo cual finalmente sería un motivo de decisión a largo plazo.

## **2.9 Benchmarking: Problemas del incremento de renovables, estudios y proyectos en Repotenciación de Líneas de Transmisión, usando la tecnología HTLS**

A continuación, se presentarán casos de aplicación tanto a nivel de estudio como en proyectos ejecutados.

### **2.9.1 Problemas del incremento de renovables en Chile – Vertimiento de energías renovables**

El crecimiento acelerado de las energías renovables no convencionales en el país chileno está generando inconvenientes en la seguridad de su sistema eléctrico, ya que el avance de los proyectos de generación avanza a un ritmo más rápido que la capacidad de sus líneas de

transmisión. Esta condición origina el vertimiento de energías renovables, principalmente de las solares y eólicas, situación que está creando pérdidas de energía potencialmente útil.

Según el Boletín de las Generadoras (2023), la cantidad de energía vertida fue de 93.59 GWh, llegando a un valor acumulado de 967.3 GWh, lo cual se significó un aumento de 90% respecto a agosto de 2022. Frente a esto, en la publicación de Montoya (2024), menciona que los especialistas chilenos, plantean dos posibles soluciones, el almacenamiento de energía o aumentar la flexibilidad de los sistemas de transmisión. Además, en la misma publicación, señala que la zona norte de Chile existe un exceso de oferta que los usuarios no consumen y que se está trasladando al centro del país chileno. Así mismo mencionan a la directora ejecutiva de Acera, quien indica que uno de los motivos que gatillan el vertimiento, es la falta de desarrollo de sistemas de transmisión que permitan una conducción suficiente de las inyecciones de energía de las centrales renovables. Finalmente se hace mención que el vertimiento toma mayor peso por la falta de líneas de transmisión.

Adicionalmente, en la publicación de Dinter (2024), menciona el gran potencial renovable de Chile para liderar una matriz energética limpia, pero que sin embargo el problema del vertimiento de energía renovable presenta una paradoja, que pesar del gran potencial no se logra acelerar la descarbonización del sistema eléctrico, por lo que menciona como una propuesta, “la diversificación de soluciones”, tal como considerar la flexibilidad de la demanda, una gestión activa de la generación, mejorar la generación distribuida e incrementar la capacidad de transmisión disponible.

Respecto a lo anterior, según la publicación del Coordinador Eléctrico Nacional de Chile (2023), también hace la identificación de la necesidad de fortalecer su sistema de transmisión eléctrico, debido a la gran oferta de generación renovable en la zona norte de este país. En resumen,

la propuesta se compone por 7 proyectos pertenecientes a la transmisión nacional por 174.5 millones de dólares y 16 proyectos del segmento de transmisión zonal por 104.8 millones de dólares, dando un total de 279.3 millones de dólares destinados a fortalecer su sistema de transmisión.

En las tablas siguientes se muestra los proyectos planteados más representativos en dicha propuesta.

**Tabla 12**

*Resumen Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2023 Transmisión Nacional*

<b>Nro.</b>	<b>Obra</b>	<b>Cap. (MVA)</b>	<b>Long. (km)</b>	<b>Fecha PES</b>	<b>Tipo</b>	<b>Segmento</b>	<b>Necesidad</b>	<b>Tipo de obra</b>
1	Aumento de capacidad línea 2x220kV Kimal - Crucero	1000	10.5	2028	Inmediata	Nacional	Promover oferta facilitar competencia	Ampl.
2	Aumento de capacidad línea 2x220kV Miraje - Crucero	1000	16.3	2028	Inmediata	Nacional	Promover oferta facilitar competencia	Ampl.
3	Aumento de capacidad línea 2x220kV Andes - Liknantai	660	33	2028	Inmediata	Nacional	Promover oferta facilitar competencia	Ampl.

*Nota: De Propuesta de expansión de transmisión 2023, por Coordinador Eléctrico Nacional 2023*

(<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/01/Informe-PET-enero-2023.pdf>)

**Tabla 13***Resumen Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2023 Transmisión Zonal*

<b>Nro.</b>	<b>Obra</b>	<b>Cap. (MVA)</b>	<b>Long. (km)</b>	<b>Fecha PES</b>	<b>Tipo</b>	<b>Segmento</b>	<b>Justificación de obra</b>	<b>Tipo obra</b>
1	Aumento de Capacidad Linea 1x110kV Mejillones - Tap Off Desalant	150	53	2029	Inmediata	Zonal	Suficiencia	Ampl.
2	Aumento de Capacidad Linea 1x110kV Casas Viejas - Marbella	74	8.9	2028	Inmediata	Zonal	Suficiencia	Ampl.
3	Aumento de capacidad tramo 2x110kV Tap La Reina - Florida a 350MVA	350	10	2028	Inmediata	Zonal	Seguridad	Ampl.
4	Nueva Línea 2x110kV San Bernardo - Malloco	117	14	2029	Inmediata	Zonal	Seguridad	Nueva
5	Aumento Capacidad en S/E Chapoal y 30 TR - línea 2x66kV Punta Cortes - Chapoal	30 TR - 90 TL	5	2029	Inmediata	Zonal	Seguridad	Ampl.

*Nota:* De *Propuesta de expansión de transmisión 2023*, por Coordinador Eléctrico Nacional 2023 (<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2023/01/Informe-PET-enero-2023.pdf>)

Como comentario adicional a este análisis, se hace mención que la propuesta de transmisión se basa en 5 escenarios, donde consideran la participación de 70%, 80% e inclusive 100% de participación de energías renovables

La matriz de generación ya en operación, los escenarios de generación utilizados en el diagnóstico del sistema de transmisión y en esta propuesta, totalizan una potencia instalada entre 55,0 GW y 60,2 GW al año 2042.

## **2.9.2 Estudios de aplicación de los cables HTLS.**

### **a. Bosnia y Herzegovina:**

De acuerdo al artículo de los autores Hadzimuratovic & Fickert (2018), en este país se tiene los inconvenientes de contar con sistemas de transmisión de considerable antigüedad que no permitirían una adecuada implementación de las centrales de energías renovables no convencionales, como la hidro, solar y eólica, ya que estas tecnologías son conectadas en líneas eléctricas antiguas que están localizadas en áreas sin la capacidad adecuada, por ejemplo la mayoría de centrales eólicas en Bosnia y Herzegovina están planificadas para conectarse en 110kV con conductores ACSR de 204mm<sup>2</sup> con una potencia de transferencia de 122 MVA, por lo que se menciona que al conectarse dichas centrales a sistemas de transmisión débiles pueden crear condiciones de congestión y generar inestabilidad en el sistema eléctrico de potencia, afectando a la seguridad en el suministro.

Una alternativa para evitar congestiones es la de construir nueva infraestructura, pero conlleva a procesos complejos debido a las siguientes razones:

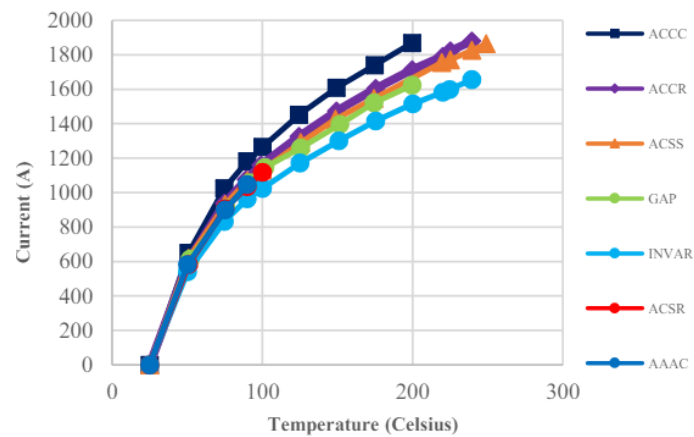
- Procesos de permisos muy largos.
- Problemas de liberación de servidumbre.
- Las construcciones nuevas llevan tiempo muy largos.
- Los costos de construcción son elevados.

Para lo cual, el estudio pone como alternativa la de reemplazar los conductores ACSR por conductores de alta temperatura y baja flecha o HTLS por sus siglas en inglés, debido a que puede usar la misma servidumbre y estructuras sin o con pocas modificaciones.

También menciona que un parámetro clave para la decisión es la capacidad de corriente eléctrica, tal como se muestra en la Figura 21, donde se concluye fácilmente que los conductores ACCC logran mayores ampacidades que otras tecnologías a la misma temperatura.

**Figura 21**

*Comparación de conductores mostrando su capacidad de ampacidad.*

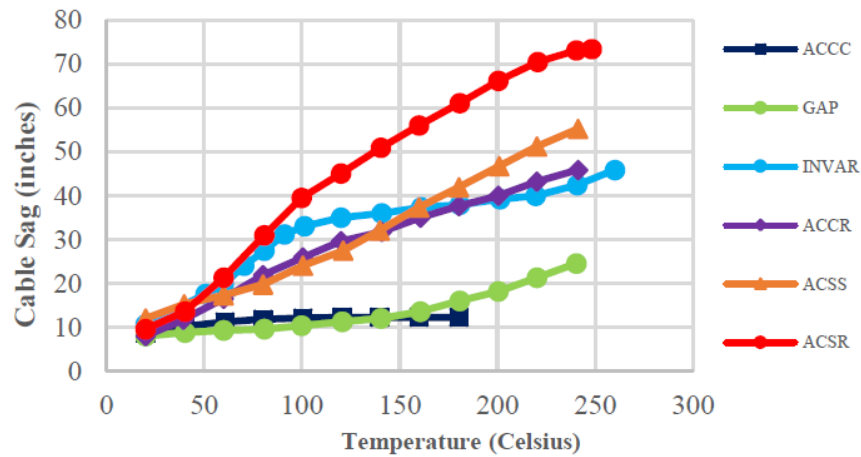


*Nota: De Impact of gradually replacing old transmission lines with advanced composite conductors (p. 2), por Hadzimiratovic y Fickert, 2018 (<https://bit.ly/4bFUcnO>)*

Además, también se hace la comparación que los conductores ACCC logran tener una menor flecha en el montaje electromecánico comparado con otras tecnologías tradicionales de conductores eléctricos.

**Figura 22**

*Comparación de flechas a diferentes temperaturas.*



*Nota: De Impact of gradually replacing old transmission lines with advanced composite conductors (p. 2), por Hadzimuratovic y Fickert, 2018 (<https://bit.ly/4bFUcnO>)*

En el artículo, hace mención que el sistema eléctrico de Bosnia y Herzegovina fueron construidos entre los años 1950 y 1970, especialmente aquellas que se conectan en 110kV que fueron una de las primeras líneas en construir. Esto determina que actualmente esas líneas eléctricas han reducido su capacidad de transmisión inicial y, además, se encuentran en peligro de colapsar, ya que varias veces han sido reparadas ocasionando cortes de suministro y pérdidas económicas.

El análisis que realizan los autores se enfoca en los niveles de 100kV, por la antigüedad y también por la necesidad de conectar las centrales de fuentes renovables, donde hacen el modelamiento con la tecnología ACCC – tipo HTLS. Considerando los siguientes escenarios:

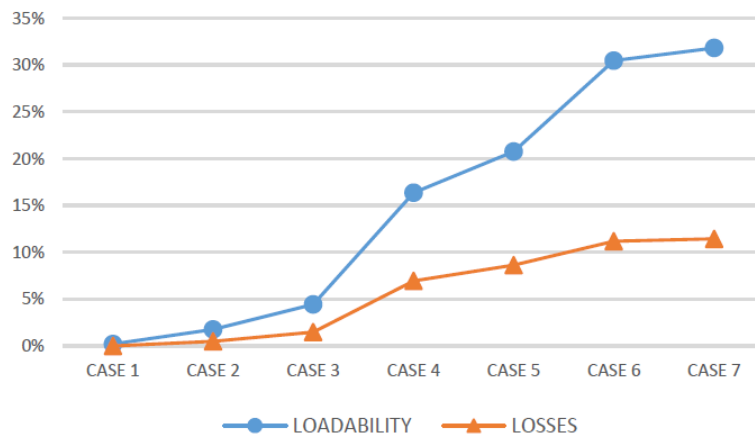
- Caso Base: referencia a todas las líneas con cable ACSR.
- Escenario 1: Líneas con 60 y 70 años fueron reemplazadas con ACCC.
- Escenario 2: Líneas con 50 y 70 años fueron reemplazadas con ACCC.
- Escenario 3: Líneas con 40 y 70 años fueron reemplazadas con ACCC.

- Escenario 4: Líneas con 30 y 70 años fueron reemplazadas con ACCC.
- Escenario 5: Líneas con 20 y 70 años fueron reemplazadas con ACCC.
- Escenario 6: Líneas con 10 y 70 años fueron reemplazadas con ACCC.
- Escenario 7: Líneas con 0 y 70 años fueron reemplazadas con ACCC.

La Figura 23, muestra cómo se incrementa la capacidad de carga de las líneas en los diferentes escenarios, así como las pérdidas totales. **A más líneas reemplazadas, la capacidad del sistema se incrementa**, lo cual demuestra que, frente a requerimientos de mayor ampacidad, no se tendría problemas.

### Figura 23

*Capacidad de carga y pérdidas de los diferentes escenarios.*

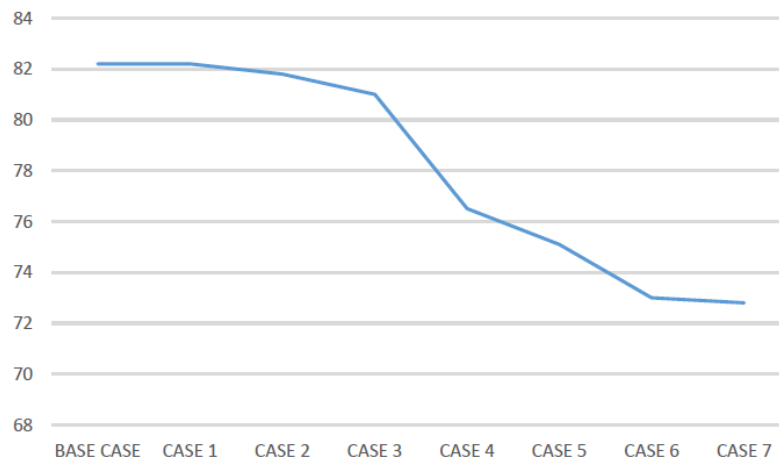


*Nota: De Impact of gradually replacing old transmission lines with advanced composite conductors (p. 5), por Hadzimiratovic y Fickert, 2018 (<https://bit.ly/4bFUcnO>)*

El efecto de la reducción de las pérdidas activas se muestra en la Figura 24.

**Figura 24**

*Pérdidas activas en MW.*



*Nota: De Impact of gradually replacing old transmission lines with advanced composite conductors (p. 5), por Hadzimiratovic y Fickert, 2018 (<https://bit.ly/4bFUcnO>)*

Por lo que los autores mencionan que el escenario base las pérdidas de todo el sistema eléctrico es casi de 82MW y realizando el cambio del sistema de 100kV a ACCC logran reducir 9.4MW dichas pérdidas.

**b. India:**

De acuerdo al trabajo realizado por Kumar & Rahangdale (2018), se plantea la solución al problema que se tiene en India por el incremento de demanda eléctrica, ya que se están construyendo nuevas centrales eléctricas para tener una mayor capacidad instalada, pero su sistema de transmisión está presentando problemas de congestión por límites térmicos y se tiene también el problema adicional que no hay espacio para líneas eléctricas nuevas, especialmente en aquellas ciudades con alta densidad poblacional, donde instalar nueva infraestructura eléctrica es prácticamente imposible a causa de la falta de liberación de servidumbre, por lo que actualmente la única opción que tienen para mejorar su sistema de transmisión es realizando el cambio de

conductores eléctricos en los sistemas existentes, por conductores de mayor capacidad. Obviamente la tecnología aplicada es la HTLS que pueden soportar de 2 a 2.5 veces la corriente eléctrica que los conductores del tipo ACSR. Específicamente, aplicaron el cable ACCC Dudapest, el cual trabajando a máxima capacidad logró dar una corriente de 2114 Amp, frente a los 902 Amp que soportaba el tipo ACSR, aumentando significativamente la capacidad de transmisión.

### **2.9.3 Aplicaciones en proyectos ejecutados.**

Además de los estudios mencionados se tienen varios casos de éxito en varios países, la empresa CTC global (2023) en su página web, muestra varios casos de aplicación dentro de los cuales los más resaltantes son los siguientes:

- **Cambio de conductor eléctrico para aumentar la capacidad en las Tierras Altas de Escocia.** El cual tuvo como objetivo aumentar la capacidad de manera rápida y confiable de 89 MVA a 198MVA debido al incremento de la demanda eléctrica regional en Lochaber Smelter. La línea eléctrica intervenida es una estructura crítica que conecta la costa oeste de Escocia con la red. Con este proyecto se conservó el 97% de las torres, solo fue necesario el reemplazo de 5 de las 156 torres. Con este proyecto se comprueba la mayor eficiencia del uso de los cables HTLS, al reutilizar el activo existente y extender la vida útil mientras se duplica la capacidad de transmisión. La distancia intervenida fue de 44km a 132kV.

- **Aumento de capacidad por parte de la empresa American Electric Power.** Una de las compañías de energía eléctrica más grandes de USA logró ahorrar millones de dólares al realizar el cambio de conductor antes de lo previsto y sin modificar las estructuras existentes. La empresa mencionada duplicó la capacidad de la línea eléctrica anterior y redujo el hundimiento de las torres, logrando ser completado en 8 meses antes de lo previsto. Además, lograron cuantificar las pérdidas ahorradas en más de 40MW de capacidad de generación (costo estimado de 50

millones de dólares). Este proyecto ha sido galardonado con el Premio Edison, el cual es el máximo honor de la industria en la energía eléctrica, otorgado por el Edison Electric Institute. American Electric Power (AEP). El problema era que se necesitaba aumentar la capacidad de dos líneas paralelas de 345 kV de 120 millas cerca del Golfo de México para satisfacer la creciente demanda. El valle experimentó un tremendo crecimiento demográfico, lo que provocó una demanda de energía récord en el área de servicio de AEP. Para empeorar las cosas, las dos líneas de transmisión de 30 años eran la única fuente de energía para la región. El ambicioso proyecto requirió reemplazar el conductor de las dos líneas mientras estaban energizados. La nueva demanda máxima de 2730 MW superó el pico de verano anterior en 500 MW. Esto resultó en deslastre de carga y apagones continuos para mantener la estabilidad. Al momento de completarse el proyecto, se estimó que el Conductor ACCC: redujo las pérdidas de línea en 300.000 MWh por año; redujo el CO2 en 200.000 toneladas métricas por año; se liberó 34 MW de generación que, de lo contrario, se perderían por efectos de las pérdidas en la transmisión. Estos beneficios y los ahorros obtenidos al completar el proyecto mientras la línea permanecía energizada han ahorrado a los consumidores decenas de millones de dólares

- **Cambio de conductores en el sistema de transmisión de la empresa Southern California Edison (SCE)**, esta empresa presta servicios a 15 000 000 personas con un sistema de líneas de 100 000 millas y opera el proyecto hidráulico Big Greek, que genera 4 mil millones de KWh por año, y que se entrega a través de un corredor de transmisión eléctrica de 241 millas hasta a la subestación Eagle Rock, inicialmente construido en 150kV en 1913. Dicha infraestructura inicialmente estaba planificada para ser repotenciada con el conductor ACSR a un costo de 135 millones de dólares, pero tomaron la decisión de actualizarla con el conductor ACCC obteniendo los beneficios reducción de tiempo en el proyecto y ahorrando los costos iniciales, además de

mitigar todas las violaciones de hundimiento, el conductor ACCC también permitió aumentar de 936 a 1520 amperios, al mismo tiempo de reducir las pérdidas en un 30%.

Además de los proyectos indicados por CTC Global, se tiene la experiencia mostrada por otra empresa, “Empresa TRENT”, empresa argentina que está asociada con CTC global y que ha realizado proyectos en Latinoamérica, en la Tabla 15 se muestra el detalle:

**Tabla 14**

*Proyectos realizados por la empresa Empresa TRENT.*

<b>Tipo de cable</b>	<b>Tensión (kV)</b>	<b>Cantidad (m)</b>	<b>Año</b>	<b>Cliente</b>	<b>Pais</b>	<b>Proyecto</b>
ACCC Grosbeak	220	5,000	2016	Argencobra/Transener	Argentina	ET Rosario Oeste
ACCC Hawk	132	69,405	2016	YPF/PE Mantiales - Behr	Argentina	Línea nueva
ACCC Stockholm	132	4,955	2017	EDVSA - EPEN Planicie Banderita	Argentina	Repotenciación
ACCC Hawk	132	7,200	2017	MSU Energy - EPEC	Argentina	Línea nueva
ACCC Hawk	132	45,000	2018	MSU Energy - TRANSBA	Argentina	Repotenciación
ACCC Grosbeak	132	1,100	2018	TRANSBA/ TRANSBA	Argentina	ET San Pedro
ACCC Rovinj	132	21,000	2018	SECHEEP	Argentina	Repotenciación
ACCC Stockholm	132	11,000	2019	San Juan - Rodeo	Argentina	Línea nueva
ACCC Cordoba	132	9,000	2020	Pampa Energía	Argentina	Repotenciación
ACCC Linnet	132	42,000	2021	EDEMSA	Argentina	Repotenciación
ACCC Hawk	132	1,300	2021	Power China (Transba)	Argentina	ET Miramar 1
ACCC Hamburg	110	27,300	2011	Enersis Chilectra	Chile	Repotenciación

ACCC Hamburg	110	22,500	2011	CTC Global	USA	Repotenciación
ACCC Hamburg	110	18,500	2012	CTC Global	USA	Repotenciación
ACCC Linnet	110	14,000	2012	CTC Global	USA	Repotenciación
ACCC Stockholm	220	70,000	2014	CIE Ande	Paraguay	Repotenciación
ACCC Hamburg	110	2,270	2015	Enersis Chilectra	Chile	Repotenciación
ACCC Curlew	220	15,000	2015	Enersis Chilectra	Paraguay	Repotenciación
ACCC Antwerp	220	7,600	2017	14 de julio Ande	Chile	Repotenciación ET
ACCC Linnet	220	21,000	2020	BBOSCH	R. Dominicana	Repotenciación
ACCC Cordoba	220	73,206	2020	ISOTRON	Chile	Repotenciación
ACCC Bruselas	220	197,000	2021	ANDE	Paraguay	Repotenciación
		685,336				

*Nota: De Webinar TRENT: Conductores ACCC - La tecnología más eficiente para los proyectos del CEN, por Empresa TRENT, 2022 (<https://bit.ly/3Kci6eJ>)*

- **Utilización de cables HTLS en el país chileno**

Dentro de la literatura revisada de las empresas fabricantes de cables HTLS (Industria metalúrgica sudamericana y Viakon), se pudo hallar proyectos de repotenciación desarrollados en el país chileno, los cuales se muestra a continuación.

- Línea de Transmisión Mejillones Cardones, 765kV, es la línea eléctrica más larga y más importante de Chile, Cable HTLS ACCC.
- Línea de Transmisión Polanco-Maitencillo, 220kV, línea repotenciada para transmitir desde 240MW a 360MW, Cable HTLS ACCC.

- Repotenciaciones de líneas eléctricas de las empresas Enersis Chilectra (2.27km - 110kV), BBOSCH (7.6km - 220kV) e ISOTRON (73.2km - 220kV).

De lo mencionado anteriormente, podríamos indicar que en Chile ya se tiene la experiencia factible de usar cables HTLS, formando como un antecedente válido para esta investigación.

