

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA,
ELECTRÓNICA Y SISTEMAS
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA
ELÉCTRICA**



**“DESEMPEÑO TÉCNICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE
LA REGIÓN PUNO POR LA IMPLEMENTACIÓN DE LA LÍNEA
DE TRANSMISIÓN 220/138 KV AZÁNGARO – JULIACA – PUNO
Y SET ASOCIADAS”**

TESIS

PRESENTADA POR:

DAVID ARPA QUILLE

YONE YONATAN ARPA QUILLI

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

PUNO – PERÚ

2018

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL ALTIPLANO - PUNO**FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA, ELECTRÓNICA Y
SISTEMAS****ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA MECÁNICA ELÉCTRICA****“DESEMPEÑO TÉCNICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LA REGIÓN
PUNO POR LA IMPLEMENTACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN
220/138KV AZÁNGARO – JULIACA – PUNO Y SET ASOCIADAS”**

TESIS PRESENTADA POR:

ARPA QUILLE DAVID**ARPA QUILLI YONE YONATAN**


PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:


INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA


FECHA DE SUSTENTACIÓN: 19-12-2018


APROBADA POR EL JURADO REVISOR CONFORMADO POR:



PRESIDENTE : 
M.Sc. MARIO MAMANI PAMPA

PRIMER MIEMBRO : 
M.Sc. ANGEL MARIO HURTADO CHAVEZ

SEGUNDO MIEMBRO : 
Ing. FELIPE CONDORI CHAMBILLA

DIRECTOR / ASESOR : 
M.Sc. ARMANDO TITO CRUZ CABRERA

Área : Electricidad

Tema : Sistemas de Potencia y Protección

DEDICATORIA

Este trabajo está dedicado especialmente al ser a quien le debemos la mayor parte de lo que somos, a nuestra madre Sofía Edith, quien con su amor, dedicación y esfuerzo nos brindó el apoyo y la confianza necesaria para alcanzar nuestras metas y nos inculco el don de la humildad y la generosidad.

A nuestro padre Víctor, por preocuparse de nuestro rendimiento académico en la etapa escolar, sin duda el saber que estabas pendiente de mis notas en cierto modo me obligaba a preocuparme a mí también por ellas. A mis hermanas, por su constante apoyo para lograr esta meta. Este logro es tan nuestro como de todos ustedes.

AGRADECIMIENTO

Me gustaría que estas líneas sirvan para expresar mi más profundo y sincero agradecimiento a todas aquellas personas que con su ayuda han colaborado en la realización del presente trabajo, en especial a Dios quien con su cuidado y bendición supo guiarme para cumplir mis objetivos.

Un agradecimiento muy especial merece la comprensión, paciencia y el ánimo recibidos de mi familia y amigos.

Expreso mi más sincero agradecimiento a la empresa TESUR 2 S.A.C. por facilitarme la información requerida para el desarrollo de la presente tesis.

A la Universidad Nacional del Altiplano, a la Escuela Profesional de Ingeniería Mecánica Eléctrica, por los conocimientos impartidos a lo largo de mi formación profesional.

A todos ellos, muchas gracias.

INDICE GENERAL

ÍNDICE DE FIGURAS	10
ÍNDICE DE TABLAS	11
ÍNDICE DE ACRÓNIMOS.....	13
RESUMEN	14
ABSTRACT	16
CAPÍTULO I	18
1.1. INTRODUCCIÓN.....	18
1.2. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	19
1.3. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	21
1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	22
1.4.1. Problema general.....	22
1.4.2. Problemas específicos	22
1.5. OBJETIVOS DE INVESTIGACIÓN	23
1.5.1. Objetivo general	23
1.5.2. Objetivos específicos	23
1.6. HIPÓTESIS	23
1.6.1. Hipótesis general	23
1.6.2. Hipótesis específicos	23
CAPÍTULO II	25
REVISIÓN DE LITERATURA.....	25
2.1. DESARROLLO Y SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO.....	25
2.2. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN EL PERÚ	25
2.2.1. Niveles de tensión.....	26
2.2.2. Clasificación de los sistemas de transmisión	26
2.2.3. Líneas de transmisión	27

2.3. CARACTERISTICAS TECNICAS DE CADA SUBESTACION	28
2.3.1. Ampliación de la subestacion Puno 138 KV existente	28
2.3.2. Ampliación de la subestacion Juliaca 138 KV existente	29
2.3.3. Subestación San Roman 220/138 KV	30
2.3.4. Ampliación de la subestacion azangaro 138 KV existente	32
2.3.5. Subestacion pumiri 220/138 KV	32
2.4. DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN	35
2.4.1. Criterios de diseño eléctrico	36
2.4.2. Diseño eléctrico.....	36
2.4.3. Dimensionamiento eléctrico de torres.	38
2.4.4. Diseño mecánico.....	39
2.4.5. Diseño estructural	40
2.4.6. Especificaciones misceláneas.....	41
2.4.7. Parámetros eléctricos de línea de transmisión.....	42
2.5. DESCRIPCION GENERAL L.T 220KV AZANGARO–JULIACA– PUNO	45
2.5.1. trazado de linea 220 KV en google earth	46
2.5.2. Línea a 138 KV Pumiri – Azangaro	48
2.5.3. Línea 220 KV Pumiri – San Roman	48
2.5.4. Línea a 220 KV San Roman–Puno	50
2.5.5. Línea a 138 KV enlace S.E San Roman–Puno–Juliaca.....	50
2.6. FENÓMENO DE CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN....	52
2.6.1. Limitaciones térmicas.....	54
2.6.2. Caída de tensión	56
2.6.3. Límite de estabilidad	56
2.6.4. Cargabilidad en operación de las líneas de transmisión	57
2.7. BARRAS REGULADOS	58

2.7.1. Criterio para la determinación de los costos de transmisión de acuerdo a la ley de concesiones	58
2.7.2. Tarifas de sistema principal y garantizado de transmisión	59
2.7.3. Precio básico de potencia	59
2.7.3.1. Proyección de la demanda	60
2.7.4. Programa de obras	61
2.7.5. Precio de energía.....	61
2.7.6. Precio de potencia	62
2.7.7. Tarifas de sistema principal de transmisión	63
2.7.8. Tarifas de sistema garantizado de transmisión	63
2.7.9. Cargos adicionales (ca)	63
2.8. EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS	64
2.8.1. Beneficios de largo plazo	64
2.8.2. Beneficios de corto plazo	65
2.8.3. Integración eléctrica regional	66
2.8.4. Selección del nivel de integración	67
2.8.5. Peajes de transmisión.....	67
CAPÍTULO III	69
MATERIALES Y METODOS	69
3.1. MATERIALES.....	69
3.2. MÉTODO.....	69
3.2.1. Analítico	69
3.2.2. Deductivo	70
3.3. TIPO DE INVESTIGACIÓN	70
3.4. ÁMBITO DE ESTUDIO	70
3.5. POBLACIÓN Y MUESTRA.....	70
3.6. IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES.....	71

3.6.1. Oferta y demanda de energía	71
3.6.2. Perfiles de tensión en las subestaciones de potencia	71
3.6.3. Cargabilidad de las subestaciones de potencia	71
3.6.4. Cargabilidad de las líneas de transmisión.....	71
3.6.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....	72
3.7. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA.....	74
CAPÍTULO IV	76
RESULTADOS Y DISCUSIÓN	76
4.1. CARACTERIZACIÓN DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SEIN	76
4.1.1. Demanda máxima de potencia.....	76
4.1.2. Demanda de energía	78
4.1.3. Crecimiento de las cargas - clientes libres y regulados del mercado eléctrico.....	80
4.2. CARACTERIZACIÓN DE LA OFERTA DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SEIN	86
4.2.1. Oferta de potencia eléctrica del sein	89
4.2.2. Oferta de energía en el sein.....	91
4.3. CALIDAD DE TENSIÓN EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN.....	92
4.3.1. Características del sistema de transmisión en estudio parámetros electromecánicos	92
4.3.2. Parametros electricos de las nuevas instalaciones	94
4.4. LA CARGABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN LA REGIÓN PUNO.....	98
4.4.1. Cargabilidad en las líneas de transmisión.....	98
4.4.2. Cargabilidad en subestaciones de transformación	100
CONCLUSIONES	103
RECOMENDACIONES	104



REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	105
ANEXOS	109

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2-1: Diagrama unifilar general del área de influencia.....	46
Figura 2-2: Trazado de línea 220 KV Azángaro – Juliaca – Puno.....	47
Figura 2-3: Estructura de cálculo de tarifas en barra del SEIN	59
Figura 2-4: Determinación del precio básico de potencia del SEIN	60
Figura 2-5: Diagrama de flujo de demanda SEIN 2017 (GW-h)	61
Figura 4-1: Crecimiento y tendencia de la máxima demanda de potencia anual SEIN, 2014-2018.....	78
Figura 4-2: Crecimiento y tendencia de demanda de energía del SEIN 2014 – 2028	80
Figura 4-3: Usuarios libres - distribuidores Puntos de suministro	82
Figura 4-4: Evolución de la oferta de potencia eléctrica del SEIN 2007-2016 ..	89
Figura 4-5: Crecimiento de la potencia firme eléctrica del SEIN 2007-2016	90

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2-1: Configuraciones Típicas de Líneas de Transmisión	25
Tabla 2-2: Coordenadas U.T.M. línea de transmisión 138 KV.....	48
Tabla 2-3: Coordenadas U.T.M línea de transmisión 220kV	49
Tabla 2-4: Coordenadas U.T.M. línea transmisión 220kV	50
Tabla 2-5: Coordenadas U.T.M. línea transmisión 138KV	51
Tabla 2-6: Características técnicas de línea 220 KV	51
Tabla 2-7: Características técnicas de línea 138 kV.....	52
Tabla 4-1: Incremento de la máxima demanda – potencia anual SEIN, 2014-2028	77
Tabla 4-2: Crecimiento del consumo de energía Perú 2014-2028	79
Tabla 4-3: Número de usuarios libres y puntos de suministro.....	81
Tabla 4-4: Proyección de principales cargas del SEIN expresadas en MW	83
Tabla 4-5: Proyección de Demanda del SEIN a Largo Plazo 2019-2028	84
Tabla 4-6: Oferta de Energía-Proyectos de expansión en Generación 2015–2018	86
Tabla 4-7: Oferta de Energía-Proyectos de Generación Largo plazo 2019 – 2028	88
Tabla 4-8: Producción anual de centrales de generación eléctrica por fuente, 2007-2016 (GWh)	91
Tabla 4-9: Características básicas de la línea	92
Tabla 4-10: Condiciones de servicio de las líneas de transmisión	92
Tabla 4-11: Conductores pre-seleccionados para líneas de 220 kV y 138 kV	93
Tabla 4-12: Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión.....	94
Tabla 4-13: Parámetros eléctricos de autotransformadores	95

Tabla 4-14: Parámetros reporte de pruebas de Autotransformadores	95
Tabla 4-15: Tensión en Subestaciones – Red con/sin proyecto – Región Puno – Despacho de Avenida – 2018	96
Tabla 4-16: Tensión en Subestaciones en Operación Normal - Red con/sin proyecto – Despacho Estiaje – 2018.....	98
Tabla 4-17: Cargabilidad en Líneas de Transmisión - Despacho de Avenida - Red con/sin proyecto - Año 2018	99
Tabla 4-18: Cargabilidad en Líneas de Transmisión - Despacho de Estiaje Red con/sin proyecto - Año 2018.....	100
Tabla 4-19: Cargabilidad en Transformadores – Despacho Avenida – Red con/sin proyecto – Región Puno - 2018	101
Tabla 4-20: Cargabilidad en Transformadores – Despacho Estiaje – Red Con/Sin Proyecto – Región Puno - 2018	102