Con los estudios y proyectos mencionados se evidencia los beneficios al usar los cables HTLS en los proyectos de transmisión, resaltando lo siguiente:

- **Capacidad de doble línea**, duplicidad en la capacidad de transmisión sin la necesidad de modificar estructuras.
- **Reducción en los costos de congestión**, reducir los costos en la generación y obtener una energía más barata a nivel de usuario final.
- **Mitigar violaciones por distancia de seguridad**, reducción en la flecha del conductor generando más distancias seguras.
- **Reducir las emisiones de CO<sub>2</sub>**, al reducir las pérdidas de línea las emisiones asociadas a la generación eléctrica por compensar esa pérdida se disminuyen.

## 2.10 Mercados de Carbono

Un mercado de carbono es un sistema de comercio de derechos por la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), el cual ha sido diseñado para reducir las emisiones globales de estos gases por parte de los diferentes sectores económicos y ayudar mitigar los efectos del cambio climático. Los mercados de carbono pueden ser internacionales, nacionales o regionales y funcionan bajo diversos esquemas y regulaciones, esto en concordancia con Gonda (2022). A continuación, se describen de manera resumida los elementos clave de un mercado de carbono:

**A. *Derechos de Emisión (Créditos de Carbono)*:** Los derechos de emisión, también conocidos como créditos de carbono, son permisos que permiten a las entidades emitir una cierta cantidad de Gases de Efecto Invernadero (GEI). Un crédito de carbono típicamente equivale a una tonelada de dióxido de carbono equivalente (CO<sub>2</sub>e).

**B. *Entidades Participantes*:** Las principales entidades participantes en un mercado de carbono son:

- **Empresas y Corporaciones:** son todas las industrias que emiten grandes cantidades de GEI al ambiente, como generadoras eléctricas con combustibles fósiles, fábricas, y empresas de transporte, tanto urbano como pesado.
- **Gobiernos:** Autoridades nacionales, regionales o locales que establecen y regulan los mercados de carbono.
- **Intermediarios Financieros:** Empresas y organizaciones que facilitan la compra y venta de créditos de carbono, como bolsas de valores y corredores de bolsa.
- **Proyectos de Reducción de Emisiones:** Iniciativas que generan reducciones verificables de GEI, como proyectos de energía renovable, eficiencia energética, reforestación, y captura y almacenamiento de carbono.

### **C. Métodos de Comercio en el mercado de carbono:**

**Comercio de Emisiones:** aquellas empresas que emiten más GEI de lo permitido deben comprar créditos adicionales para cubrir sus excedentes, en cambio las empresas que emiten menos de su límite pueden vender sus créditos sobrantes a las anteriores.

**Mecanismos Basados en Proyectos:** Créditos generados por proyectos que reducen las emisiones más allá de lo que se requeriría normalmente. Ejemplos incluyen proyectos de energía renovable y conservación forestal.

### **D. Regulación y Cumplimiento:**

**Cap and Trade (Límite y Comercio):** Un gobierno establece un límite máximo (cap) sobre el total de emisiones permitidas y distribuye o subasta permisos de emisión. Las empresas pueden comerciar estos permisos según sus necesidades.

**Impuestos sobre el Carbono:** En lugar de establecer un límite, algunos sistemas imponen un impuesto sobre las emisiones de carbono, incentivando a las empresas a reducir sus emisiones para evitar costos adicionales.

### **E. Beneficios del Mercado de Carbono:**

**Reducción de Emisiones:** Al poner un precio sobre las emisiones de GEI, se incentiva a las empresas a reducir sus emisiones de manera costo-efectiva.

**Innovación Tecnológica:** Promueve la inversión en tecnologías limpias y eficiencia energética, ayudando a avanzar en la transición hacia una economía de bajo carbono.

**Flexibilidad:** Ofrece a las empresas varias opciones para cumplir con sus objetivos de reducción de emisiones, ya sea mediante la reducción directa o la compra de créditos.

Finalmente se puede mencionar que los mercados de carbono son herramientas clave en la lucha contra el cambio climático, promoviendo la reducción de emisiones de GEI a través de mecanismos de mercado y fomentando la adopción de tecnologías limpias y sostenibles.

## **2.11 Normativas peruanas involucradas en la Repotenciación de Líneas Eléctricas.**

De acuerdo con lo mencionado en el punto anterior, el cable tipo ACCC no tendría muchos inconvenientes estructurales y eléctricos, debido a que supera en prestaciones a los conductores convencionales. A continuación, se mostrará la normativa vigente del sector transmisión.

### **a. Ley de Concesiones Eléctricas DL. 25844 y su reglamento.**

Todo el sector eléctrico está regido por esta ley marco, para el caso del sector de transmisión da los lineamientos referentes a las concesiones eléctricas temporales y definitivas y su respectiva imposición de servidumbre (Art. 23), además también indica en que los *concesionarios “A usar a título gratuito el suelo, subsuelo y aires de caminos públicos, calles, plazas y demás bienes de propiedad del Estado o municipal, así como para cruzar ríos, puentes, vías férreas, líneas eléctricas y de comunicaciones” y “A cortar los árboles o sus ramas que se encuentren próximos a los electroductos aéreos y que puedan ocasionar perjuicio a las instalaciones previo permiso de la autoridad competente”, ambos del artículo 109 de la ley. En al artículo 114 de la ley menciona “Las servidumbres de electroducto y de instalaciones de telecomunicaciones, se otorgarán desde la etapa del proyecto y comprenden el derecho del concesionario de tender líneas por medio de postes, torres o por ductos subterráneos en propiedades del Estado, municipales o de terceros, así como a ocupar los terrenos que sean necesarios para instalar subestaciones de transformación y obras civiles conexas”.*

### **b. Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011**

La siguiente regulación relevante del sector se halla en el Código Nacional de Electricidad – Suministro, en el cual se encuentra las distancias de seguridad entre puntos energizados para los

diferentes niveles de tensión eléctrica, así como los respectivos requerimientos de aislamientos, grados de construcción y cargas en estructuras.

Los puntos vinculados a trabajos de repotenciación son los siguientes:

- **Pto. 240, Sección 24 - Grados construcción**, donde se especifica los grados de construcción tomando como base la resistencia mecánica para la seguridad, mostrándose los requerimientos en la tabla 242-1 del código (Anexo A.2), donde se indica que para tensiones mayores a 8.7kV deben cumplir con el grado de construcción tipo B, C y N.

- **En el Pto. 261 H, Grados construcción B y C**, el código nacional nos las pautas necesarias de esfuerzos para los conductores eléctricos de suministro expuestos, *“Los esfuerzos de tensión del conductor de suministro y del alambre aéreo apantallado, no deberán ser mayores del 60 por ciento de su resistencia a la rotura nominal para la carga”*, así como los esfuerzos de tensión a 25°C, sin carga externa, no deberán exceder la resistencia a la rotura nominal (Tensión sin carga inicial 25% y Tensión sin carga final 20%).

- **En el Pto. 263 D**, nos indica las dimensiones mínimas que deberán tener los conductores eléctricos de acuerdo a la tabla 263-1 del código nacional (Anexo A.3).

c. **DGE – Bases para el diseño de líneas eléctricas y redes primarias para electrificación rural**. Dicha regulación está enfocada en las instalaciones eléctricas áreas del tipo rural que llegan a tensiones de 22.9kV. El punto más resaltante de este documento es el punto 4.2 (pág. 08), donde da las características normalizadas de los conductores eléctricos, mencionando que se deberán usar los tipos AAAC (aleación de aluminio) según las normas ASTM B398 o IEC 1089, dando la opción de poder usar cables recubiertos de aleación de aluminio o engrasados para zonas con alto grado de contaminación, previa justificación de los proyectistas.

**Tabla 15**

*Características mecánicas de los conductores de aleación de aluminio normalizadas (sin grasa)*

<b>Características</b>	<b>Valores</b>				
Sección (mm <sup>2</sup> )	25	35	50	70	95
Nro. De alambres	7	7	7	19	19
Diámetro exterior (mm)	6.3	7.5	9	10.5	12.5
Diámetro alambres (mm)	2.1	2.5	3	2.1	2.5
Masa total (kg/m)	0.067	0.094	0.135	0.181	0.25
Coef. De expansión térmica (1/°C)	2.3 x 10 <sup>-4</sup>				
Módulo de Elasticidad Final (N/mm <sup>2</sup> )	60760				
Esfuerzo en rotura (N/mm <sup>2</sup> )	295.8				

Nota: De Norma DGE - Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación

Rural (p. 7), por MINEM, 2016 (<https://bit.ly/3V7MywK>)

- **Otras normativas aplicadas**, en nuestra regulación eléctrica peruana no se cuenta con normativas detalladas de diseño para líneas eléctricas de alta tensión (como la anterior), quedando a la buena decisión de los consultores especializados, la aplicación de normas y estándares internacionales como son:

- REA (RURAL ELECTRIFICATION ASSOCIATION)
- U.S. BUREAU OF RECLAMATION - STANDARD DESIGN
- VDE 210 (VERBAND DEUTSCHER ELEKTROTECHNIKER)
- IEEE (INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS)
- CIGRE (CONFERENCE INTERNATIONAL DES GRANDS RÉSEAUX ÉLECTRIQUES)

- NORMA BRASILEÑA DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN
- ANSI (AMERICAN NATIONAL STANDARD INSTITUTE)
- IEC (INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION)
- El análisis de dichas normas queda fuera del alcance de este trabajo de

investigación.

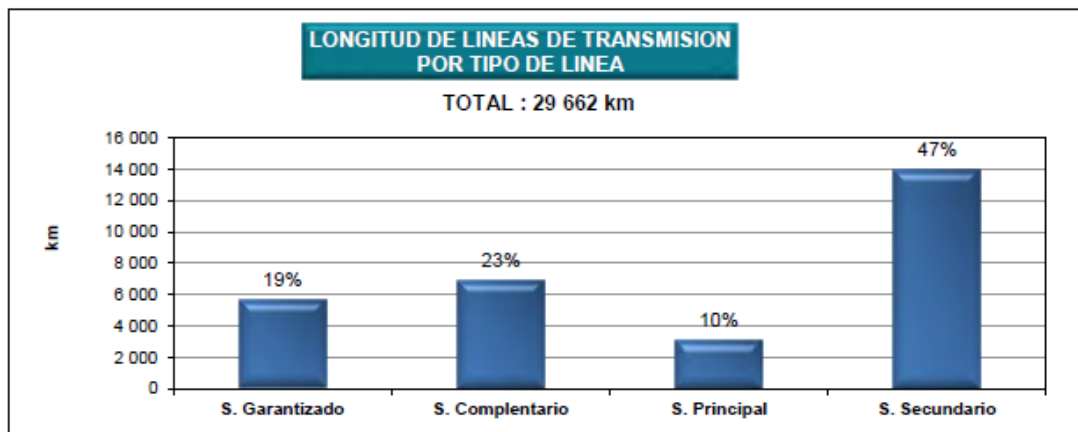
## **CAPÍTULO 03. ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA EXISTENTE.**

### **3.1 Descripción breve del sistema de transmisión existente.**

Como visión general, actualmente el sector eléctrico peruano está compuesto por Generadores, los cuales se rigen con las reglas de mercado libre, Líneas de Transmisión de alta y muy alta tensión, regidos por un sistema de monopolio natural y las Distribuidoras que son las que reciben la electricidad a través de las líneas de transmisión, que también están regidas con la figura de monopolio natural, adicionalmente también se tiene a los Clientes Libres, quienes son empresas medianas o grandes que reciben energía eléctrica a través de las líneas de transmisión y no requieren de las líneas de distribución, y que tienen la opción de celebrar contratos bilaterales con las generadoras o distribuidoras eléctricas. De acuerdo con MINEM (2023), el sistema de transmisión está compuesto por líneas eléctricas con tensiones nominales superiores a 30 kV destinadas al transporte de energía eléctrica. La transmisión de energía eléctrica en el Perú se efectúa mediante el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) y los Sistemas Aislados (SS. AA.), ambos sistemas reúnen un total de 29.662 km de líneas de transmisión.

**Figura 25**

*Longitud total de líneas de transmisión a nivel nacional por tipo de sistema.*



*Nota:* De *Anuario Estadístico de Electricidad* (p. 154), por MINEM, 2023 (<https://bit.ly/3UUDN8d>)

**Tabla 16**

*Longitud total de líneas de transmisión a nivel nacional por tipo tensión y tipo de línea (km)*

Tipo de Línea	Sistema Garantizado	Sistema Complementario	Sistema Principal	Sistema Secundario	Total
500	2740	143			2883
220	2662	2243	2703	3916	11524
138	249	936	403	3414	5003
60 - 75		2374		5126	7500
30 - 50		1220		1533	2753
<b>Total</b>	<b>5651</b>	<b>6916</b>	<b>3106</b>	<b>13989</b>	<b>29663</b>

*Nota:* De *Anuario Estadístico de Electricidad* (p. 156), por MINEM, 2023 (<https://bit.ly/3UUDN8d>)

**Tabla 17***Líneas representativas del sistema eléctrico nacional*

Zona	Línea		Titular	Código	Tensión Nominal (kV)	Número de ternas	Longitud (km)
	SE Salida	SE Llegada					
Norte	Talara	Piura Oeste	CTM	L-2250	220	1	104
	Trujillo Nueva	La Niña	CTM	L-5010	500	1	327
	Trujillo Norte	Guadalupe	REP	L-2234	220	1	103
	Caclic	Belaunde Terry	CCNCM	L-2194	220	1	110
	Cajamarca Norte	Caclic	CCNCM	L-2192	220	1	159
	La Ramada	Cajamarca norte	ATN	L-2275	220	1	116
	La Ramada	Cajamarca norte	ATN	L-2273	220	1	116
	Kiman Ayllu	La Ramada	ATN	L-2272	220	1	104
	Kiman Ayllu	La Ramada	ATN	L-2274	220	1	104
	Chimbote Nueva	Trujillo nueva	CTM	L-5008	220	1	145
Centro	Conococha	Kiman Ayllu	ATN	L-2269	220	1	173
	Conococha	Kiman Ayllu	ATN	L-2270	220	1	173
	Chimbote1	Paramonga Nueva	REP	L-2215/2216	220	2	220
	Paragsha	Vizcarra	ISA Perú	L-2254	220	1	121
	Paragsha II	Conococha	ATN	L-2264	220	1	138
	Carabayllo	Chimbote nueva	CTM	L-5006	500	1	377
	Pomacocha	Carhuamayo Nva	CTM	L-2294	220	1	106
	Chilca CTM	Poroma	ABY	L-5032	500	1	358
	Colcabamba	Poroma	CTM	L-5031	500	1	360
Sur	Campo Armiño	Cotaruse	CTM	L-2051	220	1	296
	Campo Armiño	Cotaruse	CTM	L-2052	220	1	296
	Abancay Nueva	Cotaruse	CTM	L-2060	220	1	135
	Cotaruse	Suriray	CTM	L-2059	220	1	188
	Cotaruse	Socabaya	CTM	L-2053/2054	220	2	315
	Poroma	Ocoña	ABY	L-5034	500	1	277
	Poroma	Yarabamba	CTM	L-5033	500	1	454
	Ocoña	San José	ABY	L-5036	500	1	137
	Socabaya	Tintaya Nueva	TESUR	L-2022	220	1	201
	Socabaya	Tintaya Nueva	TESUR	L-2023	220	1	201
	San José	Montalvo	ABY	L-5037	500	1	117
	Socabaya	Moquegua	REDESUR	L-2025	220	1	107
	Socabaya	Moquegua	REDESUR	L-2026	220	1	107
	Moquegua	Puno	REDESUR	L-2030	220	1	197

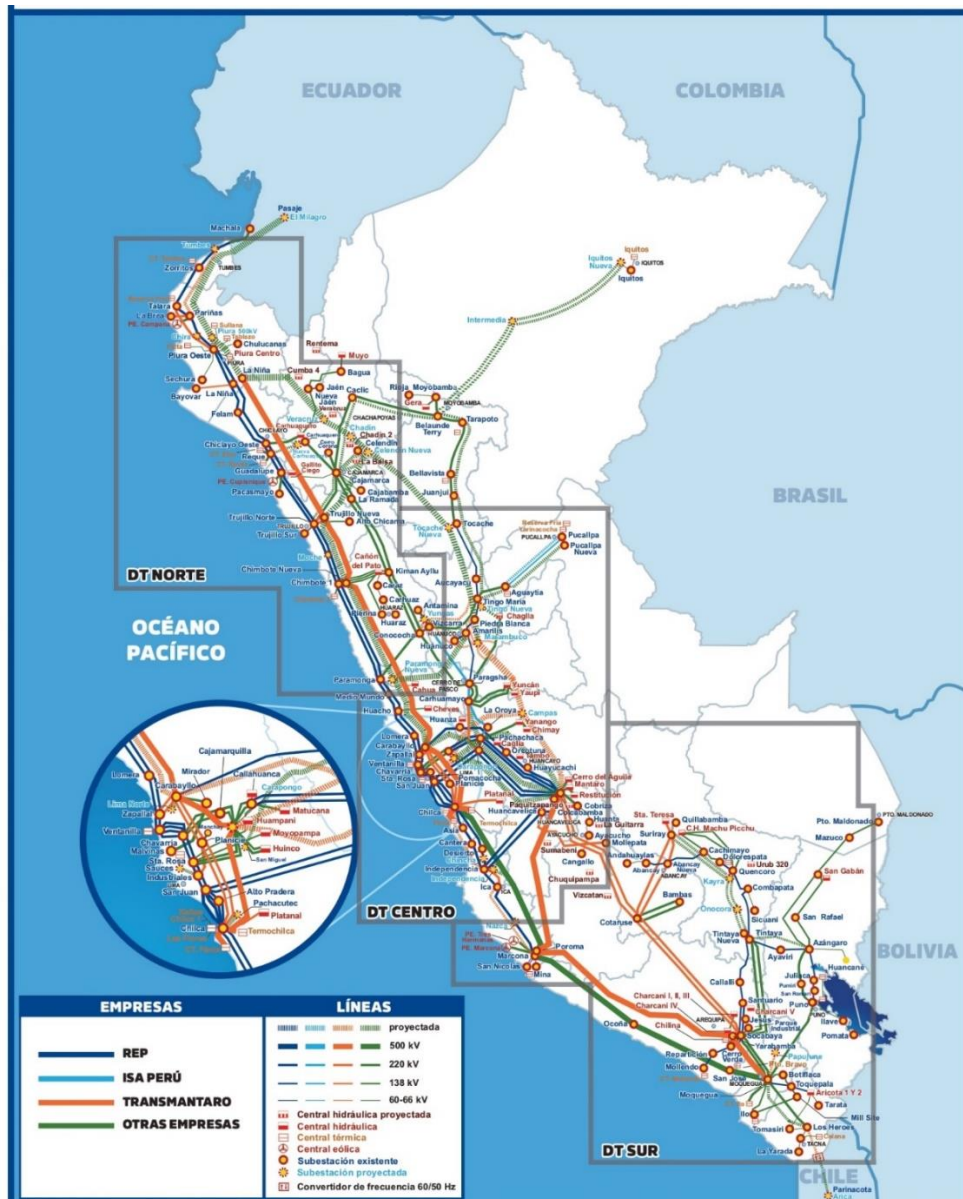
**Total (km)**

**6567**

Nota: De Anuario Estadístico de Electricidad (p. 157), por MINEM, 2023  
(<https://bit.ly/3UUDN8d>)

**Figura 26**

Mapa de líneas eléctricas 2021-2028



Nota: De Referentes en transmisión de energía eléctrica, por Red de Energía del Perú S.A., 2021  
(<https://bit.ly/4bQNATH>)

Basado en MINEM (2023), en las figuras y tablas anteriores se muestran el resumen descriptivo del sistema de líneas de transmisión eléctrica peruano, dividiéndose en diferentes niveles de tensión, 30-50kV, 60-75kV, 138kV, 220kV y 500kV. Además, también se muestra las líneas eléctricas más representativas del sistema troncal contando una longitud de 6 567 km.

Según OSINERGMIN (2021) el país se divide en 14 áreas de demanda, debido a que, a diferencia de los sistemas de distribución, la transmisión no cuenta con concesiones por áreas geográficas, por lo que es posible que en una misma zona, la demanda pueda ser atendida por líneas eléctricas que pertenecen a diferentes empresas. En el Anexo 01 se muestra el detalle de cada área mencionada.

### **3.2 Análisis de la problemática actual del sistema de transmisión eléctrica**

Actualmente se cuenta con el Plan de Transmisión 2023-2032 elaborado por el COES (2023), en cumplimiento del Reglamento de Transmisión (RT), que comprenden los análisis energéticos y eléctricos para los periodos de corto y largo plazo con la finalidad de detectar las restricciones en el sistema de transmisión bajo distintas hipótesis de demanda, generación e hidrología. Dicho plan involucra tanto al sistema troncal como a las interconexiones entre áreas de demanda (ITC). De acuerdo con el diagnóstico del documento se puede mencionar lo siguiente:

- En el sistema troncal, para el corto plazo (2023-2026), no se presentarán racionamientos ni congestionamientos importantes y la demanda será abastecida por centrales hidroeléctricas en un 55%, por centrales térmicas por un 44% y el resto por las centrales ERNC. En cambio, en el Largo Plazo, en el 2028 se presentarán congestiones en algunos escenarios de demanda y generación, sobre todo en las Línea de Transmisión (LT) 138kV Amarillis Tingo María, LT 220kV Mantaro-Huayucachi, LT 220kV Mantaro Pachachaca, entre otras varias de similar tensión.

- Con respecto al sistema ITC de las áreas de demanda, existirán diversos problemas eléctricos y energéticos en todas las áreas de demanda, **siendo más las significativas las correspondientes a las Nros. 05, 08 y 09** (ver Figura 30, donde se tendrá déficit de capacidad en las líneas de transmisión de esas zonas, lo cual provocaría que no se pueda abastecer la demanda eléctrica proyectada.

Como información adicional, el problema de la congestión presenta otros problemas como lo menciona Luyo (2008), cuando en un sistema de transmisión eléctrica aparece el problema de Congestión el mercado eléctrico se divide en zonas cuyos mercados dejan de ser competitivos donde el generador dominante podría ejercer un poder de mercado local. Por el principio de libre acceso a las líneas eléctricas, se requiere que tanto los generadores y clientes tengan acceso a una infraestructura eléctrica confiable y segura, con la capacidad de balancear de manera simultánea la oferta y la demanda en todas las barras existentes. En el Perú, el coordinador del sistema eléctrico COES, ha reportado desde el 2005 problemas de congestión periódicos en líneas eléctricas de transmisión críticas para las diferentes zonas del país, para citar un ejemplo, en el 2007, en la línea de transmisión eléctrica Lima-Chimbote 220kV se presentó problemas de congestión, que tuvo como consecuencia el fuerte incremento de los costos marginales en la zona norte, la respuesta que se tuvo en el aquel entonces fue que el gobierno emitió un Decreto de Urgencia Nro. 0446-2007, donde estableció que por la existencia de congestión, el COES debía despachar unidades fuera del orden de mérito de costos variables, tomando en cuenta los criterios de optimización en la operación del SEIN, los costos variables de las unidades no fueron consideradas para la determinación de los costos marginales del SEIN. Obviamente en este caso no se tuvo una capacidad adecuada de planificación.

**Para dar un ejemplo**, de acuerdo con el COES (2023), en su Plan de Transmisión se tiene la siguiente planificación de las ITC en el área de demanda 09, la cual corresponde al Sistema Eléctrico Arequipa, el diagnóstico técnico es el siguiente: *“El sistema eléctrico de Arequipa no cumple con el criterio de redundancia de transmisión (N-1). También se presenta déficit de capacidad de transformación 220/138 kV”*.

Considerando las siguientes propuestas:

- Nueva SE Palca que secciona las dos líneas 220 kV Cotaruse - Socabaya, salida a SE La Pascana.

- Nueva LT 220 kV Palca - La Pascana.

- Nueva SE La Pascana 220/138 kV de 120 MVA.

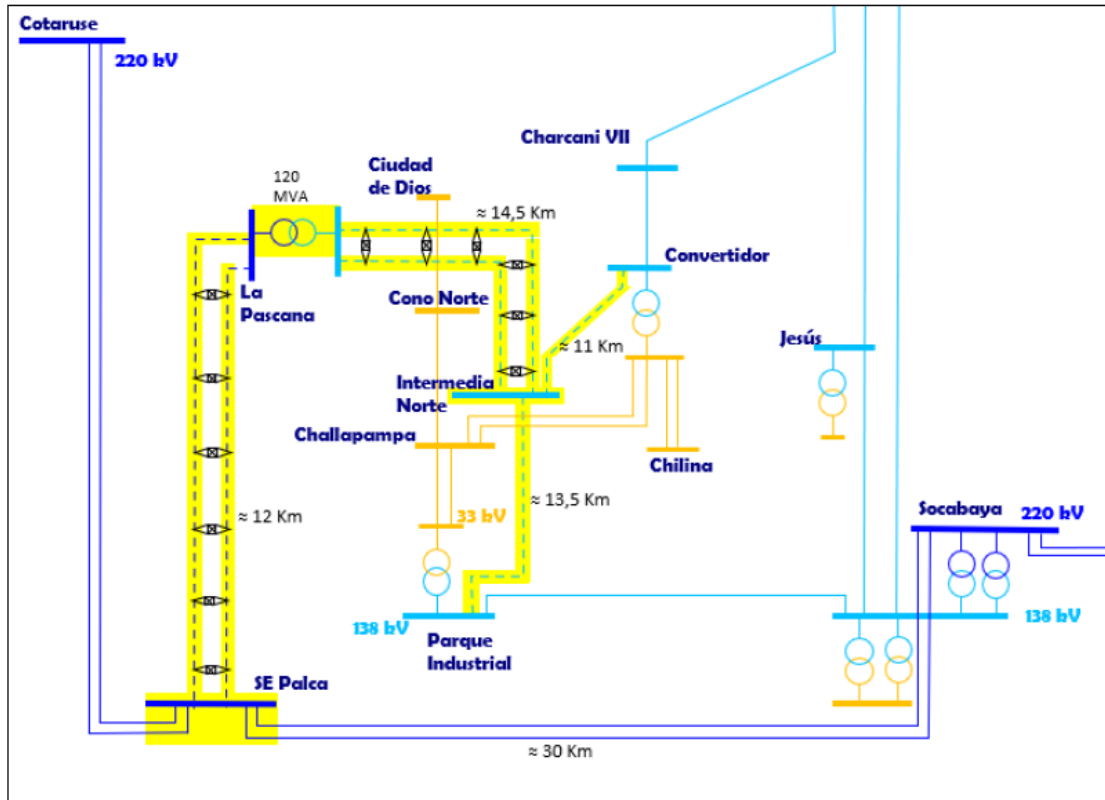
- Nueva SE Intermedia Norte 138 kV.

- Nueva LT 138 kV La Pascana - Intermedia Norte, LT 138 kV Intermedia Norte - Convertidor y LT 138 kV Intermedia Norte - Parque Industrial.

Con un presupuesto de 54 millones de USD, y con el beneficio de mejorar la confiabilidad de la transmisión 138kV en la zona de Arequipa

**Figura 27**

*Diagrama unifilar del proyecto en el sistema eléctrico Arequipa*



*Nota: De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023 (<https://bit.ly/4dPXgzd>)*

Otro ejemplo de la misma área de demanda sería la del Sistema Eléctrico Repartición Majes Mollendo, la cual no cumpliría con el criterio de redundancia de transmisión (N-1). También se presenta déficit de capacidad de transmisión de suministro en el eje Socabaya, Repartición, Mollendo, Camaná. Para este sistema de transmisión se tiene las siguientes propuestas:

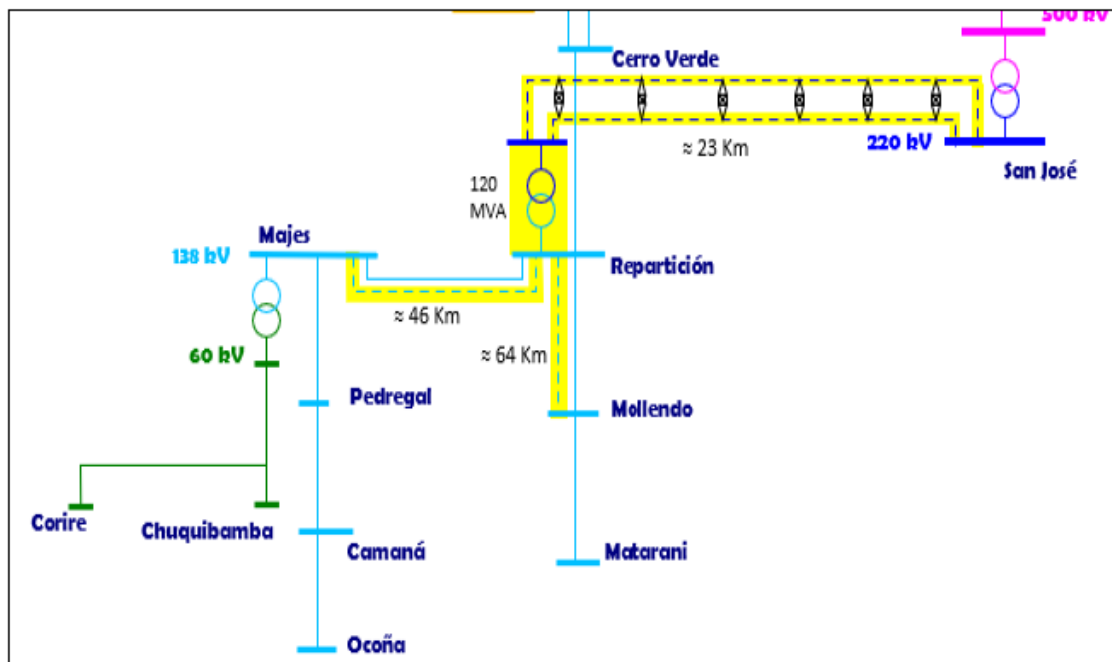
- Nueva SE “Hub” San José de 220 kV (Primera Etapa).
- Nueva LT 220 kV “Hub” San José - Repartición.
- Nueva SE Repartición con transformación 220/138 kV de 120 MVA.

- Nueva LT 138 kV Repartición - Majes (segundo circuito) y LT 138 kV Repartición - Mollendo (segundo circuito).

Estas propuestas tendrían un presupuesto de 110 millones de USD con el beneficio de mejorar la confiabilidad de la transmisión 138kV en la zona de Repartición, Majes y Mollendo.

**Figura 28**

*Diagrama unifilar del proyecto en el sistema eléctrico Repartición – Majes - Mollendo*



*Nota: De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023 (<https://bit.ly/4dPXgzd>)*

Y de similar manera, en las diferentes áreas de demanda se tienen propuestas vinculantes de mejoramiento, construyendo nuevas líneas, mejorando subestaciones, entre otras medidas particulares para cada caso.

Finalmente, lo que se puede observar es que se tendrá carencia de flexibilidad en la infraestructura eléctrica de transmisión, lo cual puede resultar como una oportunidad para proponer el uso de nuevos materiales en la construcción o reforzamiento de las líneas de transmisión,

materiales que pueden tener mejores prestaciones referentes a capacidad de corriente, peso unitario, entre otros, **que permitirían mejorar la flexibilidad y seguridad energética del sistema eléctrico.**

## **CAPÍTULO 04. PROPUESTA TÉCNICA Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA PROPUESTA**

### **4.1 Propuesta Técnica**

Actualmente en el Perú, se tienen varios proyectos de centrales eléctricas basadas en energías renovables, tal como se menciona en Perú Energía (2022), el MIMEN indicó que entre los años 2022 y 2028 tienen una cartera de al menos 31 proyectos del tipo hidro, solar y eólico que sumarían casi 3 163MW de potencia, siendo el más resaltante la ampliación de la central hidro de San Gabán en Puno, luego la central solar de Pichu Pichu y la central de Charcani 7, ambas en Arequipa. También lo menciona la empresa ENEL Generación en el portal (Estrategia Energética, 2023), que tienen planificado invertir 259 millones de USD, teniendo sus recientes proyectos en Moquegua y Marcona, y por su parte la empresa ENGIE, que ya tiene la central eólica Punta Lomitas, ha mencionado que tiene proyectado invertir en 1200MW en centrales renovables, de acuerdo con el portal (Lozano-Girón, 2023).

Como se puede observar, las inversiones en centrales renovables no convencionales se vienen con gran impulso, y la mayoría de ellas se localizarán en el Sur de nuestro País (Ica, Arequipa, Moquegua y Puno), por lo que es necesario realizar mejoramientos en el sistema interconectado nacional sur para poder incrementar la flexibilidad del sistema eléctrico interconectado. De acuerdo a lo mencionado en el Capítulo 03, existe gran riesgo de baja capacidad de transmisión en el sur (Zona 7, 8 y 9) y un punto estratégico del sistema eléctrico sureño es la Subestación Eléctrica “Repartición”, ubicada en el distrito la Joya en Arequipa. Como se mostró en la Figura 28, el COES ha identificado esta carencia y ha colocado el mejoramiento de la interconexión en su Plan de Transmisión, por lo que este trabajo de investigación tomará este

“componente” como ejemplo para realizar las evaluaciones respectivas. A continuación, se describirá la justificación técnica para sustentar la elección de dicho proyecto.

#### **4.1.1 Justificación del Proyecto a evaluar.**

A continuación, describiremos los criterios utilizados en el Plan de Transmisión 2023-2032, este documento es un estudio elaborado por el COES de acuerdo con la función facultada por la Ley 28832 (2006), “Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica”, además el Plan mencionado es elaborado en cumplimiento de las reglas del DS. 027-2007-EM que aprueba el Reglamento de Transmisión. El estudio de actualización del PT tiene una periodicidad bienal y tiene como fin identificar los requerimientos de equipos e infraestructura relacionados a la transmisión en el SEIN, que servirán para dar abasto a la demanda y oferta futuras, para un horizonte de 10 años. Adicionalmente de acuerdo con el DS 018-2016-EM, el Plan de Transmisión debe incorporar los resultados de los **Planes de Inversión de Transmisión**, los cuales tienen que ser aprobados por el OSINERGMIN, uniendo de manera óptima la parte técnica con la económica. Como punto complementario, el Plan de Transmisión (PT) tiene dos entregables finales, el “*Plan Vinculante*”, que está conformado por proyectos que deberán estar implementados entre los años 2023 y 2024 y el “*Plan de Transmisión de Largo Plazo*” que está formado por aquellos no vinculantes, que se serán revisados en las siguientes actualizaciones del PT. Los proyectos de ambos entregables se muestran en el Anexo 02.

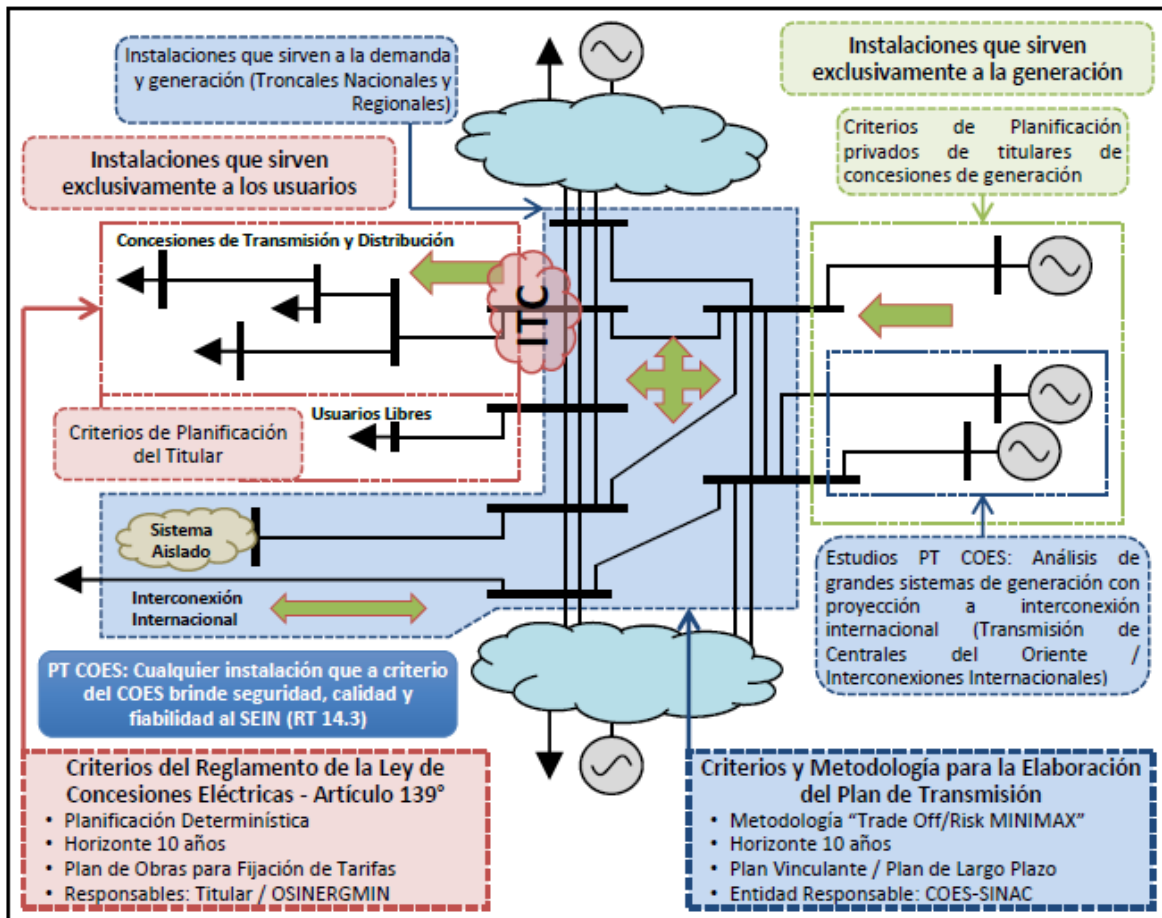
Los alcances del “PT” son el **Sistema Troncal de Transmisión** y el **Sistema de Instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC)**. Donde el Sistema Troncal de Transmisión, son todas aquellas instalaciones del SEIN hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven a los Usuarios y hasta el límite donde se inician las instalaciones que sirven de forma

exclusiva a la generación y aquellas instalaciones en Alta o Muy Alta Tensión que conectan el SEIN con otros países o con sistemas aislados.

Por otra parte, las instalaciones de Transmisión de Conexión (ITC) son aquellas instalaciones de transmisión que conectan las Áreas de Demanda con el SEIN, y que no están comprendidas en los Planes de Inversión.

**Figura 29**

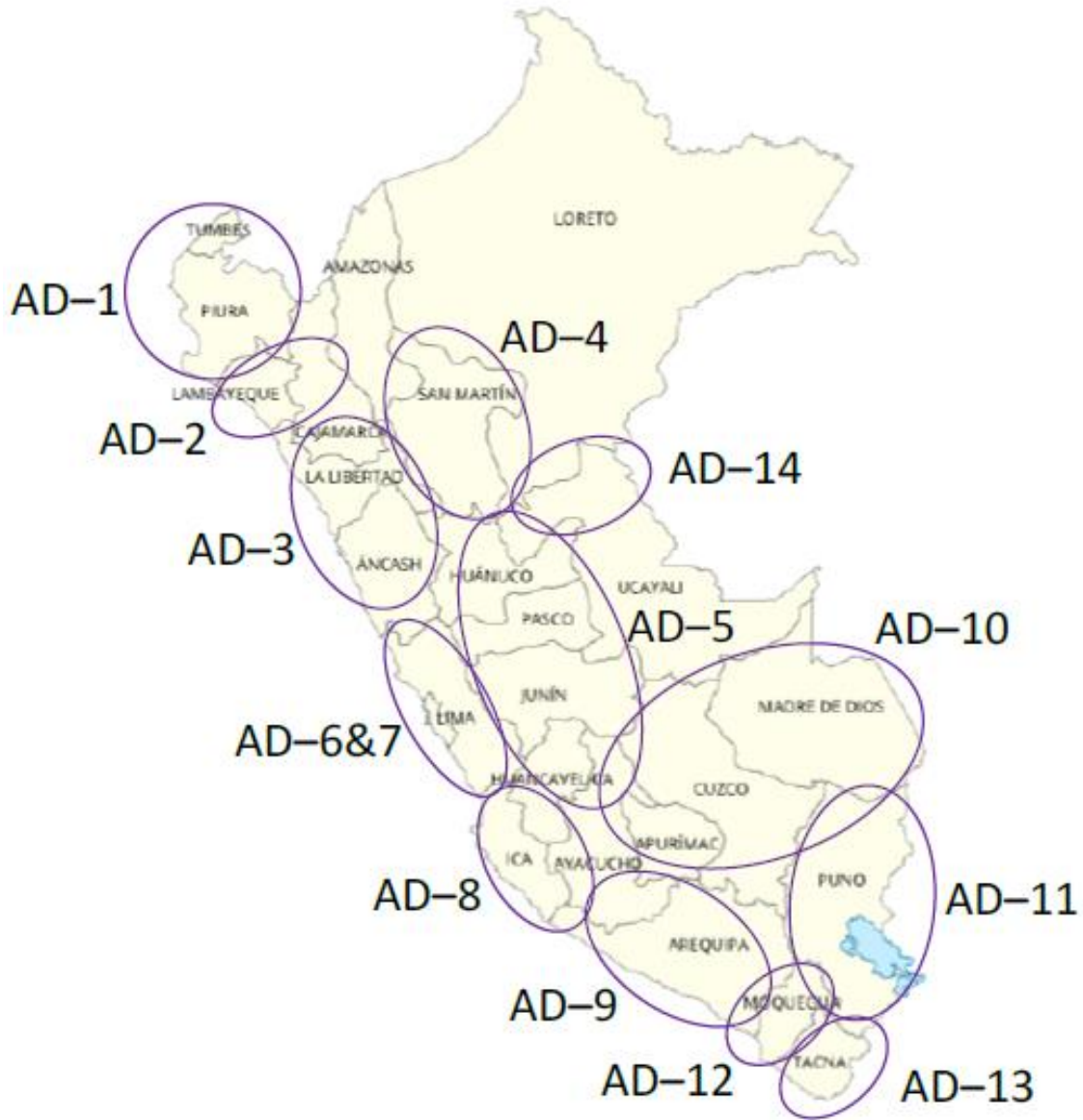
*Alcances del Plan de Transmisión 2023-2032.*



*Nota: De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023 (https://bit.ly/4dPXgzd)*

**Figura 30**

*Áreas de Demanda (AD) aplicables al Plan de Transmisión 2023-2032. Planificación ITC.*



*Nota:* De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023 (<https://bit.ly/4dPXgzd>)

Como se observa en la Figura 30, el Perú se encuentra dividida en 14 áreas de demanda eléctrica, definiendo a la Región Arequipa como la AD-9.

Para realizar la planificación del Sistema Troncal de Transmisión, el COES se basa en incertidumbres modelado con múltiples escenarios a través de la metodología “*Trade-Off/Risk*”, que toma como medida a las congestiones de líneas de transmisión. Este proceso de planificación se lleva a cabo para el año horizonte (año 2032), y un año intermedio (año 2028). En el año horizonte se tienen las siguientes etapas principales: Planteamiento de Futuros, Diagnóstico, Propuesta de Planes, Evaluación de los Planes y Verificación del Plan. Las primeras etapas se realizan mediante análisis energético, la etapa de Verificación del Plan consiste en simular la operación del sistema considerando el plan elegido utilizando un modelo de simulación de la operación del sistema (modelo eléctrico), para verificar los criterios técnicos de desempeño indicados en la Norma. En el año horizonte se definen las obras de transmisión desde un enfoque estratégico, definiendo las características principales del sistema de transmisión, los niveles de tensión y las capacidades de este. A este plan se le denomina “Plan de Transmisión 2032” o Plan de Largo Plazo. En el año intermedio se determina que parte del plan de largo plazo se llevará a cabo como “Plan Vinculante”, es decir los proyectos del plan cuyas actividades para su ejecución se iniciarán durante la vigencia del plan.

**Para las conexiones ITC**, La planificación se lleva a cabo bajo un enfoque determinístico donde se realiza el diagnóstico de la red de transmisión de las Áreas de Demanda, a fin de detectar sobrecargas y tensiones que transgreden los límites permisibles en condiciones normales de operación y de contingencia N-1 en líneas de transmisión, luego se plantean propuestas de expansión del sistema, considerando alternativas con diferentes niveles de tensión, configuraciones topológicas y ubicaciones geográficas, luego se realiza evaluación económica de las alternativas planteadas y se seleccionará una de ellas aplicando el criterio de mínimo costo.

#### **4.1.2 Problemática en las áreas de demanda.**

Según el PT 2023-2032, la problemática identificada que se tiene en las áreas de demanda, con respecto a la planificación de las ITC, son las siguientes:

- La subtransmisión de las Área de Demanda 5 y 8 presentan falta de capacidad para atender el crecimiento de la demanda.
- **La subtransmisión de las Área de Demanda 3, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11 y 14 no cumplen con el Criterio de Redundancia N-1 aplicable a ITC.**
- La subtransmisión de las Área de Demanda 1, 2 y 4 no presentan problemas debido a que fueron atendidos en el PT 2021-2030.
- La subtransmisión del Área de Demanda 12 (Moquegua) no presenta problemas en el periodo Vinculante debido a que es robusta al nivel de ITC por las grandes instalaciones de transmisión existentes cercanas (Como la SE Moquegua 220/138 kV, SE Montalvo 220 kV, SE Ilo3 220/138 kV).
- La subtransmisión del Área de Demanda 13 (Tacna) no presenta problemas en el periodo Vinculante debido a que en los años recientes se cuenta con nueva infraestructura a 220 kV desarrollada en el ámbito del PIT tales como la segunda terna 220 kV Montalvo/Moquegua – Los Héroes y el segundo transformador en la subestación Los Héroes.

De los puntos anteriores, la Planificación de las ITC en el área de demanda 9, se encuentra el sistema eléctrico Repartición-Majes-Mollendo, el cual no cumpliría con el criterio de **Redundancia de Transmisión (N-1)** y además que presentaría déficit de capacidad en el eje Socabaya, Repartición, Mollendo y Camaná. Dentro de las propuestas vinculantes se tiene las siguientes instalaciones:

- Nueva SE “Hub” San José de 220 kV (Primera Etapa).
- **Nueva LT 220 kV “Hub” San José - Repartición.**

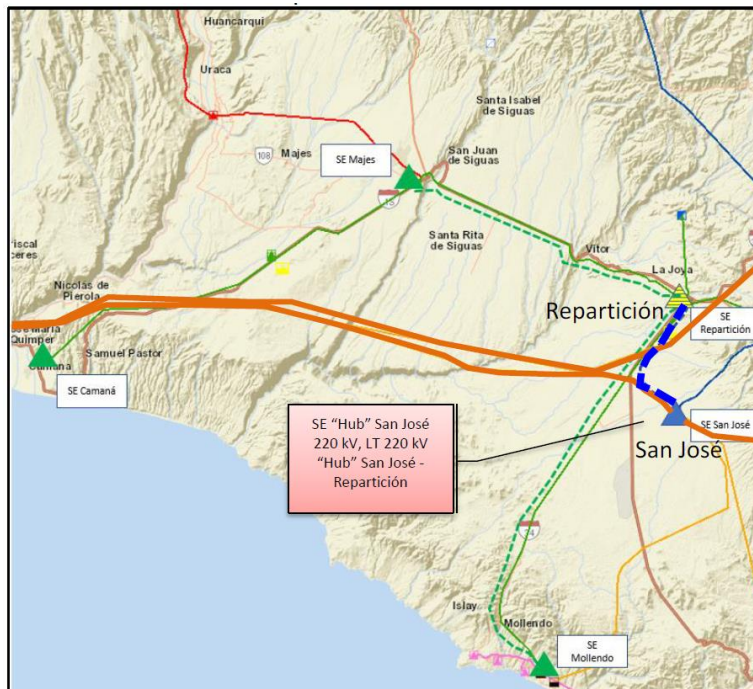
- Nueva SE Repartición con transformación 220/138 kV de 120 MVA.
- **Nueva LT 138 kV Repartición - Majes (segundo circuito) y LT 138 kV Repartición - Mollendo (segundo circuito).**

**Repartición - Mollendo (segundo circuito).**

Además, según el análisis del COES, en el periodo de largo plazo se requerirá una nueva subestación eléctrica con tensiones de 500/220kV, cuya primera etapa se realizaría como proyecto vinculante, para usar como salida la nueva línea LT 220kV “Hub” San José – Repartición. Dicha subestación recibirá la generación de todas las centrales eléctricas proyectadas del tipo renovables (RER) de la zona San José. El beneficio que se busca con esta instalación es mejorar la confiabilidad de la transmisión en 138kV en la zona de Repartición, Majes y Mollendo (condición N-1) y ampliar la capacidad para las energías renovables.