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS

COES-SINAC	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
MINEM	Ministerio de Energía y Minas.
MINAM	Ministerio del Medio Ambiente.
OSINERGMIN	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
TESUR 2	Transmisora Eléctrica del Sur 2.
ELPU S.A.A	Electro Puno S.A.A.
ISA REP S.A	Red de Energía del Perú.
SANGABAN S.A	Empresa de Generación Eléctrica San Gabán S.A
CNE	Código Nacional de Electricidad.
NTP	Norma Técnica Peruana.
DGE	Dirección General de Electricidad.
NTCSE	Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos.
NTCOTR	Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.
IEC	International Electrotechnical Commission.

RESUMEN

Este trabajo de investigación que lleva por título “Desempeño Técnico del Sistema de Transmisión de la Región Puno por la Implementación de las Líneas de Transmisión 220/138 kV Azángaro – Juliaca – Puno y SET asociadas”, se realizó con el propósito de evaluar el impacto sobre la cargabilidad de los transformadores y las líneas de transmisión de energía en el sistema de transmisión de la región Puno a razón de la implementación del sistema de transmisión 220KV Azángaro – Juliaca – Puno. El presente estudio se ha enmarcado con un estudio de análisis y cumplimiento de la cargabilidad de las líneas de transmisión y subestaciones, así como la evaluación de los perfiles de tensión en las diferentes barras de la región. Se ha definido el problema a través de la siguiente pregunta general: ¿Cuál es el impacto sobre las cargabilidad de líneas y transformadores en el sistema de transmisión de la región Puno a razón de la implementación del sistema de transmisión 220/138kV Azángaro - Juliaca - Puno?, teniendo como objetivo general; evaluar el impacto sobre la cargabilidad de la L.T. y el transformador de potencia en el sistema de transmisión de la región Puno a razón de la implementación del sistema de transmisión 220 kV. Azángaro - Juliaca - Puno. Los resultados obtenidos como fruto del trabajo de investigación están plasmados en nuestras principales conclusiones y son las siguientes: Los resultados sobre cargabilidad de los transformadores de potencia en condiciones de avenida y estiaje, los niveles que presentan un comportamiento adecuado en cuanto al nivel de cargabilidad, dado que se mantiene dentro de los criterios establecidos, para el caso de las subestaciones de toda la región Puno. El ingreso del sistema de transmisión Azángaro – Juliaca – Puno, línea de

transmisión y subestaciones asociadas 220 KV, mejora el perfil de la zona, en especial de las subestaciones Juliaca y Azángaro a nivel de 138 KV.

Palabras claves: Desarrollo de la Interconexión Eléctrica, Máxima Demanda, Tensión, Capacidad Transporte de Energía.

ABSTRACT

This research work entitled "Technical Performance of the Transmission System of the Puno Region for the Implementation of the Transmission Lines 220/138 kV Azángaro - Juliaca - Puno and associated SET", was carried out with the purpose of evaluating the impact on the chargeability of the transformers and power transmission lines in the transmission system of the Puno region due to the implementation of the 220KV Azángaro - Juliaca - Puno transmission system. The present study has been framed with a study of analysis and compliance of the chargeability of the transmission lines and substations, as well as the evaluation of the tension profiles in the different bars of the region. The problem has been defined through the following general question: What is the impact on the chargeability of lines and transformers in the transmission system of the Puno region due to the implementation of the 220 / 138kV transmission system Azángaro - Juliaca - Puno?, having as a general objective; evaluate the impact on the chargeability of L.T. and the power transformer in the transmission system of the Puno region due to the implementation of the 220 kV transmission system. Azángaro - Juliaca - Puno. The results obtained as a result of the research work are reflected in our main conclusions and are the following: The results on chargeability of the power transformers in conditions of flood and low water, the levels that present an adequate behavior in terms of the level of chargeability, given that it remains within the established criteria, in the case of substations throughout the Puno region. The entrance of the Azángaro - Juliaca - Puno transmission system, transmission line and associated 220 KV substations,

improves the profile of the area, especially the Juliaca and Azángaro substations at the 138 KV level.

Key words: Development of the Electric Interconnection, Maximum Demand

CAPÍTULO I

1.1. INTRODUCCIÓN

Una línea de transmisión es un conjunto compuesto por conductores, aisladores, estructuras y accesorios destinado al transporte de energía eléctrica.

Las líneas de transmisión están constituidas normalmente por estructuras en celosías que soportaban los conductores de forma aérea a través de un sistema que lo aísla del contacto directo con las estructuras de soporte. Se pueden utilizar para transmitir señales de corriente continua o corriente alterna.

El objetivo de este proyecto es evaluar el impacto en el desempeño del sistema de transmisión en el departamento de Puno que satisface la creciente demanda de las cargas asociadas al sistema interconectado del sur, de forma tal que permita un suministro de energía continua y confiable.

El trabajo de investigación se ha estructurado en los siguientes capítulos:

En el Capítulo I, se presenta el planteamiento del problema, antecedentes y objetivos de la investigación; en la que se especifica por qué y los orígenes del problema.

En el Capítulo II, se detalla el marco teórico, de la investigación se conceptúan definiciones relacionadas al tema.

En el Capítulo III, se sistematiza el diseño metodológico adoptado para la recolección y tratamiento de datos, explicando el tipo de investigación.

En el Capítulo IV, se muestra los resultado y discusión de la investigación a través del análisis e interpretación de los datos.

1.2. ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

José Luis Sulca Goche (2004), realizó la investigación “PROTECCION ELECTRICA DE LA LINEA DE TRANSMISION JULIACA-PUNO EN 138KV”. Tesis presentada a la Universidad Nacional de Ingeniería de Lima. Cuyo objetivo la tesis tiene como objetivo encontrar los ajustes adecuados para los relés de protección que ante alguna perturbación en la línea de transmisión Juliaca-Puno en 138KV, pueda despejar y aislar de forma rápida y selectiva sin ocasionar desconexiones de otras líneas, evitar posibles deterioros de conductores y equipos de patio de llaves debido a los esfuerzos térmicos y dinámicos que se presentan en un cortocircuito. La investigación llego a la siguiente conclusión principal: La función de distancia del EPAC queda habilitado con cinco zonas de protección, la zona una, dos, tres y cuatro en la dirección de la línea de transmisión y la quinta zona en dirección hacia atrás de la línea, para falla de baja impedancia. Con los relés de protección eléctrica se protegen los equipos de baja tensión que pueden ser deteriorados por efectos de inducción y a las personas que pueden sufrir lesiones a causa de las tensiones de toque y paso que generalmente se ven incrementadas en caso de fallas con contacto a tierra.

Elmer Gonzalo Sulca Zapata (2008), realizó la investigación “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION SAN GABAN-PUERTO MALDONADO Y SUBESTACIONES”. Tesis presentada a la Universidad Nacional de Ingeniería de Lima para optar el título profesional de Ingeniero Electricista. Tiene como objetivo el desarrollo del “Estudio de factibilidad de la línea de transmisión San Gabán-Puerto Maldonado y Subestaciones” con la finalidad de reducir la inversión y mejorar la rentabilidad del proyecto, para determinar la mejor alternativa de solución al problema de suministro de energía