**Figura 31**

*Esquema de la ubicación del proyecto a evaluar.*



*Nota: De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023 (https://bit.ly/4dPXgzd)*

El presupuesto de estimado por el COES para el mejoramiento mencionado es el siguiente:

**Tabla 18**

*Presupuesto de las propuestas vinculantes.*

<b>Presupuesto de Subestaciones (USD)</b>						
<b>Rubro</b>	<b>SE Hub San José</b>	<b>SE Repartición</b>	<b>SE Majes</b>	<b>SE Mollendo</b>	<b>SE San José</b>	<b>Total</b>
Suministros	2,774,272	5,993,505	553,092	515,502	1,837,679	11,674,050
Obras						
Civiles	3,340,082	1,881,782	282,799	120,043	537,030	6,161,736
Montaje	255,109	349,804	68,839	52,702	166,199	892,653
Costos						
Prediales	9,078,000	3,177,300	115,700	201,140		12,572,140
Sub total	15,447,463	11,402,391	1,020,430	889,387	2,540,908	31,300,579
		Ingeniería y Diseños				680,922
		CG y Utilidades				1,410,878
		Costos indirectos				9,793,985
		<b>Total sin IGV</b>				<b>43,186,364</b>
<b>Presupuesto de Líneas de Transmisión (USD)</b>						
<b>Rubro</b>	<b>LT San José- Repartición 220kV</b>	<b>LT Repartición- Majes 138kV</b>	<b>LT Repartición- Mollendo 138kV</b>	<b>LT San José- Hub 220kV</b>	<b>Sistema de comunicación y control</b>	<b>Total</b>
Suministros	1,948,226	2,984,791	4,515,192	498,033	675,648	10,621,890
Obras						
Civiles	455,194	994,126	1,435,412	203,943		3,088,675
Montaje	1,325,595	1,969,355	2,969,030	343,447		6,607,427
Costos						
Prediales	4,126,396	9,293,380	14,041,085	934,998		28,395,859
Sub total	7,855,411	15,241,652	22,960,719	1,980,421	675,648	48,713,851
		Ingeniería y Diseños				627,239
		CG y Utilidades				1,939,220
		Costos indirectos				15,040,515
		<b>Total sin IGV</b>				<b>66,320,825</b>
		<b>Total General</b>				<b>109,507,189</b>

*Nota:* De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023

(<https://bit.ly/4dPXgzd>)

Además, el tiempo estimado de ejecución, sería de 61 meses, donde se incluye 1 año para aprobar y licitar la concesión. El año requerido del proyecto sería para el 2027.

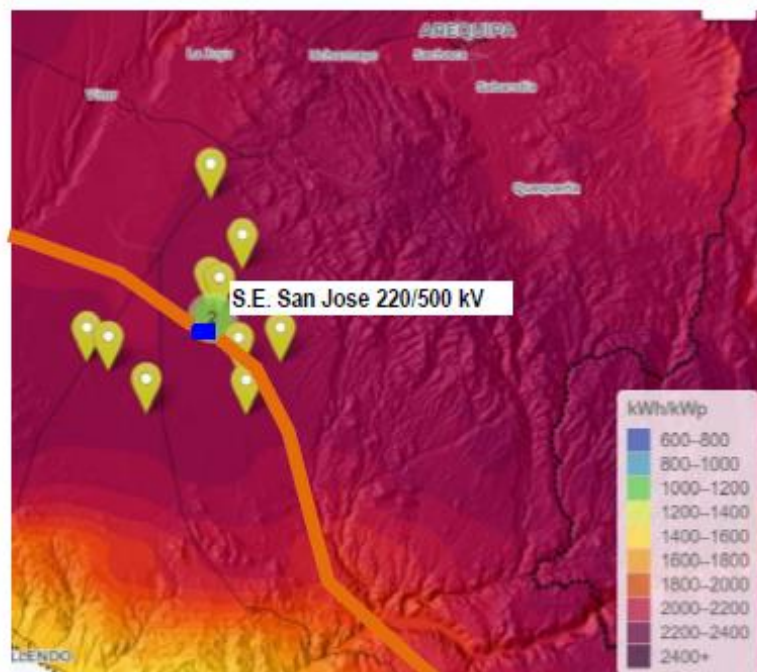
Según conclusión del ministerio de energía y minas el PT 2023-2032, a largo plazo, está fuertemente determinado por el desarrollo de los proyectos de generación ERNC en las zonas norte y sur del Perú.

#### 4.1.3 Oferta de generación con Energías Renovables No Convencionales.

De acuerdo con los datos usados en la elaboración del PT 2023-2032, en la Zona Sur, el proyecto Nueva Subestación Hub San José tiene como estimación conectar hasta 1600 MW de generación solar, además de conectar otras fuentes hidroeléctricas comprometidas y otras térmicas de gas natural existentes.

#### Figura 32

*Proyectos RER Solares cercanos a San José.*



*Nota:* De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023 (<https://bit.ly/4dPXgzd>)

Los proyectos de generación solar que se tendrán en la zona se muestran en la Tabla 19.

**Tabla 19**

*Proyectos Solares en el área de demanda 09.*

<b>Nro. De proyecto</b>	<b>Proyecto</b>	<b>Tipo</b>	<b>Potencia (MW)</b>
64	CS San José 1	Solar	100
65	CS San José 2	Solar	100
66	CS San José 3	Solar	100
67	CS San José 4	Solar	300
68	CS San José 5	Solar	50
69	CS San José 6	Solar	350
70	CS San José 7	Solar	200
71	CS San José 8	Solar	200
72	CS San José 9	Solar	200

*Nota: De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023*

(<https://bit.ly/4dPXgzd>)

#### **4.1.4 Demanda de energía eléctrica.**

Como visión general, las cargas eléctricas proyectadas en el PT contemplan tanto la demanda vegetativa y el ingreso de proyectos minero-industriales, evaluando 5 escenarios:

- Escenario base.
- Escenario Muy Optimista.
- Escenario Optimista.
- Escenario Pesimista.
- Escenario Muy Pesimista.

Para el caso de esta propuesta, solo mencionaremos los datos de los escenarios base, optimista y pesimista.

En el Escenario Base, la demanda eléctrica del sistema interconectado crecería de 55 151 (GWh) a 77 092 (GWh) para el lapso 2021 - 2032, con una tasa promedio anual de 3,1%, la demanda vegetativa presentaría como crecimiento un 2,9% y para el resto de las Cargas (Especiales, Incorporadas y Nuevos Proyectos) un 3,6%.

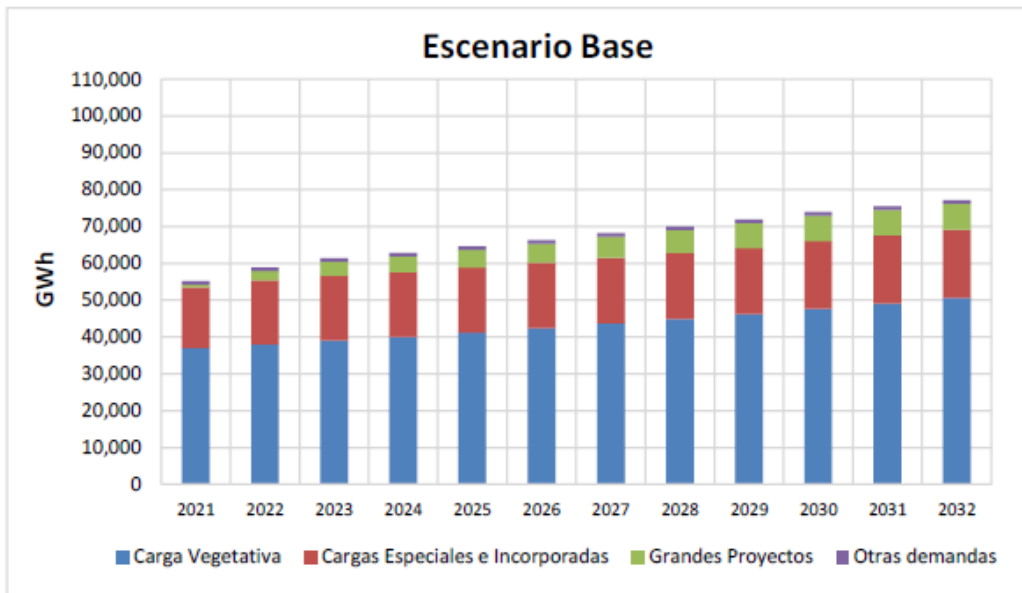
**Figura 33**

*Escenario Base de la Demanda Eléctrica.*

**D.1.5.1 Escenario Base**

Energía (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Carga Vegetativa	37,009	37,996	39,065	40,016	41,241	42,458	43,701	44,967	46,303	47,704	49,151	50,641
Cargas Especiales e Incorporadas	16,516	17,490	17,584	17,608	17,725	17,797	17,827	17,833	17,815	18,430	18,478	18,567
Grandes Proyectos	682	2,501	3,748	4,273	4,699	5,040	5,751	6,222	6,822	6,877	6,918	6,936
Otras demandas	943	928	948	948	948	948	948	948	948	948	948	948
<b>Total</b>	<b>55,151</b>	<b>58,916</b>	<b>61,345</b>	<b>62,845</b>	<b>64,613</b>	<b>66,242</b>	<b>68,226</b>	<b>69,970</b>	<b>71,888</b>	<b>73,959</b>	<b>75,495</b>	<b>77,092</b>

*Tabla D.8 Proyección escenario Base<sup>7</sup>*



*Nota: De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023 (<https://bit.ly/4dPXgzd>)*

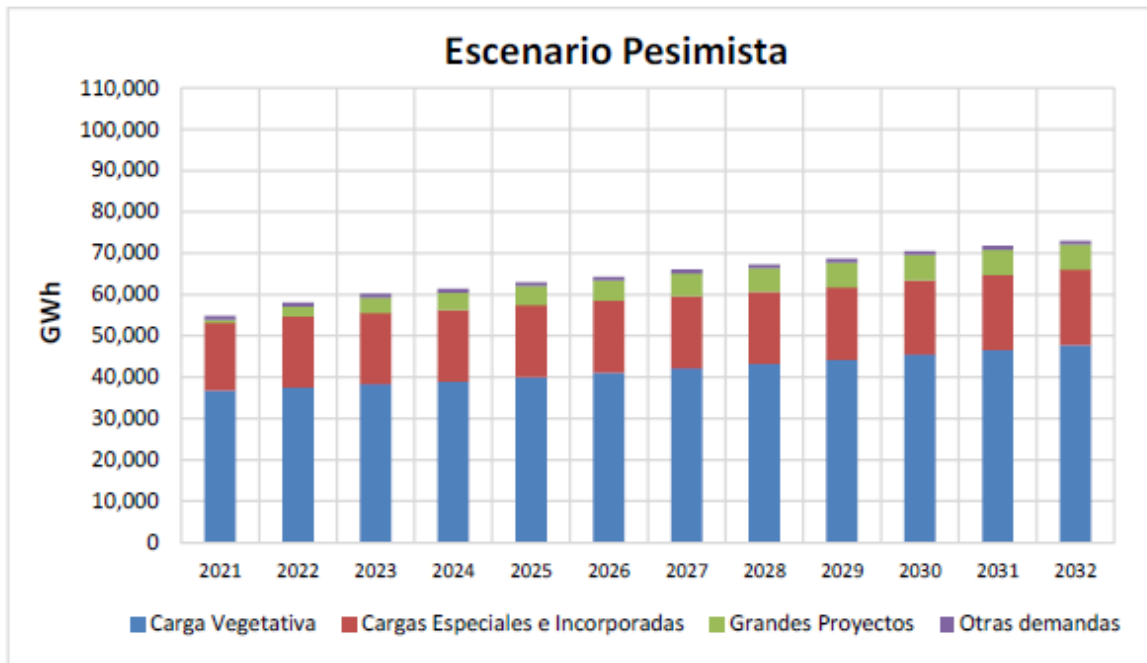
## Figura 34

*Escenario Pesimista de la Demanda Eléctrica.*

### D.1.5.2 Escenario Pesimista

Energía (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Carga Vegetativa	36,780	37,505	38,289	38,981	40,046	41,087	42,143	43,206	44,312	45,470	46,650	47,853
Cargas Especiales e Incorporadas	16,402	17,140	17,258	17,285	17,395	17,453	17,490	17,485	17,462	18,065	18,106	18,186
Grandes Proyectos	680	2,469	3,710	4,191	4,627	4,835	5,460	5,652	5,999	6,050	6,071	6,074
Otras demandas	943	937	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946
<b>Total</b>	<b>54,805</b>	<b>58,051</b>	<b>60,202</b>	<b>61,403</b>	<b>63,014</b>	<b>64,320</b>	<b>66,039</b>	<b>67,289</b>	<b>68,719</b>	<b>70,531</b>	<b>71,772</b>	<b>73,059</b>

*Tabla D.9 Proyección escenario Pesimista*



*Nota: De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023*  
<https://bit.ly/4dPXgzd>

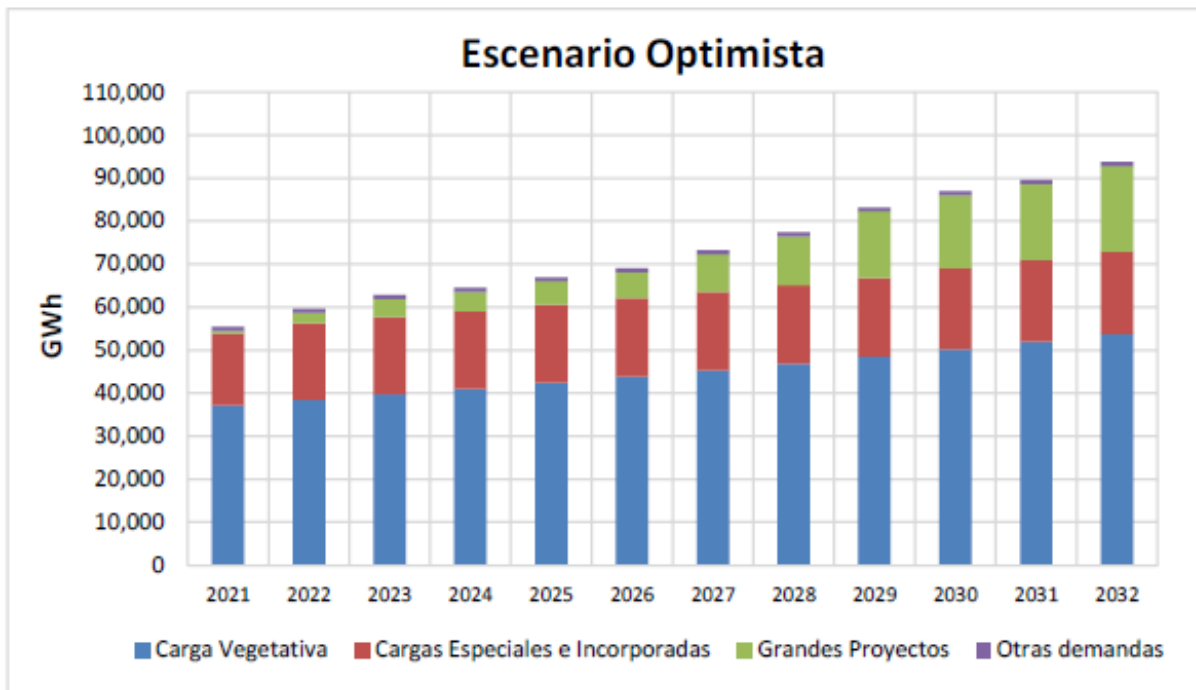
## Figura 35

### Escenario Pesimista de la Demanda Eléctrica

#### D.1.5.4 Escenario Optimista

Energía (GWh)	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032
Carga Vegetativa	37,238	38,500	39,839	41,086	42,488	43,893	45,366	46,880	48,514	50,199	51,953	53,790
Cargas Especiales e Incorporadas	16,629	17,737	17,913	17,947	18,082	18,204	18,250	18,276	18,278	18,908	18,967	19,069
Grandes Proyectos	684	2,504	4,078	4,604	5,446	5,937	8,747	11,296	15,481	16,870	17,769	19,909
Otras demandas	943	937	946	946	946	946	946	946	946	946	946	946
Total	55,494	59,678	62,776	64,583	66,961	68,979	73,309	77,398	83,219	86,923	89,634	93,714

Tabla D.11 Proyección escenario Optimista



Nota: De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023 (<https://bit.ly/4dPXgzd>)

Dentro del PT 2023-2032, han determinado la nomenclatura de las barras de demanda modeladas para la zona sur del SEIN, de donde se observa que las barras involucradas en el mejoramiento respectivo serían las barras:

- SIS-33, Repartición 138kV.
- SIS-16, Mollendo 138kV.

**Tabla 20***Listado de Barras del área sur del SEIN.*

<b>Código</b>	<b>Nombre</b>	<b>Código</b>	<b>Nombre</b>
SINC-74	Cotaruse 220kV	SIS-17	Moquegua 138kV
SIS-65	Las Bambas 220kV	SIS-06	Botiflaca 138kV
SIS128	Tintaya 138kV	SIS-30	Mill Site 138kV
SIS-42	Tintaya Nva 220kV	SIS-31	Toquepala 138kV
SIS-64	Constancia 220kV	SIS-07	Ilo ELS 138kV
SIS-15	Machupicchu 138kV	SIS-25	Ilo1 138kV
SIS-01	Abancay 138kV	SIS-34	Tia Maria 220kV
SIS-08	Cachimayo 138kV	SIS-57	Tacna 66kV
SIS-12	Dolorespata 138kV	SIS-27	Tomasiri 66kV
SIS-21	Quencoro 138kV	SIS-29	Aricota 66kV
SIS-11	Callalli 138kV	SIS-03	Aricota 66kV
SIS-09	San Luis 220kV	SIS-59	Puno 138kV
SIS148	Yarabamba 220kV	SIS-14	Puno Sur 138kV
SIS-24	Socabaya 220kV	SIS-05	Juliaca 138kV
SIS-23	Socabaya 138kV	SIS-04	Azangaro 138kV
SIS-13	Cerro Verde 220kV	SIS-61	Ayaviri 138kV
SIS-10	Cerro Verde 138kV	SIS-40	Putina 138kV
SIS-33	Repartición 138kV	SIS-37	San Rafael 138kV
SIS-16	Mollendo 138kV	SIS-38	San Gabán 138kV
SIS-22	Santuario 138kV	SIS-39	Puerto Maldonado 138kV
SIS-18	Moquegua 220kV		

*Nota:* De *Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032*, por COES, 2023

(<https://bit.ly/4dPXgzd>)

De la data publicada por el COES, se puede obtener la siguiente demanda para las barras respectivas.

**Tabla 21***Demanda Eléctrica en las Barras Repartición y Mollendo (138kV) en MW.*

<b>Escenario base</b>						
<b>Etiquetas de fila</b>	<b>Suma de Máxima Punta</b>	<b>Suma de Máxima Media</b>	<b>Suma de Punta</b>	<b>Suma de Media</b>	<b>Suma de Base</b>	<b>Suma de Punta Mensual</b>
Mollendo 138 kV	8.6990	7.4509	42.3523	97.5302	121.4304	0.3913
Proyecto	5.2080	4.9480	26.0820	64.4070	83.0550	0.2600
Vegetativo	3.4910	2.5029	16.2703	33.1232	38.3754	0.1313
Repartición 138 kV	7.5696	6.2523	34.1613	79.3196	81.8092	0.3278
Autoproduccion	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga Incorporada	7.5696	6.2523	34.1613	79.3196	81.8092	0.3278
<b>Total general</b>	<b>16.2686</b>	<b>13.7032</b>	<b>76.5136</b>	<b>176.8498</b>	<b>203.2396</b>	<b>0.7191</b>
<b>Escenario optimista</b>						
Mollendo 138 kV	8.9301	7.6166	43.4291	99.7225	123.9704	0.4000
Proyecto	5.2080	4.9480	26.0820	64.4070	83.0550	0.2600
Vegetativo	3.7221	2.6686	17.3471	35.3155	40.9154	0.1400
Repartición 138 kV	7.8690	6.4995	35.5124	82.4567	85.0447	0.3407
Autoproduccion	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga Incorporada	7.8690	6.4995	35.5124	82.4567	85.0447	0.3407
<b>Total general</b>	<b>16.7991</b>	<b>14.1161</b>	<b>78.9415</b>	<b>182.1792</b>	<b>209.0151</b>	<b>0.7407</b>
<b>Escenario pesimista</b>						
Mollendo 138 kV	8.4793	7.2934	41.3283	95.4456	119.0152	0.3830
Proyecto	5.2080	4.9480	26.0820	64.4070	83.0550	0.2600
Vegetativo	3.2713	2.3454	15.2463	31.0386	35.9602	0.1231
Repartición 138 kV	7.2380	5.9783	32.6646	75.8444	78.2248	0.3134
Autoproduccion	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000	0.0000
Carga Incorporada	7.2380	5.9783	32.6646	75.8444	78.2248	0.3134
<b>Total general</b>	<b>15.7173</b>	<b>13.2717</b>	<b>73.9929</b>	<b>171.2899</b>	<b>197.2400</b>	<b>0.6964</b>

*Nota:* De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023

(<https://bit.ly/4dPXgzd>)

## **4.2 Evaluación Económica.**

El presente punto no contempla el diseño tarifario, ya que se solamente presentará comparaciones a nivel de inversión, mostrando los flujos económicos para demostrar la factibilidad del uso de la nueva tecnología en la instalación de Líneas de Transmisión. Tampoco se mostrará análisis de servicio o máxima capacidad de deuda, ya que no influyen en la decisión al comparar los flujos de cajas con la nueva tecnología, y tampoco mostrará análisis de sensibilidad debido al tipo de remuneración de pagos anuales constantes para recuperar la inversión.

### **4.2.1 Suposiciones para las evaluaciones**

- **Ingresos:**

De acuerdo con Bravo Orellana (2019), la construcción de un esquema de remuneración para una línea de transmisión, que se realizará a través de una Asociación Público Privada (APP), le corresponde una remuneración por capacidad, en otras palabras, un Modelo de Costos, dicho esquema remunera una inversión a través de pagos constantes durante todo el periodo de vigencia del contrato del proyecto, los cuales son compuestos por:

- Retribución por Inversión (RPI)
- Retribución por Operación y Mantenimiento (RPMO)
- La tasa reclamada para evaluar los flujos de caja será 12%, de acuerdo con el artículo 79 de la Ley 25844 (2007), Ley de Concesiones eléctricas.
- El periodo de evaluación publicado por ProInversión (2023), del proyecto será de 30 años, de acuerdo con el modelo de contrato.
- El porcentaje de Operación y Mantenimiento (COyM), será 3.37%, de acuerdo con la “Tabla II” del Informe 262-2021-GRT, “Determinación de los Porcentajes del Costo anual

Estándar de Operación y Mantenimiento 2021-2027”, seleccionando como ubicación “Sierra” (Osinergmin, 2021). (Ver Tabla 22)

**Tabla 22**

*Porcentajes de CoyM por Región Geográfica y Nivel de Tensión.*

Código	Para instalaciones		Porcentaje respecto de costo de inversión
	Ubicadas en:	Nivel de Tensión	
COMAT		Igual o mayor que 138kV	3.23%
COAT	Costa	Mayor que 30kV y menor que 138kV	2.73%
COMT		Mayor que 1kV y menor o igual que 30kV	1.41%
SIMAT		Igual o mayor que 138kV	3.37%
SIAT	Sierra	Mayor que 30kV y menor que 138kV	3.49%
SIMT		Mayor que 1kV y menor o igual que 30kV	4.82%
SEMAT		Igual o mayor que 138kV	3.47%
SEAT	Selva	Mayor que 30kV y menor que 138kV	3.53%
SEMT		Mayor que 1kV y menor o igual que 30kV	4.64%

*Nota: De Determinación de los Porcentajes del Costo Anual Estándar de Operación y Mantenimiento, Periodo mayo 2021 - abril 2027 (p. 2), por Osinergmin, 2021 (<https://bit.ly/3V8oeej>)*

- Para el cálculo del Capital de Trabajo, se usará como referencia los Estados Financieros de la empresa ISA REP, por ser la empresa más representativa del sector transmisión, se usará los datos correspondientes al año 2023, dando un resultado de 12.03% como porcentaje de los Gastos por Operación y Mantenimiento. Ver Anexo 04.

- El periodo de desembolso se tomará en un periodo de 02 años, esto debido a que es el tiempo estimado de duración de una obra de línea de transmisión con similares características, para lo cual tendrá que calcularse los valores de Inversión Equivalente a la tasa reclamada.

- Del presupuesto estimado por el COES extraemos lo correspondiente a las líneas eléctricas:

**Tabla 23**

*Presupuesto estimado para la evaluación de las líneas eléctricas (Moneda: USD).*

		<b>LT Repartición- Majes 138kV</b>	<b>LT Repartición- Mollendo 138kV</b>	<b>LT San José Repartición 220kV</b>
Suministros		2,984,791.00	4,515,192.00	1,948,226.00
Obras				
Civiles		994,126.00	1,435,412.00	455,194.00
Montaje		1,969,355.00	2,969,030.00	1,325,595.00
Costos				
Prediales		9,293,380.00	14,041,085.00	4,126,396.00
<b>Sub Total</b>		<b>15,241,652.00</b>	<b>22,960,719.00</b>	<b>7,855,411.00</b>
Ingeniería y				
Diseños	1.29%	196,251.34	295,641.96	101,146.18
GC y				
Utilidades	3.98%	606,745.63	914,029.27	312,711.27
Costos				
indirectos	30.88%	4,705,895.57	7,089,175.49	2,425,376.45
<b>Total, Sin</b>				
<b>IGV</b>		<b>20,750,544.54</b>	<b>31,259,565.72</b>	<b>10,694,644.90</b>

*Nota: De Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032, por COES, 2023*

(<https://bit.ly/4dPXgzd>)

#### **4.3 Escenarios de evaluación técnica - económica con la nueva tecnología.**

Debido a la característica de funcionamiento del software CTC de uso libre, el cual solamente realiza la comparación de beneficios como si evaluará una línea nueva, tanto con los cables tradicionales y con los cables de nueva tecnología, y para mostrar los beneficios al usar los

cables HTLS (CTC Global, 2022). Se realizarán comparaciones técnicas - económicas en los siguientes escenarios.

**a. Nueva LT 220kV “Hub” San José – Repartición, como si fuera doble terna usando el cable ACCC.**

Utilizaremos el criterio que propuso el COES, de implementar una línea doble terna, pero utilizando el cable ACCC.

**b. LT 138 kV Repartición - Mollendo (segundo circuito), considerando la línea nueva con el cable tipo ACCC.**

Para este escenario analizaremos la ventaja económica de usar el cable ACCC en la construcción de la línea propuesta por el COES.

**c. LT 138 kV Repartición - Majes (segundo circuito), considerando la línea nueva con el cable tipo ACCC.**

De similar manera, para este escenario analizaremos la ventaja económica de usar el cable ACCC en la construcción de la línea propuesta por el COES.

En

el



Anexo 05, se muestran los resultados simulados con el software libre de CTC, con los cuales se realizaron las evaluaciones técnicas y económicas.

#### 4.4 Resultado de las evaluaciones económicas y técnicas.

##### 4.4.1 Resultados de la evaluación económica.

Para tener una línea base con la cual se pueda comparar, primero se realizó los flujos económicos de los proyectos considerando el uso del cable ACSR (cable considerado en el proyecto inicial). A continuación, en la Tabla 24 se muestra el resumen de los flujos de caja económico para cada proyecto. El detalle de los cálculos se muestra en el Anexo 04.

**Tabla 24**

*Resumen de los flujos de caja económicos de los proyectos con la tecnología tradicional.*

Proyecto	Presupuesto	Inversión Equivalente	RPI	RPMO	TIRE d/imp
	USD	Millones USD	Millones USD	Millones USD	Flujo Integrado
Nueva LT 220kV “Hub” San José – Repartición	10,694,644.90	11.2900	1.4016	0.3655	8.40%
LT 138 kV Repartición - Majes	20,750,544.54	21.9500	2.7250	0.7094	8.40%
LT 138 kV Repartición - Mollendo	31,259,565.72	33.0600	4.1042	1.0687	8.40%
Tasa Reclamada	12%				
Periodo (años)	30				

*Nota:* Elaboración propia.

Como es de esperarse, todos los proyectos cuentan con una TIRE (después de impuestos) igual a 8.40%, equivalente al 12% antes de impuestos, ya que son remuneradas con un pago constante de retribuciones a lo largo del periodo del contrato.

Luego de esto se procedió a realizar las simulaciones de acuerdo a los escenarios mencionados líneas arriba arrojando los datos de la Tabla 25. De similar manera los datos completos se muestran en el Anexo 04.

**Tabla 25**

*Resumen de los flujos de caja económicos de los proyectos con la nueva tecnología.*

Proyecto	Diferencia de Capital	Proporción Inv. Final / Inicial	RPI	RPMO	Ahorros por		
					Pérdidas Térmicas en las Líneas Eléctricas	Ahorro por Valor de CO2	TIRE
	(USD)		(millones USD)	(millones USD)	(USD/año)	(USD/año)	(d/imp)
Nueva LT 220kV “Hub” San José – Repartición	57,000.00	1.0053	1.4087	0.3674	19,941.00	7,750.00	8.66%
LT 138 kV Repartición - Majes	442,000.00	1.0213	2.7798	0.7245	154,733.00	60,150.00	9.41%
LT 138 kV Repartición - Mollendo	608,000.00	1.0194	4.1797	1.0895	212,910.00	88,775.00	9.35%
Tasa Reclamada	12%						
Periodo (años)	30						

*Nota:* Elaboración propia

#### 4.4.2 Resultados de la evaluación técnica

Como también se puede evidenciar en la Tabla 26, se corrobora lo mencionado en la teoría, existen 3 grandes ventajas que se tiene al usar los cables HTLS: la casi duplicidad de la capacidad de corriente en la transmisión, la menor resistencia eléctrica del conductor y reducción de la flecha.

**Tabla 26**

*Resumen de parámetros relevantes de ambos tipos de cables.*

Parámetros	Nueva LT 220kV “Hub” San José – Repartición		LT 138 kV Repartición - Majes		LT 138 kV Repartición - Mollendo	
	Conductor Base	Nuevo conductor	Conduct or Base	Nuevo conductor	Conduct or Base	Nuevo conductor
Tipo de cable	ACAR 815 Kcmil	ACCC 821 Grosbeak	ACSR 405 kcmil	ACCC 488 kcmil LAHORE	ACSR 405 kcmil	ACCC 488 kcmil LAHORE
Calibre conductor	413.1	416.2	205	247	205	247
Capacidad Amperaje	2431 amp (75°C)	3970 amp (180°C)	805 amp (75°C)	1408 amp (180°C)	805 amp (75°C)	1408 amp (180°C)
Flecha	29.34m (75°C)	22.19m (180°C)	25.52m (75°C)	17.89m (180°C)	25.52m (75°C)	17.89m (180°C)
Peso unitario (kg/km)	1138.7	1244.9	773.9	758.5	773.9	758.5
Resistencia (75°) ohms/km	0.0861	0.0829	0.1722	0.1396	0.1722	0.1396

*Nota:* Elaboración propia

#### 4.5 Comentarios sobre los resultados obtenidos

De todos los casos analizados, se puede observar que al usar el cable HTLS se tendría incrementos en los montos de inversión y en las retribuciones anuales, lo cual es de esperarse, porque el costo de los cables ACCC son mayores a los tradicionales, pero se tiene como ventaja atractiva la reducción de costos económicos en las pérdidas térmicas por transmisión y también ahorros por valores de CO<sub>2</sub>, cuyo valor se apreciaría como una externalidad positiva, que al final se traduce en una tasa de retorno mayor del proyecto, comparados con los iniciales.

Con lo mencionado anteriormente se podría indicar que:

a. Al usar un cable HTLS en la construcción de una nueva línea de transmisión eléctrica, se tendría que tomar en cuenta que la inversión sería mayor que al usar la tecnología tradicional, pero por otro lado se contaría con una infraestructura de mucho más capacidad de transmisión y mayor durabilidad, creando corredores con mayor Flexibilidad para las centrales ERNC proyectadas y para las que puedan aparecer más adelante sin la necesidad de planificar reforzamientos futuros a las líneas eléctricas, esto tendría que ser evaluado por el COES en sus futuros planes de transmisión.

b. El mayor aprovechamiento de esta tecnología sería en aquellas líneas eléctricas que requieran ser repotenciadas o mejoradas, ya sea por falta de capacidad, antigüedad, requerimiento de nueva servidumbre, etc. y es este caso donde las prestaciones de los cables HTLS podrían resaltar considerablemente.

Considerando lo mencionado en el anterior punto y de acuerdo al Plan de Inversiones de Transmisión (PIT), el cual tiene como objetivo primordial disminuir las deficiencias en las líneas de transmisión y subtransmisión del sistema eléctrico, se tiene identificado servicios de transmisión y subtransmisión con deficiencias por cada área de influencia concesionada por las diferentes empresas distribuidoras eléctricas, las cuales requieren renovaciones, reforzamientos o ampliaciones por incremento de la demanda eléctrica, reubicaciones por problemas de servidumbre, etc. (MINEM, 2021).

La situación actual que nos presenta el PIT respecto a la infraestructura de transmisión es la siguiente: que de 635 líneas eléctricas evaluadas se tiene los siguientes factores de uso:

- 53% del total: 0% - 50% de factor de uso.
- 24% del total: 50% - 75% de factor de uso.

- 18% del total: 75% - 100% de factor de uso.
- 5% del total: 100% de factor de uso.

Dentro de las líneas eléctricas mostradas en el PIT, con tendencias a la congestión y también aquellas que llegaron a su límite, se observa que se tiene un número considerable de líneas eléctricas con problemas de capacidad a lo largo del territorio nacional.

Como acciones por parte de las empresas distribuidoras, lanzaron un gran número de proyectos de mejoramiento, tanto en subestaciones eléctricas, líneas de transmisión, celdas, ampliaciones, etc. llegando a la suma de S/. 869 561 655.79, de los cuales el Estado seleccionó un total de proyectos por un monto de S/. 333 105 133.

Con lo mencionado anteriormente, se trata de identificar una posible aplicación efectiva para el uso de los cables HTLS (fibra de carbono), debido a que se tienen tantos problemas por restricción de capacidad y antigüedad de líneas, y optar por una tecnología que brinda casi el doble de capacidad de transmisión a un mismo calibre y con menor peso, podría resolver una buena parte de los problemas que tienen actualmente las empresas distribuidoras; ya que lo esperado es repotenciar estas líneas con cables tradicionales de mayor calibre que significarán mayor peso y por ende reforzamiento o incremento de estructuras de soporte (torres), lo cual obviamente significa una mayor inversión comparada con el uso de los cables HTLS, y con mucha más razón, si se compara con la construcción de líneas eléctricas nuevas.

## CONCLUSIONES

i) Se puede inferir que el estado actual del sistema de transmisión eléctrica peruana cuenta con un Plan de Transmisión actualizado, donde se identifica las debilidades existentes en dicha infraestructura, tal como la existencia de falta de redundancia (N-1) y problemas de congestión en las diversas áreas de demanda del SEIN, conllevando esto a una falta de flexibilidad en nuestro sistema de transmisión eléctrico, sobre todo en aquellas redes que tienen proyectadas conectar los futuros proyectos ERNC. Actualmente “Proinversión” viene licitando los proyectos vinculantes determinados por el COES mediante el mecanismo de inversión denominado APP’s (Asociaciones Público Privadas), pero con la tecnología de cables convencional (tipo ACAR, ACSR o AAAC). Asimismo, el Plan de Inversiones que involucra a las líneas eléctricas de las empresas distribuidoras, se tiene identificado un buen porcentaje de infraestructura de transmisión y subtransmisión con deficiencias en su capacidad de transmisión.

ii) En este trabajo desarrollado se ha podido determinar aquellos proyectos de transmisión que jugarán un papel importante en el desarrollo de la generación por energías renovables, especialmente aquellos ubicados en la zona sur del Perú, que es donde se tiene mayores condiciones geográficas y climáticas para la implementación de las energías solares y un porcentaje importante de eólicas, determinando como infraestructura relevante el nuevo HUB San José Repartición, con sus respectivas líneas y subestaciones eléctricas. Este Hub está contemplado como primera etapa de una subestación de 500kV que servirá como nodo eléctrico principal, para desarrollar gran parte de la generación renovable en el sur del país.

iii) De acuerdo al Benchmarking realizado, se evidenció la existencia de estudios y varios proyectos de éxito en otros países, en la utilización de los cables de alta temperatura y baja flecha (HTLS), siendo mayormente utilizados en repotenciones de sistemas de transmisión

eléctrica, buscando la mayor eficiencia posible, sobre todo en aspectos de mejora en la capacidad de transmisión, sin alterar considerablemente el número de estructuras, consiguiendo también cuantificar una buena cantidad de ahorro en pérdidas de transmisión, reducción de tiempo de obra y finalmente la reducción de los gases de efecto invernadero, por lo cual el uso de esta nueva tecnología está teniendo un buen avance en dichos países.

iv) El análisis técnico-económico realizado a la propuesta de utilizar el nuevo cable HTLS en el “Hub Repartición”, dio resultados esperados, en primer lugar, se tuvo incremento en las inversiones y retribuciones anuales, pero con la evidencia de obtener ahorros económicos en las pérdidas de transmisión, así como ahorros en valores de CO<sub>2</sub>, lo cual puede tomarse como externalidades positivas. Además, se analiza los usos efectivos de los cables de fibra de carbono, donde se puede concluir que se podrá tener un mejor aprovechamiento en aquellas líneas eléctricas que requieran ser repotenciadas o mejoradas por antigüedad, ya que muy aparte de los beneficios por ahorros en pérdidas eléctricas y valores de CO<sub>2</sub>, se tiene los ahorros por el uso de las estructuras de soporte existentes, menores tiempos en los trabajos de ejecución, además de evitarse de considerar permisos por nuevas servidumbres, por lo que el uso más efectivo sería en donde se requiera repotenciar líneas eléctricas con problemas de capacidad. Se consideran tanto las líneas del Plan a largo plazo del Plan de Transmisión 2023-2032 y aquellas consideradas en los Planes de Inversiones de las empresas de distribución eléctrica. El paso siguiente, será realizar un análisis más detallado de costo beneficio, donde se incluya estudios de estabilidad estática y transitoria para determinar el buen funcionamiento de la nueva tecnología, así como el desarrollo de la ingeniería de detalle para obtener costos de inversión y COyM más precisos. Además, hay que considerar la existencia de un mercado de CO<sub>2</sub> peruano para que los ahorros en emisiones sean económicamente efectivos.

v) Con respecto a la normativa, se deberá realizar las modificaciones regulatorias para que se pueda permitir el uso de nuevas tecnologías de cables como por ejemplo el HTLS, pero con la previa evaluación técnico-económica. Esto permitirá que las empresas interesadas en los proyectos tomen la mejor decisión del uso de cualquier nueva tecnología buscando la optimización.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar un estudio más detallado, contemplando estudios eléctricos más complejos para evaluar la viabilidad técnica de la nueva tecnología, así como desarrollar la ingeniería de detalle para obtener costos reales y realizar flujos de evaluación económicas más certeros, tanto para líneas eléctricas nuevas y sobre todo para repotenciaciones.
- Realizar las modificaciones a las normativas técnicas para que permitan el ingreso de nuevas tecnologías de cables eléctricos, que puedan ser más eficientes y obtener beneficios a largo plazo, con las evaluaciones económicas previas.
- Se recomienda realizar evaluaciones ambientales con los beneficios de usar los cables HTLS para poder tener un mayor respaldo en su utilización en los proyectos.
- Se recomienda analizar otros tipos de externalidades positivas que implicaría el uso de la nueva tecnología de cables HTLS, como por ejemplo la disminución de costos de infraestructura adicional o soportes al momento de ejecutar proyectos de repotenciación de nuevas líneas de transmisión.
- Finalmente, se recomienda implementar en la futura Política de Eficiencia Energética el uso de nuevos materiales en las infraestructuras de redes de transmisión eléctrica, además de introducir los lineamientos para un futuro mercado de CO<sub>2</sub>, con el fin de determinar precios de valorización por el ahorro de emisiones de gases contaminantes y elevar la viabilidad de proyectos como el analizado, con lo cual, muy aparte de mejorar la capacidad eléctrica de las líneas de transmisión, obtendremos reducciones en la huella de carbono, mejoras en la calidad de aire y contar con una mayor sostenibilidad ambiental

## Anexo 01

**Tabla A.1**

*Cuadro de Áreas de Demanda*

Área de Demanda	Sistemas Eléctricos que comprende (*)	Barra de Referencia de Generación		Empresa Distribuidora	Titulares de Transmisión
		Subestación Base	Tensión (kV)		
1	Bajo Piura; Catacaos; Chulucanas; El Arenal; Frontera; Paíta; Piura; Sullana	Piura Oeste	220	ELECTRONOROESTE S.A.	ADINELSA ELECTRONOROESTE S.A.
	Talara	Talara	220		ELECTROPERU S.A. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
	Corrales; Máncora Urbano; Tumbes; Tumbes Rural; Zarumilla; Zarumilla Rural; Zorritos	Zorritos	220		
2	Olmos-Motupe-Illimo; Tierras Nuevas-Olmos	Chiclayo Oeste	220	CONSORCIO ELÉCTRICO DE VILLACURÍ S.A.C.	ADINELSA
	Chiclayo; Chiclayo Baja Densidad; Niepos; Olmos			ELECTRONORTE S.A.	CONSORCIO ELÉCTRICO DE VILLACURÍ S.A.C.
	Cutervo; Quericoto	Cutervo	138	ELECTRONORTE S.A.	ELECTRONORTE S.A.
	Chongoyape; Chota; Chota Rural	Carhuaquero	220		
	Utcubamba				
	Bagua-Jaén; Bagua-Jaén Rural; Pomahuaca, Pucará, San Ignacio; Tabaconas	Jaén	138	ELECTRO ORIENTE S.A.	RED DE ENERGIA DEL PERÚ S.A.
Chachapoyas; Chachapoyas Rural; Rodríguez de Mendoza, Jumbilla	Caclic	220			
3	Bambamarca; Bambamarca Rural	Cajamarca	220	ELECTRONORTE S.A.	CONELSUR LT S.A.C.
	Porcón-La Pajuela			HIDRANDINA S.A.	
	Casma; Casma Rural; Chimbote; Chimbote Rural; Nepeña; Santa; Santa Rural	Chimbote 1	138	ELECTRONORTE S.A.	COMPAÑIA TRANSMISORA ANDINA S.A.
	Cajabamba; Cajamarca; Cajamarca Baja Densidad; Cajamarca Rural; Catilluc; Celendín; Guadalupe; Guadalupe Rural; Huamachuco; Namora	Guadalupe	60		ETENORTE S.R.L.
	Caraz-Carhuaz-Huaraz; Huallanca; Huari; Pallasca; Pomabamba; Sihuas; Tayabamba; Ticapampa	Huallanca	138	HIDRANDINA S.A.	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC
	Otuzco-Motil-Florida; Paján-Malabrigo; Quiruvilca; Trujillo; Trujillo Baja Densidad; Trujillo Rural; Virú	Trujillo Norte	220	PROYECTO ESPECIAL CHAVIMOCHIC	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
	Chao				

4	Rioja	Belaunde	138	SERVICIOS ELÉCTRICOS RIOJA S.A.	ELECTRO ORIENTE S.A.
	Gera; Moyobamba Rural; Moyobamba Urbano; Rioja Oriente; Tarapoto; Tarapoto Rural; Yurimaquas, Pongo de Caynarachi			ELECTRO ORIENTE S.A.	
	Bellavista Rural; Bellavista Urbano Rural	Tocache	138		
5	Chanchamayo; Tarma; Tarma Rural	Condorcocha	44	ELECTROCENTRO S.A.	ADINELSA
	Huancavelica Ciudad; Huancavelica Rural	Huancavelica	220		CONELSUR LT S.A.C.
	Huaytará-Chocorvos			ELECTRO DUNAS S.A.A.	
	Huánuco; Huánuco Rural 1; Huánuco Rural 2	Huánuco	138	ELECTROCENTRO S.A.	COMPAÑÍA TRANSMISORA SUR ANDINO S.A.C.
	Huancayo; Valle del Mantaro 1; Valle del Mantaro 2; Valle del Mantaro 3; Valle del Mantaro 4	Huayucachi	220		CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.
	Ayacucho; Ayacucho Rural; Cangallo-Llusita; Huanta Rural; Huanta-Cobriza; Pampas; San Francisco Rural; San Francisco Urbano; Tablachaca	Mantaro	220		ELECTROCENTRO S.A.
	Carhuamayo; Chaihuamayo-Satipo; Junín; Oroya; Pasco; Pasco Rural; Pichanaki; Pozuzo Rural; Pozuzo Urbano Rural; San José; Yaupi	Oroya Nueva	50		ELECTRO PERÚ S.A.
	Aucayacu; Tingo María; Tingo María Rural	Tingo María	138		INVERSIONES SHAQSHA S.A.C.
	Tocache	Tocache	138	ELECTRO TOCACHE S.A.	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
	Pangoa (Edelsa)	Yaupi	138	EDELSA	STATKRAFT PERÚ S.A.
	Pangoa (Egepsa)			EGEPSA	
	Pangoa			ELECTRO PANGOA	UNACEM S.A.A.
Pasco Rural (Huachón)			ADINELSA		
6	Andahuasi	Huacho	220	CONSORCIO ELÉCTRICO DE VILLACURÍ S.A.C.	ADINELSA
	Huacho; Sayán-Humaya			ENEL DISTRIBUCION	CONELSUR LT S.A.C.
	Huaral-Chancay; Lima Norte	Lima	220		ENEL DISTRIBUCION
	Pativilca; Supe-Barranca	Paramonga Nueva	220		HIDRANDINA S.A.
	Huarmey			HIDRANDINA S.A.	STATKRAFT PERÚ S.A.
Paramonga	Paramonga Existente	138	EMSEMSA	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.	
7	Cafete; Lunahuana	Cantera	220	LUZ DEL SUR S.A.A.	CONELSUR LT S.A.C.
	Lima Sur	Lima	220		CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.
8	Villacurí	Ica	220	CONSORCIO ELÉCTRICO DE VILLACURÍ S.A.C.	CONELSUR LT S.A.C.
	Ica; Santa Margarita; Tacama			ELECTRO DUNAS S.A.A.	CONSORCIO ELÉCTRICO VILLACURÍ S.A.C.
	Chincha; Chincha Baja Densidad; Paracas; Pisco; Pisco Urbano Rural	Independencia	220		CONSORCIO TRANSMANTARO S.A.
	Palpa; Chavilña; Coracora; Incuyo; Nasca; Nasca Rural; Palpa Rural; Pausa; Puquillo; Puquillo Rural; Tambo Quemado	Marcona	220		ELECTRO DUNAS S.A.A.
	Bella Unión-Chala			SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A.	RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
				SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A.	