confiable a la población urbana y rural de Puerto Maldonado y Mazuko, reduciendo así la tarifa al usuario final y mejora de la calidad y continuidad del servicio eléctrico. La investigación llegó a la siguiente conclusión principal: las inversiones del proyecto se han reducido al 71%, el detalle de la mejora se muestra a continuación: línea 138 KV - 67.6 km San Gabán – Mazuko: se ha cambiado la sección del conductor de 240mm² a 200mm³ de AAC. LT-66 KV-26.8 km Mazuko-Pto. Maldonado-Tramo I: Este tramo se ha pasado de 138 KV-240mm³-AAAC con torres a 66 KV-200mm³ – AAAC con torres debido a lo accidentado del terreno. LT-66 KV-125,9 km Mazuko-Pto Maldonado-Tramo II: Este tramo se ha pasado de 138 KV-240mm³-AAAC con torres a 66 KV-200mm³ AAAC con estructuras monoposte de concreto, y se desarrolla en selva baja paralela a la carretera Mazuko-Pto Maldonado. LT-66 KV-5,3 km Mazuko-Pto Maldonado-Tramo III: Este tramo se ha pasado de 138 KV-240mm³-AAAC con torres a 66KV-200mm³-AAAC con estructuras monopostes de concreto y auto soportadas bipostes, este tramo se desarrolla en la zona urbana de Puerto Maldonado. En la ampliación de la subestación San Gabán 138KV se ha seleccionado adecuadamente el nivel de aislamiento obteniendo una reducción. En la subestación Mazuko 138/66/33 KV 20-26/12.3-16/8-10.5 MVA (Onan/Onaf) se ha realizado una configuración del equipamiento de 138 KV por equipos en 66 KV obteniendo una disminución del proyecto. En la subestación Puerto Maldonado 66/33/10KV 12,3-16/3,9-5/12,3-16 MVA (Onan/Onaf) se ha seleccionado adecuadamente el transformador de potencia.

José Luis de la Cruz Lázaro (2006), realizó la investigación, “ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA LINEA DE TRANSMISION RURAL MAJES-CAMANA EN 138 KV”. Tesis presentada a la Universidad Nacional de Ingeniería de Lima.

Tiene por objetivo el desarrollo del “Estudio de factibilidad de la línea de transmisión Rural Majes-Camaná en 138KV”, con la finalidad de atender la demanda proyectada al año 2025 de Camaná, de sus pequeños sistemas eléctricos rurales Ocoña-Atico y Caravelí, y de sus cargas productivas, así como de reducir la tarifa al usuario final, al pasar de tarifa térmica a la del Sistema Interconectado Nacional, introduciendo una línea de transmisión de costos económicos. La investigación llegó a la siguiente conclusión principal: el presente proyecto produce beneficios para la empresa eléctrica SEAL, para los usuarios domésticos, y para el sector productivo, beneficiando a una región rural con pequeños cargas agrícolas, pesqueras y mineras. Asimismo, en el presente estudio se logra una línea de transmisión rural en 138KV de 29 000 \$/km, que es el más bajo de los que se han construido hasta la fecha en el país, lo que ha permitido a SEAL a licitar la obra con financiamiento del Contratista.

1.3. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La industria eléctrica impulsados por los competitivos niveles de productividad, eficiencia y calidad de servicio en el sector, deben ser capaces de proveer energía con altos índices de calidad de energía como variable de performance de los sistemas eléctricos. Entre las más importantes variables que influyen en la dinámica del sistema eléctrico están la oferta y demanda de energía, puesto que la oferta de energía en el caso peruano ha sido instalada en su mayoría geográficamente en el centro del Perú y la demanda por el contrario ha ido ubicándose de manera descentralizada donde la materia prima o recursos mineros lo están, este comportamiento no a sido diferente para el caso de la región Puno, teniéndose un crecimiento de la demanda así como de oferta, con proyectos de Generación como las C.H. San Gabán III y Los Ángeles I, II y III,

entre otros, que han ocasionado diversos problemas operativos en cuanto a la calidad de producto (Tensión), en los sistemas de transmisión, así como en la cargabilidad en las líneas de transmisión como en los transformadores de potencia instalados en ésta región

Por parte del COES quien es encargado de tomar acciones en el SEIN, planteó el desarrollo de un reforzamiento en el sistema de transmisión, cuyo desempeño es materia de evaluación en el presente trabajo donde surge por la necesidad de investigar el desempeño técnico del sistema de transmisión de la región Puno por la implementación de la línea de transmisión 220/138 KV Azángaro – Juliaca – Puno y SETS, en la cual evaluaremos la caracterización de líneas y subestaciones e implementación para comprobar la sostenibilidad del servicio eléctrico proyectado mediante el software de análisis de SEP DIgSILENT (Power Factory v15.1.7).