9	Ichuña; Puquina-Omate-Ubinas	Arequipa	138	ELECTROSUR S.A. SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A.	CONELSUR LT S.A.C. EGASA
	Arequipa				
	Islay	Mollendo	138		ELECTROSUR S.A.
	Camaná, Ocoña, Caraveli; Chuquibamba; Majes-Sihuas; Repartición-La Cano; Valle de Majes	Repartición	138		SOCIEDAD ELÉCTRICA DEL SUR OESTE S.A.
	Cotahuasi, Orcopampa; Valle del Colca	Callalli	138		RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
Chuquibamba	ADINELSA				
10	Abancay; Abancay Rural; Andahuaylas; Chacapuente; Chuquibambilla; Valle Sagrado 1; Valle Sagrado 3	Cachimayo	138	ELECTRO SUR ESTE S.A.A.	EGEMSA ELECTRO SUR ESTE S.A.A. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
	Chumbivilcas; Combapata; Sicuani; Sicuani Rural	Combapata	138		
	Cusco; Valle Sagrado 2	Cusco	138		
	La Convención; La Convención Rural; Machupicchu	Machupicchu	138		
	Mazuko	Mazuko	138		
	Puerto Maldonado; Puerto Maldonado Rural; Iñapari, Ibería	Puerto Maldonado	138		
	Yauri	Tintaya	138		
11	Ayaviri	Ayaviri	138	ELECTRO PUNO S.A.A.	ELECTRO PUNO S.A.A. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
	Antauta; Azángaro; Azángaro Rural	Azángaro	138		
	Juliaca; Juliaca Rural	Juliaca	138		
	Ilave-Pomata; Puno; Puno Baja Densidad	Puno	138		
	San Gabán	San Gabán	138		
12	Ilo	Ilo ELP	138	ELECTROSUR S.A.	ELECTROSUR S.A. ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. RED DE ENERGÍA DEL PERÚ S.A.
	Moquegua; Moquegua Rural	Montalvo	138		
13	Tarata	Arcota	66	ELECTROSUR S.A.	ELECTROSUR S.A. EGESUR S.A.
	Tacna; Tomasiri; Yarada	Tacna (Los Héroes)	66		
14	Aguaytia	Aguaytia	220	ELECTRO UCAYALI S.A.	ELECTRO UCAYALI S.A.
	Campo Verde; Pucallpa	Pucallpa	60		
15	Todos los Sistemas			TODAS	EMPRESAS ASIGNADAS (**)

(\*) Los sistemas eléctricos de distribución calificados como Sistemas Eléctricos Rurales, según la Ley N° 28749, adoptarán el Área de Demanda del sistema eléctrico o barra de referencia al cual se conectan.

(\*\*) Son empresas titulares cuyas instalaciones de transmisión son asignadas a todos los usuarios del sistema interconectado.

*Nota: De Determinación de Áreas de Demanda para Instalaciones de Transmisión de SST y SCT:*

*Período 2021-2027 (p. 2), por Osinergmin, 2021 (<https://bit.ly/4dNZPC1>)*

## Anexo A.2

Tabla 242-1 del Código Nacional Suministro 2011

Conductores, vías y fajas de servidumbre en los niveles más bajos	Conductores de suministro en los niveles más altos <sup>1</sup>											Conductores de suministro de corriente continua	Conductores de comunicación ubicados en el espacio de suministro	
	Conductores de suministro de potencial constante										Abier-to			Cable
	Hasta 750 V		De 751 V a 8,7 kV				Mayores De 8,7 kV							
	Urbano	Rural	Urbano		Rural		Urbano		Rural					
Expues-to o Cable	Expues-to o Cable	Abier-to	Cable	Abier-to	Cable	Abier-to	Cable	Abier-to	Cable	Abier-to	Cable	Expuesto o cable		
Fajas de servidumbre privadas exclusivas	N	N	N <sup>2</sup>	N	N	N	N <sup>2</sup>	N <sup>2</sup>	N	N	B, C o N; véase la Regla 242A	C o N; véase la Regla 242C		
Fajas de servidumbre comunes o públicas	N	N	C	N	N	N	C <sup>3</sup>	C	N	N				
Vías férreas y carreteras de acceso limitado <sup>11</sup>	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B	B		
Conductores de suministro de potencial constante de hasta 750 V: Expuesto o Cable	B	N	C	N	N	N	C <sup>3</sup>	C	C <sup>4</sup>	N	B, C o N; véase la Regla 242.A	B, C, o N; véase la Regla 242.C		
De 750 V a 8,7 kV: Expuesto	C <sup>5</sup>	N	C	C	N	N	C <sup>3</sup>	C	N	N				
Cable	N	N	C	N	N	N	C <sup>3</sup>	C	N	N				
Mayor de 8,7 kV: Expuesto	B <sup>5</sup>	C <sup>5</sup>	B	B	N	N	C <sup>3</sup>	C	N	N				
Cable	C <sup>5</sup>	N	C	N	N	N	C <sup>3</sup>	C	N	N				
Conductores de suministro de corriente constante: Expuesto o Cable	B, C, o N; véase la Regla 242.A										B, C o N; véase la Regla 242.A	B, C o N; véase las Reglas 242.A y 242.C		
Conductores de comunicación: Expuesto o Cable, ubicados en el espacio de suministro <sup>10</sup>	B, C o N; véase la Regla 242.C										B, C o N; véase las Reglas 242.A y 242.C	B, C o N; véase la Regla 242.C		
Conductor de comunicación urbano o rural: Expuesto o Cable <sup>6</sup>	N	N	B <sup>7,8</sup>	C	B <sup>7,8</sup>	C	B <sup>8</sup>	C	B <sup>8</sup>	C	B <sup>8,9</sup>	C o N; véase la Regla 242.A	B, C o N véase la Regla 242.C	

Nota: <sup>1</sup> De Código Nacional de Electricidad Suministro (p. 206), por MINEM, 2012

(<https://bit.ly/4bjFmU1>)

### Anexo A.3

Tabla 263-1 del Código Nacional Suministro 2011

**Tabla 263-1**  
**Tamaños mínimos para los conductores de línea de suministro de**  
**Grado N (mm<sup>2</sup> para cobre y aluminio, Stl WG para acero)**

	<b>Urbano</b>	<b>Rural</b>
Cobre recocido	16	10
Cobre duro y semiduro	10	10
Acero (Stl WG)	9	9
Aluminio trenzado	Vanos de 45 m o menos	Vanos que exceden 45 m
EC	25	35
ACSR	16	25
ALEACIÓN	25	25
ACAR	25	35

*Nota:* De *Código Nacional de Electricidad Suministro* (p. 236), por MINEM, 2012

(<https://bit.ly/4bjFmU1>)

## **Anexo 02**

**Proyectos de transmisión, Plan Vinculante y a largo plazo – COES.**

**Plan Vinculante de Transmisión que debería concluirse antes del año 2028**

La propuesta definitiva del Plan Vinculante se presenta en la Nota: Los costos presentados en la Tabla 1.1 son referidos a los Anteproyectos.

Tabla 1.1 y en los mapas por zonas Figura 1.2, Figura 1.3, Figura 1.4, Figura 1.5 y Figura 1.6, y cuyos proyectos se estima deberían concluirse antes del 2028.

N°	Proyectos Vinculantes	Inversión Millones USD
1	<b>Enlace 500 kV Chilca CTM-Caraybillo, Ampliación de Transformación y Reactor de Núcleo de aire en SE Chilca CTM</b> I.1 LT 500 kV Chilca CTM-Caraybillo (Tercer circuito). I.2 Tercer transformador 500/220 kV en SE Chilca. (*) I.3 Reactores de Núcleo de aire serie 220 kV entre SE Chilca Uno - Chilca CTM. (*)	72
2	<b>Nueva Subestación Bicentenario 500/220 kV ampliaciones y subestaciones asociadas.</b> I.1 SE 500/220 kV, seccionando la LT 500 kV Chilca-Poroma, patio 500 y 220 kV. I.2 Autotransformador 500/220 kV y enlace con patio de 220 kV en SE Independencia. I.3 FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) de LTT 500 kV Bicentenario-Chilca y Bicentenario-Poroma en SE Bicentenario.	71
3	<b>Nueva Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) y Enlace 500 kV "Hub" Poroma - Colectora, ampliaciones y subestaciones asociadas.</b> I.1 Enlace 500 kV Colectora-"Hub" Poroma. I.2 Nueva Subestación Colectora 500/220 kV. I.3 Autotransformador 500/220 kV en SE Colectora. I.4 Subestación "Hub" Poroma (Primera Etapa) 500 kV	106
4	<b>Nueva Subestación "Hub" San José - Primera Etapa y Enlace 220 kV "Hub" San José - Repartición (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).</b> Nueva SE "Hub" San José de 220 kV (Primera Etapa). Implementación de LT 220 kV "Hub" San José - Repartición. Ampliación de la SE Repartición con transformación 220/138 kV de 120 MVA. Implementación de LT 138 kV Repartición - Majes (segundo circuito) y LT 138 kV Repartición - Mollendo (segundo circuito).	110
5	<b>Reconfiguración Enlace 220 kV Chavarría - Santa Rosa - Carapongo, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC).</b> Enlace 220 kV Carapongo - Cajamarquilla, ampliación a 3er circuito, aprox 3 km (aéreo) Enlace Subterráneo 220 kV Chavarría - San Martín. Nueva SE 220 kV San Martín (adjunto a SE Santa Rosa), equipamiento GIS y acometidas de líneas subterráneas. Desconexión de llegadas de Lts Chavarría - Santa Rosa y Carapongo - Santa Rosa de SE Santa Rosa y conexión a SE San Martín. Conexión de los dos transformadores 220/60 kV de ENEL de la SE Santa Rosa para ser alimentadas desde la SE San Martín.	77
6	<b>Nueva Subestación Muyurina 220 kV, Nueva Subestación Ayacucho, LT 220 kV Muyurina-Ayacucho, ampliaciones y Subestaciones asociadas.</b> SE 220 kV seccionando la línea Mantaro - Cotaruse (a la altura de Ayacucho), con patio de 220 kV (ITC). FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) de LT 220 kV Muyurina-Cotaruse en SE Muyurina. LT 220 kV Derivación Muyurina - Ayacucho Oeste (ITC). SE Ayacucho Oeste 220/60 kV y conexión a la SE Mollepata 220 kV existente (ITC). Transformador 220/60 kV y enlace a líneas existentes en 60kV (ITC).	61
7	<b>Nueva Subestación Palca 220 kV, LT 220 kV Palca-La Pascana, ampliaciones y Subestaciones asociadas (Arequipa) (Proyecto ITC).</b> I.1 SE 220 kV seccionando la línea Cotaruse - Socabaya (a la altura de Arequipa), con patio de 220 kV. LT 220 kV Derivación Palca - La Pascana (Arequipa), ampliaciones y subestaciones asociadas SE La Pascana 220/138 kV y conexión a SE Intermedia Norte en 138 kV (nueva) y SSEE existentes. Autotransformador 220/138 kV en la Pascana.	54
8	<b>Enlace 220 kV Aguaytia - Pucallpa, subestaciones, líneas y ampliaciones asociadas (Proyecto ITC).</b> Enlace 220 kV Aguaytia - Shipibo Nueva SE Shipibo 220/138 kV	40
9	<b>Equipos FACTS Serie de control de RSS en LT 500 kV Poroma-Colcabamba e instalaciones asociadas.</b> FACTS Serie (Equipo de Control de Resonancia Subsíncrona) en LT 500 kV Poroma-Colcabamba en SE Poroma. (*)	29
10	<b>Incremento de la Confiabilidad 138-60KV del Sistema Eléctrico de Tarma - Chanchamayo.</b>	14

	Enlace 138 kV Campas-La Virgen.	
	Autotransformador 220/138 kV en SE Campas.	
	Transformador 138/90/22.9 kV en SE Campas.	
	Enlace 90 kV Campas-Chanchamayo	
11	<b>Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito. (Proyecto ITC).</b>	<b>17</b>
	Enlace 220 kV Planicie – Industriales, ampliación a 3er circuito	
12	<b>Enlace 138 kV Nueva Virú – Trujillo Sur, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b>	<b>9</b>
13	<b>Incremento de capacidad y confiabilidad (Criterio N-1) de Suministro del Sistema Eléctrico Huaraz (Proyecto ITC)</b>	<b>31</b>
14	<b>Enlace 138 kV Yaros – Amarilis (segundo circuito) (Proyecto ITC)</b>	<b>5</b>
15	<b>Repotenciación LT 138 kV Amarilis – Huánuco, Amarilis – Paragsha y Ampliación de SE Amarilis (Proyecto ITC) (*)</b>	<b>7</b>
16	<b>Ampliación de Capacidad de Suministro del Sistema Eléctrico Ica (Proyecto ITC)</b>	<b>53</b>
17	<b>Nueva SE Marcona II y Enlace 138 kV Marcona II - San Isidro (Bella Unión) - Pampa (Chala), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b>	<b>92</b>
18	<b>Enlace 138 kV Abancay Nueva – Andahuaylas, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b>	<b>20</b>
19	<b>Enlace 138 kV San Román – Yocara – Maravilla (Juliaca), ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b>	<b>9</b>
20	<b>Enlace 138 kV Derivación San Rafael - Ananea, ampliaciones y subestaciones asociadas (Proyecto ITC)</b>	<b>31</b>
<b>Costo de Inversión 905 Millones USD en Total</b>		

Nota: Los costos presentados en la Tabla 1.1 son referidos a los Anteproyectos.

Tabla 1.1 Plan Vinculante de Transmisión.

(\*) Los componentes de proyectos 1.2, 1.3 y los proyectos 9 y 15 cumplen con la Definición N° 26 del Artículo 1 de la Ley 28832 y las condiciones establecidas en el Artículo N° 5 del Reglamento de Transmisión para ser considerados Refuerzos.



Figura 1.2 Plan Vinculante de Transmisión -Norte.



Figura 1.3 Plan Vinculante de Transmisión - Centro.



Figura 1.4 Plan Vinculante de Transmisión - Lima.



Figura 1.5 Plan Vinculante de Transmisión - Sur.



Figura 1.6 Plan Vinculante de Transmisión - Ciudad Arequipa.

**Plan de Transmisión de Largo Plazo**

La propuesta definitiva del Plan de Transmisión de Largo Plazo comprende proyectos cuya ejecución podría concluir antes del 2032, pero que requieren ser revisados en los siguientes planes de transmisión.

El Plan de Transmisión de Largo Plazo se presenta en la Tabla 1.2, y en los mapas Figura 1.42, Figura 1.43, Figura 1.44 y Figura 1.45.

N°	Proyectos Troncales Largo Plazo	Inversión Millones USD
1	<b>Proyecto Enlace 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca, ampliaciones y subestaciones asociadas</b>	136
	LT 500 kV Colectora-Bicentenario-Chilca	
	FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) de LLTT 500 kV Bicentenario-Chilca y Bicentenario-Poroma en SE Bicentenario.	
2	<b>Proyecto Seccionamiento de la LT 500 kV Piura – Frontera en la SE Pariñas 500/220 kV</b>	30
	SE Pariñas 500/220 kV (transformador) Seccionamiento de la LT 500 kV Piura – Frontera con ingreso y salida a la SE Pariñas	
3	SE “Hub” San José (Segunda Etapa) patio de 500 kV y transformación 500/220 kV	15
4	SE “Hub” Montalvo y transformación 500/220 kV	16
5	Ampliación de la SE Yarabamba Transformador 500/220 kV (2do)	13
6	SE “Hub” Poroma (Segunda Etapa) patio de 220 kV y transformación 500/220 kV	17
7	Equipo FACTS Serie (Equipo Automático de Compensación Serie) en la LT 500 kV Poroma-Ocoña e instalaciones asociadas.	15
8	Seccionamiento de la LT 220 kV Mantaro-Pachachaca en la nueva SE Pucara (Huayucachi)	6
9	Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pomacocha - San Juan	6
10	Repotenciación a 250 MVA de la LT 220 kV Pachachaca - Callahuanca	4
11	Repotenciación a 450 MVA de la LT 220 kV Poroma – Marcona	3
12	Enlace 220 kV Piura Nueva - Sullana, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	24
13	Enlace 220 kV Felam – Tierras Nuevas (Segundo Circuito), ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	15
14	Nueva Subestación Moche 220/138 kV, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	21
15	Ampliación de la Subestación La Ramada con transformación 220/138 kV y líneas conexas (ITC)	21
16	Enlace 138 kV Runatullo – Satipo (Segundo Circuito), ampliación y subestaciones asociadas (ITC)	3
17	Enlace 138 kV Pomacocha – Bellavista, ampliación y subestaciones asociadas (ITC)	16
18	Enlace 220 kV Derivación Pucará - Palian (Huancayo), ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	23
19	Expansión de Transmisión en 500 kV Lima Metropolitana, líneas, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	242
20	Enlace 220 kV Independencia – El Ángel, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	4
21	Enlace 138 kV Mollendo – Matarani (Segundo Circuito), ampliación y subestaciones asociadas (ITC)	3
22	Enlace 138 kV Abancay Nueva – Tamburco (Segundo Circuito), ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)	4

23	<b>Nueva SE La Garita y Enlace 220 kV Los Héroes - La Garita, ampliaciones y subestaciones asociadas (ITC)</b>	30
<b>Costo de Inversión 667 Millones USD en Total</b>		

Tabla 1.2 Plan de Transmisión de Largo Plazo.



Figura 1.42 Plan de Transmisión de Largo Plazo – Norte.



Figura 1.43 Plan de Transmisión de Largo Plazo – Centro.



Figura 1.44 Plan de Transmisión de Largo Plazo – Sur.

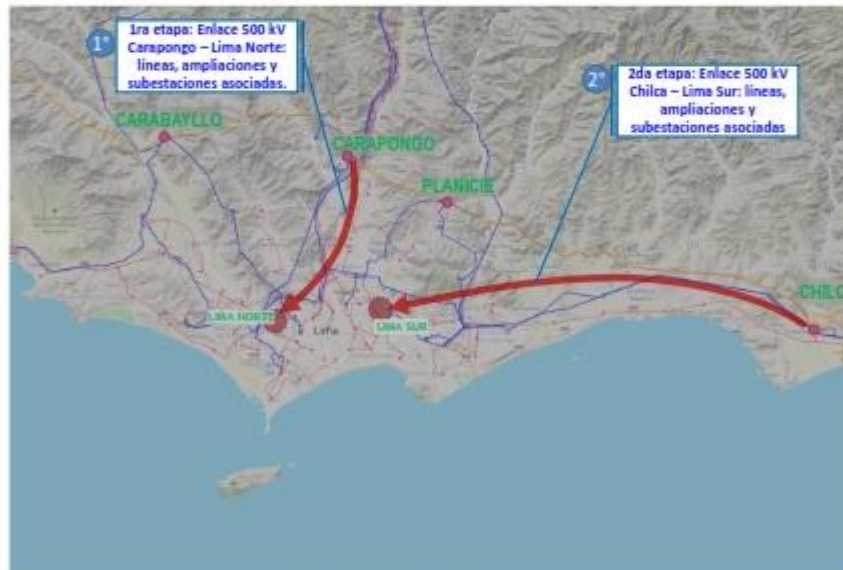


Figura 1.45 Plan de Transmisión de Largo Plazo - Lima.

**Anexo 03**

**Oferta de Generación del Plan de Transmisión 2023-2032.**



## E.5 Oferta de Generación

A continuación, se muestra los cuadros de generación agrupados en 5 grupos, ordenados de mayor a menor certeza en cuanto a su ejecución:

### E.5.1 Oferta de Generación comprometida

FECHA	PROYECTO	TECNOLOGÍA	EMPRESA	Barras	MW
2022	CT Refinería Talara - G1	Térmica	PETROLEOS DEL PERU PETROPERU S.A. - PETROPERU	Pariñas 220 KV	50
	CH Centauro - Etapa I	Hidroeléctrica	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A. - CORMPESA	Pomabamba-Huari 60 KV	10
	CT Refinería Talara - G2	Térmica	PETROLEOS DEL PERU PETROPERU S.A. - PETROPERU	Pariñas 220 KV	50
	CT Las Flores - TV	Ciclo Combinado	KALLPA GENERACION S.A.	Las Flores 220 KV	120.4
2023	CH Centauro - Etapa II	Hidroeléctrica	CORPORACION MINERA DEL PERU S.A. - CORMPESA	Pomabamba-Huari 60 KV	10
	Retiro de la CT Ito 2	Térmica	ENGE ENERGIA PERU S.A.	Ito 2 220 KV	-140
	CH Santa Lorenza I	Hidroeléctrica-RER	EMPRESA DE GENERACION ELECTRICA SANTA LORENZA S.A.C.	Paragsha 130 KV	10.7
	CS Clemesí	Solar	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Montalvo 220 KV	114.9
2024	CE Wayra Extensión	Eólica	ENEL GREEN POWER PERU S.A.	Poroma 220 KV	105.3
	CH San Gabán II	Hidroeléctrica	HYDRO GLOBAL PERU S.A.C.	Pumiri 220 KV	209.3
	CE Punta Lomas	Eólica	ENGE ENERGIA PERU S.A.	Intermedia 220 KV	200

Tabla E.13 Proyectos de centrales comprometidos hasta el 2024

### E.5.2 Oferta de Generación ERNC

N°	PROYECTO	TIPO	POTENCIA (MW)
1	CE Pariñas 1	Eólica	150
2	CE Pariñas 2	Eólica	250
3	CE Pariñas 3	Eólica	200
4	CE Pariñas 4	Eólica	100
5	CE PIURA 1	Eólica	100
6	CE PIURA 2	Eólica	200
7	CE PIURA 3	Eólica	200
8	CE PIURA 4	Eólica	250
9	CE PIURA 5	Eólica	200
10	CE PIURA 6	Eólica	200
11	CE PIURA 8	Eólica	200
12	CE PIURA 9	Eólica	200
13	CE PIURA 10	Eólica	100
14	CE NINA 1	Eólica	100
15	CE NINA 2	Eólica	250
16	CE NINA 3	Eólica	250
17	CE NINA 4	Eólica	250
18	CE NINA 5	Eólica	200
19	CE NINA 6	Eólica	200
20	CE NINA 7	Eólica	200
21	CE NINA 8	Eólica	200
22	CE NINA 9	Eólica	200
23	CE NINA 10	Eólica	200
24	CE Felam 1	Eólica	150
25	CE Felam 2	Eólica	150
26	CE Chiclayo 1	Eólica	150
27	CE Chiclayo 2	Eólica	150
28	CE Chiclayo 3	Eólica	150

**Anexo 04**

**Flujos de Caja Proyectados y capital de trabajo.**

**Anexo PA-20**  
**REGLAMENTO DE GESTIÓN** - **Resolución 202007 "Poder Judicial - Repartición**  
**Departamento de Administración Económica**

Contribución de Inversores	
Valor en Millones de	
Año de Inversión	Valor
2021	1.00
2022	1.00
2023	1.00
2024	1.00
2025	1.00

Administración de Inversiones - 0%

La inversión autorizada se determinará a partir de la actualización del costo operativo de la etapa pre operativa a un periodo anterior al inicio de pagos de la RP.  
 Tasa Anual del 12%  
 Según Ley de Conversión Nro. 20444  
 Fecha 01/01/2020  
 \* Se considerará el valor del flujo de caja al inicio de la inversión  
 \* Según manual de control de inversión

Valor Inicial (Mio. Dólares)	30
Valor Final (Mio. Dólares)	11.28
Valor Presente (Mio. Dólares)	11.28

**C. CALCULO DE LA DEPRECIACION ECONOMICA**

Saldo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30		
Amortización	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	
Pagos	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	1.42	
Intereses	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
Saldo	11.28	11.28	11.28	11.27	11.27	11.26	11.25	11.24	11.23	11.22	11.21	11.20	11.19	11.18	11.17	11.16	11.15	11.14	11.13	11.12	11.11	11.10	11.09	11.08	11.07	11.06	11.05	11.04	11.03	11.02	11.01	11.00

**D. RETENCION POR OPERACION MANTENIMIENTO**

Capital de trabajo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Capital de trabajo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

**E. Estado de resultados ERM**

Costo Operativo	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
Costo Operativo	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

**F. MARGEN ANTERIOR**

TCI RP	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	
TCI RP	-3.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000





Anexo 04.04

**CALCULO ESTIMADO DEL CAPITAL DE TRABAJO**

Año 2023 - ISA REP **Fuente:** Estados Financieros auditados de ISA REP - 2023  
 Moneda: USD <https://www.isarep.com.pe/SitePages/Documentos.aspx?language=Espa%F1ol%20ES>

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA	
<b>ACTIVO CORRIENTE</b>	
Cuentas por cobrar comerciales, neto	2,092,477.00
Cuentas por cobrar a partes relacionadas	9,542.00
Otras cuentas por cobrar, neto	331,151.00
Inventarios (suministros, repuestos)	1,930,302.00
Gastos contratados por anticipado	191,767.00
<b>PASIVO CORRIENTE</b>	
Cuentas por pagar comerciales	1,955,037.00
Cuentas por pagar a partes relacionadas	1,250,925.00
Otras cuentas por pagar	22,503.00
Impuesto a las ganancias	4,128.00
<b>Capital de Trabajo (USD)</b>	<b>1,328,706.00</b>

ESTADO DE RESULTADOS INTEGRALES	
Costos de servicios de transmisión	10,724,095.00
Gastos de Operación	316,903.00
<b>Total OyM</b>	<b>USD 11,040,998.00</b>

Capital de trabajo como porcentaje de los costos reales de Operación y Mantenimiento  
 % OyM 12.03%

**Capital de Trabajo = Activo Corriente - Pasivo Corriente**

Fuente: <https://www.driocapital.com/es-mx/recursos/financieras/que-es-capital-de-trabajo>







## **Anexo 05**

### **Resultados del Software CTC Global.**



Executive Summary Report

5/3/2024 2:53:56 AM GMT (or UTC)

Conductor Comparison Program

Project Name: LT San José - Repartición 220kV  
Project Location: Arequipa

Conductor Information	Base Conductor	Not Selected	Comparison Conductor #2	Not Selected
Type	ACAR		ACCC®	
Size ( Unit - Code Word)	815 kcmil 335/80		821 kcmil Grosbeak_Viakon	
Aluminum Area (mm²)	413.1		416.2	
Conductors per phase	2		2	
Number of Circuits	1		1	
Ampacity (A) at Rated Operating Temp (°C)	(75) - 2,431		(180) - 3,970	
Ampacity (A) at Maximum Temp (°C)	(90) - 2,706		(200) - 4,149	
Ampacity (A) at Temperature 1 (°C)	(0) -		(60) - 2,105	
Ampacity (A) at Temperature 2 (°C)	(0) -		(75) - 2,498	
Ampacity (A) at Temperature 3 (°C)	(0) -		(100) - 2,987	
Solar Absorptivity	0		0.50	
Emissivity	0		0.50	
Steady-State Temperature (°C) at Peak Ampacity	38		40	
First Year Line Losses (MWh)	11,368		10,869	
Cost of Line Losses (USD)	454,720		434,760	
Generation Capacity Required to Supply Line Losses (MW)	1.30		1.24	
Cost of Generation Capacity (USD)	1300		1240	
CO <sub>2</sub> Emissions From Line Losses (MT)	3,207.31		3,066.52	
Value of CO <sub>2</sub> (USD-\$/MT)	80,183		76,663	
<b>First Year Differences of Using Comparison Conductor</b>				
Difference in Generation Capacity vs Base Conductor (MW)	--		-0.06	
Difference in Capital Cost of Capacity vs Base Conductor (USD)	--		-57,000	
Difference in First Year Line Losses vs Base Conductor(MWh)	--		-499	
% Difference in First Year Line Losses vs Base Conductor (%)	--		-4 (%)	
First Year Line Loss Savings vs. Base Conductor Base Conductor (USD/Year)	--		19,941	
Line Loss Savings per meter of Conductor vs Base Conductor (USD/m/Year)	--		0.19	
Difference in First Year CO <sub>2</sub> Generated vs Base Conductor (MT)	--		-310	
<b>30 Year Differences of Using Comparison Conductor</b>				
Difference in 30 Year Line Losses vs Base Conductor (MWh)	--		-14,970.00	
30 year Line Loss Savings vs Base Conductor (USD)	--		998,221	
Difference in 30 year CO <sub>2</sub> Generated vs Base Conductor (MT)	--		-9,302	
30 year CO <sub>2</sub> Value vs Base Conductor at \$25/MT (USD)	--		232,550	
<b>Green House Gas (GHG) Emissions</b>				
Difference in First Year CO <sub>2</sub> Generated vs Base Conductor (MT)	--		-310	
Difference in First Year CO <sub>2</sub> Value vs. Base Conductor at \$25/MT (USD)	--		-7,750	
30 year CO <sub>2</sub> Value vs Base Conductor at \$25/MT (USD)	--		232,550	
Equivalent Number of Cars Removed from Highway by Use of Comparison Conductor*	--		67	
Equivalent Number of Homes Powered by Use of Comparison Conductor*	--		52	

Assumptions and Inputs:

**Line and Load:** Line Length (km) = 17.40, Voltage (KV) = 220, Voltage Type = AC, Phases/Circuit = 3, Peak Amps = 1312, Total Peak Power (MVA) = 500, Load Factor (%) = 55.

**Environmental Inputs:** Sun Radiation (W/m²) = 968.4, Ambient Temp. (°C) = 25.0, Elevation (m) = 0, Wind Angle (deg.) = 90, Latitude (neg = South) = -16, Wind (m/sec) = 2.00.

**Wind/Ice or Cold Temperature Sp/Tension:** Temperature (°C) = -10, Windspeed>Loading) (km/hr) = 63.6, Safety Factor (N/m) = 2.90, Radial Ice Thickness (mm) = 6.35, Ice Density (kg/m³) = 913.

**Economic:** Cost of Energy Generation (USD/MWh) = 40.00, Installed Generation Cost (USD/kW) = 1000.00, CO<sub>2</sub> (kg/kWh) = 0.622.

Note 1: Conductor Ampacity and Temperature calculations based on **IEEE 738-2006**.

Note 2: **Red Text:** Maximum Conductor Temperature Exceeded

CCP™ is a trademark of CTC Global Corporation.



Conductor Comparison Program

Sag Comparison Report

5/3/2024 2:56:59 AM GMT (or UTC)

Project Name: LT San José - Repartición 220kV  
Project Location: Arequipa

Conductor Information	Base Conductor	Not Selected	Comparison Conductor #2	Not Selected
Type	ACAR		ACCCB	
Size ( Unit - Code Word)	815 kcmil 335/80		821 kcmil Grosbeek_Vlaken	
Aluminum Area (mm²)	413.1		416.2	
Diameter (mm)	26.400		25.150	
Rated Strength (kN)	77.0		135.2	
Weight (kg/km)	1,138.7		1,244.9	
<b>Initial Sag/Tension at Above-Stringing Temperature (15 °C)</b>				
Rating Span (m)	550		550.0	
% RTS	20		20.0	
Sag at Initial Sagging Temperature (m)	28.11		17.23	
Total Initial Tension at Structure at Sagging Temperature (kN)	30.8		54.1	
Total Conductor Weight/phase (kg/km)	2,277.4		2,489.8	
<b>Sag/Tension at Stringing Temperature</b>				
<b>Sag at Peak Operating Amps</b>				
Temp (°C)	38		40	
Sag (m)	29.34		18.49	
Total Structure Tension (kN)	29.6		50.5	
<b>Sag at Rated Operating Temperature</b>				
Temp (°C)	75		180	
Sag (m)	29.34		22.19	
Total Structure Tension (kN)	29.6		42.2	
<b>Sag at Maximum Temperature</b>				
Temp (°C)	90		200	
Sag (m)	29.34		22.25	
Total Structure Tension (kN)	29.6		42.1	
<b>Max Allowable Temperature at Sag of 15 m</b>				
Max. Allowable Temp (°C)	15		15	
Sag (m)	29.34		17.23	
Total Structure Tension (kN)	29.6		54.1	
Ampacity (A)	No Amps		No Amps	
<b>Wind/Ice or Cold Temperature Sag/Tension</b>				
NESC MEDIUM				
Total Sag (m)	29.43		21.34	
Total Structure Tension (kN)	56.7		79.6	
% RTS	36.8		29.4	
Max. Allowable Tension (kN):	0		0	
Max. Tension (% RTS)	60.00		60.00	

Assumptions and Inputs:

**Line and Load:** Line Length (km) = 17.40, Voltage (kV) = 220, Voltage Type = AC, Phases/Circuit = 3,

Peak Amps = 1312, Total Peak Power (MVA) = 500, Load Factor (%) = 55,

**Environmental Inputs:** Sun Radiation (W/m²) = 968.4, Ambient Temp. (°C) = 25.0, Elevation (m) = 0, Wind Angle (deg.) = 90,

Latitude (neg = South) = -16, Wind (m/sec) = 2.00,

**Wind/Ice or Cold Temperature Sag/Tension:** Temperature (°C) = -10, Windspeed>Loading) (km/hr) = 63.6, Safety Factor (N/m) = 2.90,

Radial Ice Thickness (mm) = 6.35, Ice Density (kg/m³) = 913,

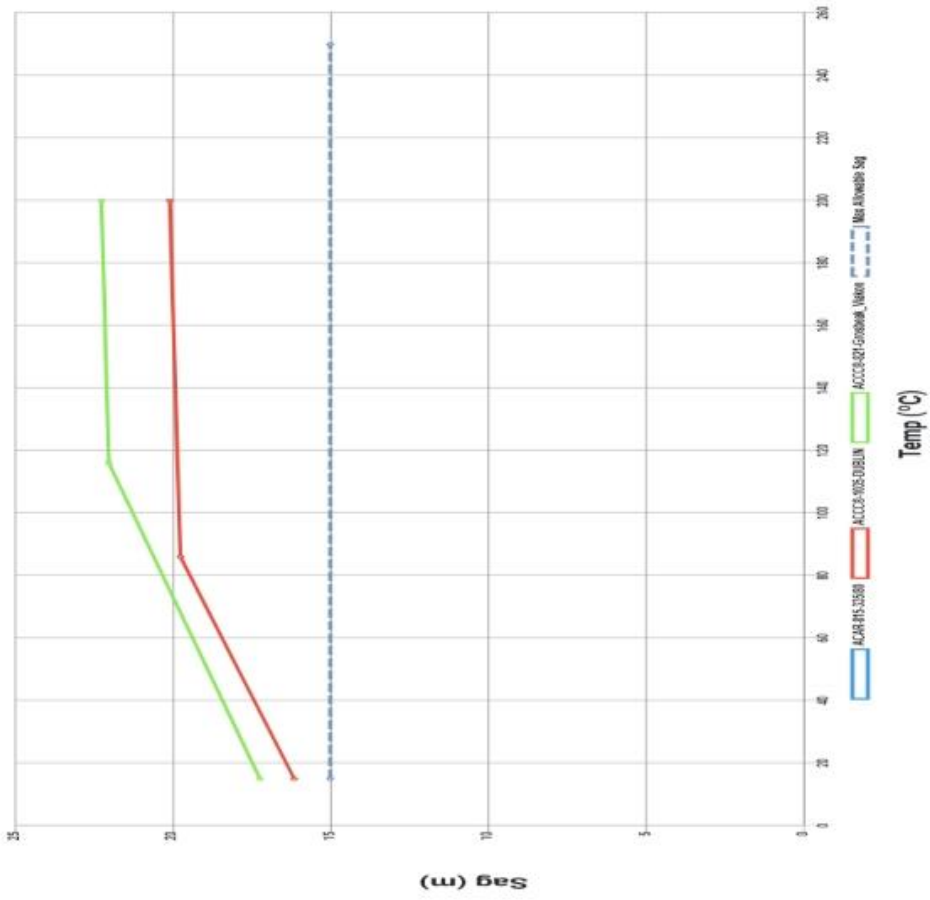
**Economic:** Cost of Energy Generation (USD/MWh) = 40.00, Installed Generation Cost (USD/kW) = 1000.00, CO<sub>2</sub> (kg/kWh) = 0.622.

Note 1: Conductor Ampacity and Temperature calculations based on **IEEE 738-2006**.

Note 2: **Red Text:** Maximum Conductor Temperature Exceeded

CCP™ is a trademark of CTC Global Corporation.

### Sag vs. Temperature Graph





Executive Summary Report

5/3/2024 2:44:18 AM GMT (or UTC)

Conductor Comparison Program

Project Name: LT Reparición-Mollendo 138kV  
Project Location: Arequipa

Conductor Information	Base Conductor	Comparison Conductor #1	Not Selected	Not Selected
Type	ACSR	ACCC®		
Size ( Unit - Code Word)	405 kcmil 205/27	488 kcmil LAHORE -PREL		
Aluminum Area (mm²)	205.0	247.3		
Conductors per phase	1	1		
Number of Circuits	1	1		
Ampacity (A) at Rated Operating Temp (°C)	(75) - 788	(180) - 1,408		
Ampacity (A) at Maximum Temp (°C)	(100) - 925	(200) - 1,472		
Ampacity (A) at Temperature 1 (°C)	(60) - 678	(60) - 752		
Ampacity (A) at Temperature 2 (°C)	(75) - 788	(75) - 890		
Ampacity (A) at Temperature 3 (°C)	(100) - 925	(100) - 1,062		
Solar Absorptivity	0	0.50		
Emissivity	0	0.50		
Steady-State Temperature (°C) at Peak Ampacity	43	42		
First Year Line Losses (MWh)	27,109	21,846		
Cost of Line Losses (USD)	1,086,700	873,840		
Generation Capacity Required to Supply Line Losses (MW)	3.10	2.49		
Cost of Generation Capacity (USD)	3100	2490		
CO <sub>2</sub> Emissions From Line Losses (MT)	7,665.32	6,163.52		
Value of CO <sub>2</sub> (USD-\$/MT)	191,633	154,088		
<b>First Year Differences of Using Comparison Conductor</b>				
Difference in Generation Capacity vs Base Conductor (MW)	--	-0.61		
Difference in Capital Cost of Capacity vs Base Conductor (USD)	--	-608,000		
Difference in First Year Line Losses vs Base Conductor(MWh)	--	-5,323		
% Difference in First Year Line Losses vs Base Conductor (%)	--	-20 (%)		
First Year Line Loss Savings vs. Base Conductor Base Conductor (USD/Year)	--	212,910		
Line Loss Savings per meter of Conductor vs Base Conductor (USD/m/Year)	--	1.02		
Difference in First Year CO <sub>2</sub> Generated vs Base Conductor (MT)	--	-3,311		
<b>30 Year Differences of Using Comparison Conductor</b>				
Difference in 30 Year Line Losses vs Base Conductor (MWh)	--	-159,690.00		
30 year Line Loss Savings vs Base Conductor (USD)	--	6,387,287		
Difference in 30 year CO <sub>2</sub> Generated vs Base Conductor (MT)	--	-89,322		
30 year CO <sub>2</sub> Value vs Base Conductor at \$25/MT (USD)	--	2,483,050		
<b>Green House Gas (GHG) Emissions</b>				
Difference in First Year CO <sub>2</sub> Generated vs Base Conductor (MT)	--	-3,311		
Difference in First Year CO <sub>2</sub> Value vs. Base Conductor at \$25/MT (USD)	--	-82,775		
30 year CO <sub>2</sub> Value vs Base Conductor at \$25/MT (USD)	--	2,483,050		
Equivalent Number of Cars Removed from Highway by Use of Comparison Conductor*	--	715		
Equivalent Number of Homes Powered by Use of Comparison Conductor*	--	561		

Assumptions and Inputs:

**Line and Load:** Line Length (km) = 69.50, Voltage (KV) = 138, Voltage Type = AC, Phases/Circuit = 3, Peak Amps = 506, Total Peak Power (MVA) = 121, Load Factor (%) = 55.

**Environmental Inputs:** Sun Radiation (W/m²) = 968.4, Ambient Temp. (°C) = 25.0, Elevation (m) = 0, Wind Angle (deg.) = 90, Latitude (neg = South) = -16, Wind (m/sec) = 2.00.

**Wind/Ice or Cold Temperature Sag/Tension:** Temperature (°C) = -10, Windspeed>Loading) (km/hr) = 63.6, Safety Factor (N/m) = 2.90, Radial Ice Thickness (mm) = 6.35, Ice Density (kg/m³) = 913.

**Economic:** Cost of Energy Generation (USD/MWh) = 40.00, Installed Generation Cost (USD/kW) = 1000.00, CO<sub>2</sub> (kg/kWh) = 0.622.

Note 1: Conductor Ampacity and Temperature calculations based on **IEEE 738-2006**.

Note 2: **Red Text:** Maximum Conductor Temperature Exceeded

CCP™ is a trademark of CTC Global Corporation.



Conductor Comparison Program

Sag Comparison Report

5/3/2024 2:48:57 AM GMT (or UTC)

Project Name: LT Reparación-Mollendo 138kV  
Project Location: Arequipa

Conductor Information	Base Conductor	Comparison Conductor #1	Not Selected	Not Selected
Type	ACSR	ACCC®		
Size ( Unit - Code Word)	405 kcmil 205/27	488 kcmil LAHORE -PREL		
Aluminum Area (mm²)	205.0	247.3		
Diameter (mm)	19.800	19.533		
Rated Strength (kN)	63.7	98.8		
Weight (kg/km)	773.9	758.5		
<b>Initial Sag/Tension at Above-Stringing Temperature (15 °C)</b>				
Ruling Span (m)	550	550.0		
% RTS	20	20.0		
Sag at Initial Sagging Temperature (m)	22.88	14.33		
Total Initial Tension at Structure at Sagging Temperature (kN)	12.7	19.8		
Total Conductor Weight/phase (kg/km)	773.9	758.5		
<b>Sag/Tension at Stringing Temperature</b>				
Sag at Peak Operating Amps				
Temp (°C)	43	42		
Sag (m)	24.14	15.79		
Total Structure Tension (kN)	12.1	18.0		
Sag at Rated Operating Temperature				
Temp (°C)	75	180		
Sag (m)	25.52	17.89		
Total Structure Tension (kN)	11.5	15.9		
Sag at Maximum Temperature				
Temp (°C)	100	200		
Sag (m)	26.58	17.95		
Total Structure Tension (kN)	11.0	15.8		
Max Allowable Temperature at Sag of 15 m				
Max. Allowable Temp (°C)	15	28		
Sag (m)	22.87	15.01		
Total Structure Tension (kN)	12.8	18.9		
Ampacity (A)	No Amps	No Amps		
<b>Wind/Ice or Cold Temperature Sag/Tension</b>				
NESC MEDIUM				
Total Sag (m)	24.54	20.09		
Total Structure Tension (kN)	26.1	31.3		
% RTS	41.0	31.7		
Max. Allowable Tension (kN)	0	0		
Max. Tension (% RTS)	60.00	60.00		

Assumptions and Inputs:

**Line and Load:** Line Length (km) = 69.50, Voltage (kV) = 138, Voltage Type = AC, Phases/Circuit = 3, Peak Amps = 506, Total Peak Power (MVA) = 121, Load Factor (%) = 55.

**Environmental Inputs:** Sun Radiation (W/m²) = 968.4, Ambient Temp. (°C) = 25.0, Elevation (m) = 0, Wind Angle (deg.) = 90, Latitude (neg = South) = -16, Wind (m/sec) = 2.00.

**Wind/Ice or Cold Temperature Sag/Tension:** Temperature (°C) = -10, Windspeed>Loading (km/hr) = 63.6, Safety Factor (N/m) = 2.90, Radial Ice Thickness (mm) = 6.35, Ice Density (kg/m³) = 913.

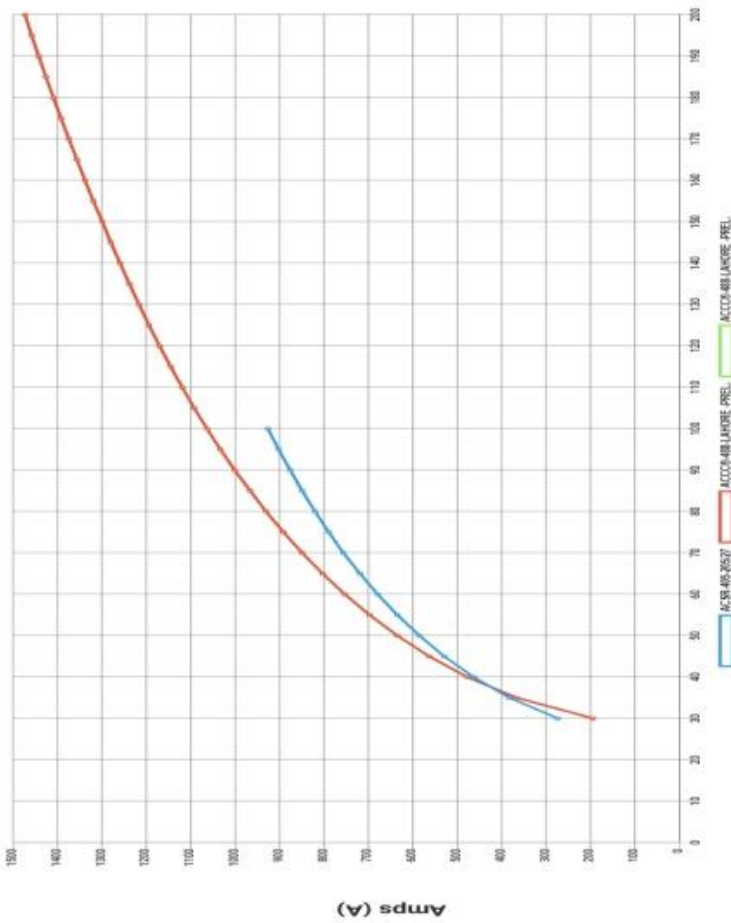
**Economic:** Cost of Energy Generation (USD/MWh) = 40.00, Installed Generation Cost (USD/kW) = 1000.00, CO<sub>2</sub> (kg/kWh) = 0.622.

Note 1: Conductor Ampacity and Temperature calculations based on **IEEE 738-2006**.

Note 2: **Red Text:** Maximum Conductor Temperature Exceeded

CCP™ is a trademark of CTC Global Corporation.

# Ampacity vs. Temperature Graph



Conductor Temp (°C)

Max Allowable Temperature at Sag of 15 m

Base Conductor		Conductor #1	Conductor #2
Type:	ACSR	ACCS	ACCS
Size (mm <sup>2</sup> Al-Cook/Nom):	485/265Z	488-LARRE-PREL	488-LARRE-PREL
Max Allowable Temp (°C):	100	200	200
Ampacity (A):	195	147	147



Executive Summary Report

5/3/2024 2:51:17 AM GMT (or UTC)

Conductor Comparison Program

Project Name: LT Reparición-Majes 138kV  
Project Location: Arequipa

Conductor Information	Base Conductor	Comparison Conductor #1	Not Selected	Not Selected
Type	ACSR	ACCC®		
Size ( Unit - Code Word)	405 kcmil 205/27	488 kcmil LAHORE -PREL		
Aluminum Area (mm²)	205.0	247.3		
Conductors per phase	1	1		
Number of Circuits	1	1		
Ampacity (A) at Rated Operating Temp (°C)	(75) - 805	(180) - 1,408		
Ampacity (A) at Maximum Temp (°C)	(100) - 961	(200) - 1,472		
Ampacity (A) at Temperature 1 (°C)	(60) - 680	(60) - 752		
Ampacity (A) at Temperature 2 (°C)	(75) - 805	(75) - 890		
Ampacity (A) at Temperature 3 (°C)	(100) - 961	(100) - 1,062		
Solar Absorptivity	0.50	0.50		
Emissivity	0.50	0.50		
Steady-State Temperature (°C) at Peak Ampacity	45	42		
First Year Line Losses (MWh)	19,271	15,403		
Cost of Line Losses (USD)	770,840	616,120		
Generation Capacity Required to Supply Line Losses (MW)	2.20	1.76		
Cost of Generation Capacity (USD)	2200	1760		
CO <sub>2</sub> Emissions From Line Losses (MT)	5,437.02	4,345.72		
Value of CO <sub>2</sub> (USD-\$/MT)	135,926	108,643		
<b>First Year Differences of Using Comparison Conductor</b>				
Difference in Generation Capacity vs Base Conductor (MW)	--	-0.44		
Difference in Capital Cost of Capacity vs Base Conductor (USD)	--	-442,000		
Difference in First Year Line Losses vs Base Conductor(MWh)	--	-3,868		
% Difference in First Year Line Losses vs Base Conductor (%)	--	-20 (%)		
First Year Line Loss Savings vs. Base Conductor Base Conductor (USD/Year)	--	154,733		
Line Loss Savings per meter of Conductor vs Base Conductor (USD/m/Year)	--	1.05		
Difference in First Year CO <sub>2</sub> Generated vs Base Conductor (MT)	--	-2,406		
<b>30 Year Differences of Using Comparison Conductor</b>				
Difference in 30 Year Line Losses vs Base Conductor (MWh)	--	-116,040.00		
30 year Line Loss Savings vs Base Conductor (USD)	--	4,641,997		
Difference in 30 year CO <sub>2</sub> Generated vs Base Conductor (MT)	--	-72,183		
30 year CO <sub>2</sub> Value vs Base Conductor at \$25/MT (USD)	--	1,804,575		
<b>Green House Gas (GHG) Emissions</b>				
Difference in First Year CO <sub>2</sub> Generated vs Base Conductor (MT)	--	-2,406		
Difference in First Year CO <sub>2</sub> Value vs. Base Conductor at \$25/MT (USD)	--	-60,150		
30 year CO <sub>2</sub> Value vs Base Conductor at \$25/MT (USD)	--	1,804,575		
Equivalent Number of Cars Removed from Highway by Use of Comparison Conductor*	--	520		
Equivalent Number of Homes Powered by Use of Comparison Conductor*	--	407		

Assumptions and Inputs:

**Line and Load:** Line Length (km) = 49.00, Voltage (KV) = 138, Voltage Type = AC, Phases/Circuit = 3, Peak Amps = 506, Total Peak Power (MVA) = 121, Load Factor (%) = 55.

**Environmental Inputs:** Sun Radiation (W/m²) = 968.4, Ambient Temp. (°C) = 25.0, Elevation (m) = 0, Wind Angle (deg.) = 90, Latitude (neg = South) = -16, Wind (m/sec) = 2.00.

**Wind/Ice or Cold Temperature Sag/Tension:** Temperature (°C) = -10, Windspeed>Loading) (km/hr) = 63.6, Safety Factor (N/m) = 2.90, Radial Ice Thickness (mm) = 6.35, Ice Density (kg/m³) = 913.

**Economic:** Cost of Energy Generation (USD/MWh) = 40.00, Installed Generation Cost (USD/kW) = 1000.00, CO<sub>2</sub> (kg/kWh) = 0.622.

Note 1: Conductor Ampacity and Temperature calculations based on **IEEE 738-2006**.

Note 2: **Red Text:** Maximum Conductor Temperature Exceeded

CCP™ is a trademark of CTC Global Corporation.



Conductor Comparison Program

Sag Comparison Report

5/3/2024 2:51:58 AM GMT (or UTC)

Project Name: LT Reparición-Majes 138kV  
Project Location: Arequipa

Conductor Information	Base Conductor	Comparison Conductor #1	Not Selected	Not Selected
Type	ACSR	ACCC®		
Size ( Unit - Code Word)	405 kcmil 205/27	488 kcmil LAHORE -PREL		
Aluminum Area (mm²)	205.0	247.3		
Diameter (mm)	19.800	19.533		
Rated Strength (kN)	63.7	98.8		
Weight (kg/km)	773.9	758.5		
<b>Initial Sag/Tension at Above-Stringing Temperature (15 °C)</b>				
Ruling Span (m)	550.0	550.0		
% RTS	20.0	20.0		
Sag at Initial Sagging Temperature (m)	22.88	14.33		
Total Initial Tension at Structure at Sagging Temperature (kN)	12.7	19.8		
Total Conductor Weight/phase (kg/km)	773.9	758.5		
<b>Sag/Tension at Stringing Temperature</b>				
Sag at Peak Operating Amps				
Temp (°C)	45	42		
Sag (m)	24.23	15.79		
Total Structure Tension (kN)	12.1	18.0		
Sag at Rated Operating Temperature				
Temp (°C)	75	180		
Sag (m)	25.52	17.89		
Total Structure Tension (kN)	11.5	15.9		
Sag at Maximum Temperature				
Temp (°C)	100	200		
Sag (m)	26.58	17.95		
Total Structure Tension (kN)	11.0	15.8		
Max Allowable Temperature at Sag of 15 m				
Max. Allowable Temp (°C)	15	28		
Sag (m)	22.87	15.01		
Total Structure Tension (kN)	12.8	18.9		
Ampacity (A)	No Amps	No Amps		
<b>Wind/Ice or Cold Temperature Sag/Tension</b>				
NESC MEDIUM				
Total Sag (m)	24.54	20.09		
Total Structure Tension (kN)	26.1	31.3		
% RTS	41.0	31.7		
Max. Allowable Tension (kN)	0	0		
Max. Tension (% RTS)	60.00	60.00		

Assumptions and Inputs:

**Line and Load:** Line Length (km) = 49.00, Voltage (kV) = 138, Voltage Type = AC, Phases/Circuit = 3, Peak Amps = 506, Total Peak Power (MVA) = 121, Load Factor (%) = 55.

**Environmental Inputs:** Sun Radiation (W/m²) = 968.4, Ambient Temp. (°C) = 25.0, Elevation (m) = 0, Wind Angle (deg.) = 90, Latitude (neg = South) = -16, Wind (m/sec) = 2.00.

**Wind/Ice or Cold Temperature Sag/Tension:** Temperature (°C) = -10, Windspeed>Loading (km/hr) = 63.6, Safety Factor (N/m) = 2.90, Radial Ice Thickness (mm) = 6.35, Ice Density (kg/m³) = 913.

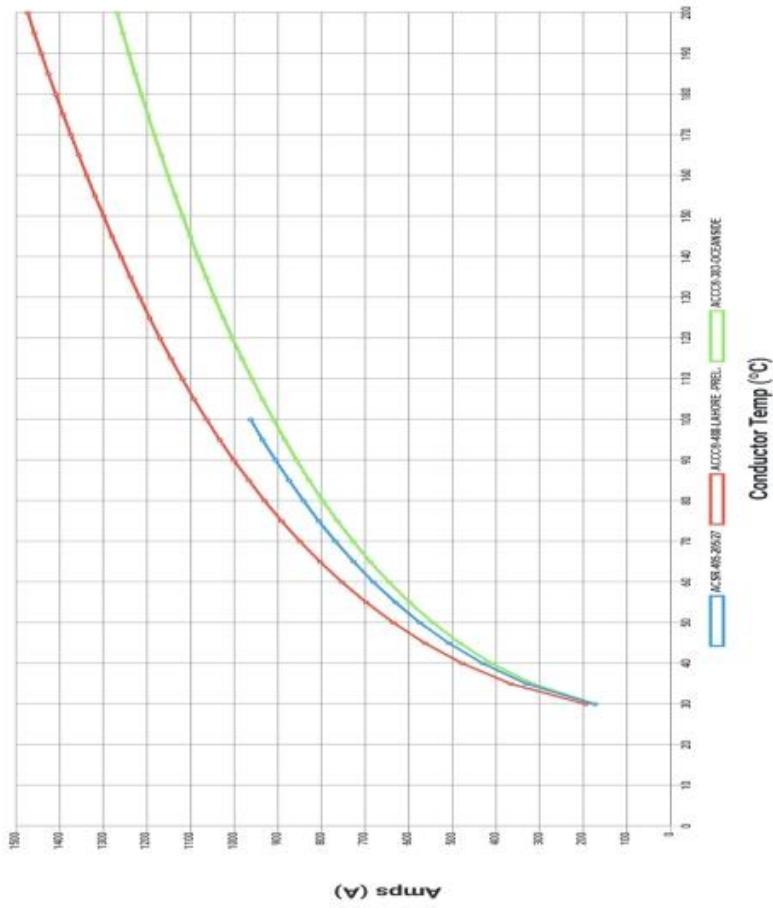
**Economic:** Cost of Energy Generation (USD/MWh) = 40.00, Installed Generation Cost (USD/kW) = 1000.00, CO<sub>2</sub> (kg/kWh) = 0.622.

Note 1: Conductor Ampacity and Temperature calculations based on **IEEE 738-2006**.

Note 2: **Red Text:** Maximum Conductor Temperature Exceeded

CCP™ is a trademark of CTC Global Corporation.

# Ampacity vs. Temperature Graph



Max Allowable Temperature at Sag of 15 m

Base Conductor		Conductor #1	Conductor #2
Type: ACSR		ACCB	ACCB
Size (mm² / Code Word): 465/2607		48/LAMPRE-PRCL	30/OCEANRSE
Max Allowable Temp (°C): 100		210	210
Ampacity (A): 951		1472	1267

## Bibliografía

- Torales, J., & Barrios, I. (2023). Diseño de investigaciones: algoritmo de clasificación y características esenciales. *Medicina clínica y social*, 7(3), 210-235. <https://doi.org/10.52379/mcs.v7i3.349>
- Ariño-Ortiz, G. (2020). *La transición energética en el sector eléctrico. Líneas de evolución del sistema, de las empresas, de la regulación y de los mercados*. Orkestra Instituto Vasco de Competitividad. <https://bit.ly/4bQb1wj>
- Borau Rumbao, M. (2016). *Posibilidad de Reopontenciación de líneas eléctricas áreas para la futura superred Europea*. [Maestría en Sistemas de Energía Eléctrica, Universidad de Sevilla]. Depósito de Investigación US. <https://bit.ly/3QVQG0B>
- Bravo Orellana, S. (13 de mayo de 2019). *Costo de Capital y RPI en APPs*. <https://blogs.gestion.pe/inversioneinfrasestructura/2019/05/costo-de-capital-en-apps.html>
- Centro de Energia Universidad de Chile. (junio de 2019). *Concepto de Flexibilidad en el Sistema Eléctrico Nacional*. <https://bit.ly/44OTi61>
- COES. (2023). *Actualización Plan de Transmisión 2023 - 2032*. <https://bit.ly/4dPXgzd>
- COES. (9 de setiembre de 2023). *Boletin Mensual*. <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Boletines/#>
- COES. (2023). *Estadísticas Anuales*. <https://bit.ly/3wOc8h1>
- Coordinador Electrico Nacional. (Enero de 2023). Propuesta de expansión de la transmisión. Chile.
- CTC Global. (9 de mayo de 2022). *CTC Global Conductor Comparison Program*. <https://ccp.ctcglobal.com/>
- CTC Global. (2023). *Case Studies: See our solutions in action*. <https://ctcglobal.com/case-studies/>

- Dammert, A., García-Carpio, R., & Molinelli, F. (2013). *Regulación y supervisión del sector eléctrico*. Lima: Fondo Editorial PUCP.  
<https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/informes-publicaciones/483426-regulacion-y-supervision-del-sector-electrico>
- Decreto Legislativo N° 1002. (13 de setiembre de 2010). Decreto Legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.  
[https://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-9ozj22z9ap5zz33z-DL\\_de\\_promocion\\_de\\_la\\_inversion\\_para\\_la\\_generacion\\_de\\_electricidad\\_con\\_el\\_uso\\_de\\_energias\\_renovables\\_1002.pdf](https://www.minem.gob.pe/archivos/legislacion-9ozj22z9ap5zz33z-DL_de_promocion_de_la_inversion_para_la_generacion_de_electricidad_con_el_uso_de_energias_renovables_1002.pdf)
- Decreto Ley N° 25844. (2007). Ley de Concesiones Eléctricas. Decreto Supremo N° 009-93-EM. Enel Perú. <https://www.enel.pe/content/dam/enel-pe/ayuda/normas-legales/Ley%20de%20Concesiones%20El%C3%A9ctricas%20Decreto%20Ley%20Nro%2025844.pdf>
- Diario El Comercio. (13 de junio de 2023). *Las energías renovables duplicarán su participación en la matriz energética: llegarán al 10% en el 2024*.  
<https://elcomercio.pe/economia/electricidad-las-energias-renovables-duplicaran-su-participacion-en-la-matriz-energetica-llegaran-al-10-en-el-2024-noticia/?ref=ecr>
- Dinter, F. (Mayo de 2024). *Diversificar las soluciones para el vertimiento de las energías renovables*. <https://www.latercera.com/que-pasa/noticia/columna-de-frank-dinter-diversificar-las-soluciones-para-el-vertimiento-de-las-energias-renovables/C6UVLK7ISZF5JONCLLIOMXFHUQ/>
- Empresa TRENT. (2022). *Webinar TRENT: Conductores ACCC - La tecnología más eficiente para los proyectos del CEN*. [Video]. Youtube. <https://bit.ly/3Kci6eJ>

- ENGIE Energía Perú. (6 de abril de 2021). *Quellaveco, la primera mina del Perú en usar energía 100% renovable de ENGIE*. <https://engie-energia.pe/notas-de-prensa/quellaveco-primeramina-del-peru-en-usar-energia-100-renovable-engie>
- Espinoza, F., & Cervantes, R. (2021). Revisión Bibliográfica: La Metodología del Aprendizaje basado en la Investigación. *Ciencia Latina*, 5(1). [https://doi.org/10.37811/cl\\_rcm.v5i1.312](https://doi.org/10.37811/cl_rcm.v5i1.312)
- Estrategia Energética. (2023). *Enel revela su cartera de proyectos renovables en Perú*. <https://www.energiaestrategica.com/enel-revela-su-cartera-de-proyectos-renovables-en-peru/>
- Fresco, P. (2020). *El nuevo orden verde*. Valencia: Barlin Libros.
- Generadoras de Chile. (Noviembre de 2023). Boletín de Generadoras de Chile. Chile.
- Gonda, C. (2022). Mercados de carbono. Explicaciones y términos básicos para desterrar confusiones. Glosario. Fundación Ambiente y Recursos Naturales.
- González, H. (2021). An Approach to the Different Types of Nonprobabilistic Sampling. *Revista Cubana de Medicina General Integral*, 37(3). [http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0864-21252021000300002&lng=es](http://scielo.sld.cu/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0864-21252021000300002&lng=es). Epub 01-Sep-2021.
- González-Bejarano, D., & Holguín-García, M. (2021). Población y desarrollo sostenible en México: revisión de sus relaciones complejas. *Papeles de población*, 26(106), 131-153. <https://doi.org/10.22185/24487147.2020.106.33>
- Hadzimuratovic, S., & Fickert, L. (2018). Impact of gradually replacing old transmission lines with advanced composite conductors. *2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, 1-5. <https://bit.ly/4bFUcnO>

- Hernandez, C., Monagas, E., & Romero, L. (2016). Alternativas para aumentar la capacidad de transmisión. Caso estudio: Circuito Arenosa-Yaguara I-II. *Ingeniería y Sociedad UC*, 11(2), 121-136. <https://bit.ly/3V7Wh6m>
- IRENA. (3 de octubre de 2017). *Electricity storage and renewables: costs and markets to 2030*. <https://www.irena.org/publications/2017/Oct/Electricity-storage-and-renewables-costs-and-markets>
- IRENA. (13 de noviembre de 2018). *Flexibilidad del sistema eléctrico para la transición energética*. <https://bit.ly/3UTBrpS>
- Jaucha Quispe, G. (2022). *Implementación del conductor no convencional termorresistente ACCC R para la repotenciación de la línea de transmisión en 72.5 KV S.E. Carpapata II de UNACEM S.A.A. Tarma, Junín*. [Grado en Ingeniero Electricista, Universidad UNCP]. Repositorio Institucional UNCP. <https://bit.ly/3V8Pn0K>
- Kroposki, B. (2017). Integrating high levels of variable renewable energy into electric power systems. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 5, 831–837. <https://doi.org/10.1007/s40565-017-0339-3>
- Kumar, M., & Rahangdale, R. (2018). Comparative analysis of ACSR and HTLS conductor. *International Journal on Future Revolution in Computer Science & Communication Engineering*, 4(5), 29-35. <https://core.ac.uk/download/539895429.pdf>
- Ley N° 28832. (23 de julio de 2006). Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica. MINEM. [https://www.minem.gob.pe/\\_legislacionM.php?idSector=12&idLegislacion=6428](https://www.minem.gob.pe/_legislacionM.php?idSector=12&idLegislacion=6428)
- Lozano-Girón, I. (2023). *Engie: “Para el 2024 tenemos nuevos proyectos de energía renovable”*. El Comercio. <https://elcomercio.pe/economia/peru/energia-engie-para-el-2024-tenemos->

nuevos-proyectos-de-energia-renovable-entrevista-hanaq-pampa-electricidad-punta-lomitas-noticia/?ref=ecr

Luyo, J. (2008). Efectos de la congestión de las redes de transmisión en la competencia en mercados eléctricos de producción hidrotermica. *Pensamiento Crítico*, 9, 77-98. <https://doi.org/10.15381/pc.v9i0.9024>

Meza-Salcedo, G., Rubio-Rodríguez, G., & Mesa, L. (2020). Formative and pedagogical character of the literature review in research. *Información tecnológica*, 31(5), 153-162. <https://doi.org/10.4067/S0718-07642020000500153>

MINEM. (2012). *Código Nacional de Electricidad Suministro*. Dirección General de Electricidad. <https://bit.ly/4bjFmU1>

MINEM. (2016). *Norma DGE - Bases para el Diseño de Líneas y Redes Primarias para Electrificación Rural*. Dirección General de Electricidad. <https://bit.ly/3V7MywK>

MINEM. (1 de agosto de 2021). *Balance Nacional de energía 2021*. <https://bit.ly/3QUuDaw>

MINEM. (8 de julio de 2021). *Programa Plan de Inversiones de Transmisión PIT*. <https://ofi5.mef.gob.pe/invierte/general/downloadArchivo?idArchivo=d4b55d07-a820-4229-9ecf-4bf4d008a78d.pdf>

MINEM. (14 de julio de 2023). *Anuario Estadístico de Electricidad*. [https://www.minem.gob.pe/\\_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=13609](https://www.minem.gob.pe/_estadistica.php?idSector=6&idEstadistica=13609)

Montoya, B. (Mayo de 2024). *Vertimiento de energía: el nudo que Chile necesita desatar*. <https://climatetrackerlatam.org/historias/vertimiento-de-energia-el-nudo-que-chile-necesita-desatar/>

- OLADE. (16 de marzo de 2023). *Estrategia para una América Latina y el Caribe más renovable*.  
<https://www.olade.org/publicaciones/estrategia-para-una-america-latina-y-el-caribe-mas-renovable/>
- OSINERGMIN. (2019). *Energías Renovables: Experiencia y perspectivas en la ruta del Perú hacia la transición energética*. Biblioteca Nacional del Perú. <https://bit.ly/3VdEKKc>
- Osinermin. (1 de mayo de 2021). *Determinación de Areas de Demanda para Instalaciones de Transmisión de SST y SCT, periodo 2021-2027*. <https://bit.ly/4dNZPC1>
- Osinermin. (15 de mayo de 2021). *Determinación de los Porcentajes del Costo Anual Estandar de Operación y Mantenimiento, Periodo mayo 2021 - abril 2027*.  
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/2451572/Osinermin-133-2021-GRT-IT.pdf.pdf>
- OSINERGMIN-GRT. (2016). *Subasta de Recursos Energéticos Renovables conectadas al SEIN*.  
<https://bit.ly/4bOHYsK>
- Perú Energía. (12 de setiembre de 2022). *Existen 31 proyectos en energías renovables en Perú que sumarían más de 3,163 MW*. <https://peruenergia.com.pe/existen-31-proyectos-en-energias-renovables-en-peru-que-sumarian-mas-de-3163-mw/>
- ProInversion. (26 de setiembre de 2023). *Portafolio de Proyectos de Inversión*.  
<https://www.investinperu.pe/es/app/DatosProyecto?idAPProyecto=667>
- Pudrencio, G., & Martinez-Conde, F. (2020). *Estrategia de Flexibilidad para el Sistema Eléctrico Nacional*. [Informe]. Ministerio de Energía, Chile.  
<http://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/3856>
- Quispe, A., Pinto, D., Huaman, M., Bueno, G., & Campo, A. (2020). Metodologías cuantitativas: Cálculo del tamaño de muestra con STATA y R. *Revista del Cuerpo Médico Hospital*

- Nacional Almanzor Aguinaga Asenjo*, 33(1), 78-83.  
<https://doi.org/10.35434/rcmhnaaa.2020.131.627>
- Rebollo, P., & Ábalos, E. (2022). *Metodología de la Investigación/Recopilación*. Editorial Autores de Argentina. <https://bit.ly/44S5RgQ>
- Red de Energía del Perú S.A. (11 de agosto de 2021). *Referentes en transmisión de energía eléctrica*. <https://bit.ly/4bQNATh>
- Reyes, E. (2022). *Metodologia de la Investigacion Cientifica*. Page Publishing, Incorporated. [https://www.google.com.pe/books/edition/Metodologia\\_de\\_la\\_Investigacion\\_Cientifi/Sm dxEAAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=0](https://www.google.com.pe/books/edition/Metodologia_de_la_Investigacion_Cientifi/Sm dxEAAAQBAJ?hl=es-419&gbpv=0)
- RTE. (11 de enero de 2018). *Denmark on track to have 50% renewable energy by 2030*. <https://www.rte.ie/news/newslens/2018/0111/932573-denmark-wind-farm/>
- Salazar, K., Castillon, S., & Cárdenas, G. (2022). Metodología 5S: Una Revisión Bibliográfica y Futuras Líneas de Investigación. *Qantu Yachay*, 2(1), 41-62. <https://doi.org/10.54942/qantuyachay.v2i1.20>
- Sayas, L. (12 de Diciembre de 2019). *Inflexibilidades operativas en centrales térmicas; concpetualización, modelamiento y simulación para una operación inteligente con energías renovables*. <https://www.smartgridsinfo.es/comunicaciones/comunicacion-inflexibilidades-operativas-centrales-termicas-conceptualizacion-modelamiento-simulacion-operacion-inteligente-energias-renovables>
- Sinsel, S., Riemke, R., & Hoffmann, V. (2020). Challenges and solution technologies for the integration of variable renewable energy sources—a review. *Renewable Energy*, 145, 2271-2285. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.06.147>

Tamayo Pereyera, R., & Lopez Lima, J. (21 de Abril de 2020). *Inflexibilidades Operativas en Sistema Eléctrico Peruano*. <https://www.linkedin.com/pulse/inflexibilidades-operativas-en-sistema-el%C3%A9ctrico-tamayo-pereyra/?originalSubdomain=es>