1.4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

1.4.1. PROBLEMA GENERAL

¿Cuál es el impacto sobre las cargabilidad de líneas y transformadores en el sistema de transmisión de la región Puno a razón de la implementación del sistema de transmisión 220/138kV Azángaro - Juliaca - Puno?

1.4.2. PROBLEMAS ESPECIFICOS

- a) ¿Cuál es comportamiento del desarrollo de la demanda de Energía en la región Puno?
- b) ¿Cómo se desarrolla el aprovechamiento del potencial de la oferta de energía en la región Puno?

- c) ¿Cuál es la influencia que tiene la nueva topología de red del sistema eléctrico sobre el comportamiento operacional del sistema eléctrico en la región Puno?

1.5.OBJETIVOS DE INVESTIGACIÓN

1.5.1.OBJETIVO GENERAL

Evaluar el impacto sobre la cargabilidad de la L.T. y transformadores de potencia en el sistema de transmisión de la región Puno a razón de la implementación del sistema de transmisión 220 KV. Azángaro - Juliaca - Puno.

1.5.2.OBJETIVOS ESPECIFICOS

- Describir el comportamiento del desarrollo de la demanda de potencia y energía en la Región Puno.
- Describir el comportamiento del desarrollo de la oferta de potencia y energía en la Región Puno.
- Caracterizar la topología de la red actual del sistema eléctrico para efectos de la demanda energética proyectada en la zona sur del Perú, en el departamento de Puno

1.6.HIPOTESIS

1.6.1.HIPOTESIS GENERAL

La implementación del sistema de transmisión 220/138kV Azángaro - Juliaca – Puno, optimiza el nivel de cargabilidad en los transformadores y el sistema de transmisión de la región Puno.

1.6.2.HIPOTESIS ESPECÍFICO

- ✓ Mediante la caracterización del crecimiento de la demanda se verificará el bajo crecimiento de la demanda de Energía en el SEIN.

- ✓ Mediante la caracterización del crecimiento de la oferta se verificará el alto crecimiento de la oferta de Energía en el SEIN.
- ✓ La nueva configuración de la topología del sistema de transmisión en la región Puno permitirá presentar el comportamiento operacional del optimo en el sistema eléctrico de la región Puno en cuanto al perfil de niveles de tensión.

CAPÍTULO II

REVISIÓN DE LITERATURA

2.1. DESARROLLO Y SITUACIÓN DEL SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

Las líneas de transmisión típicas encontradas en el sistema de transmisión peruano son las que se aprecian en la Tabla 1:

Tabla 2-1: Configuraciones Típicas de Líneas de Transmisión

	220 kV	138 kV	60 kV	33 kV
Tipos de estructuras	- Postes de concreto - Estructuras de madera - Estructuras metálicas	- Postes de concreto - Estructuras de madera - Estructuras metálicas	- Postes de concreto - Postes metálicos - Estructuras de madera - Estructuras metálicas	- Postes de concreto - Postes metálicos - Postes de madera - Estructuras metálicas
Conductores y secciones	- AAAC 400 mm ² - AAAC 500 mm ² - ACAR 500 mm ² - ACSR 500 mm ² - ACSR 600 mm ² - ACSR 700 mm ²	- AAAC 240 mm ² - AAAC 300 mm ²	- AAAC 70 mm ² - AAAC 120 mm ² - AAAC 150 mm ² - AAAC 200 mm ² - AAAC 240 mm ²	- AAAC 70 mm ² - AAAC 95 mm ² - AAAC 120 mm ²
Número de circuitos	- 1 circuito - 2 circuitos	- 1 circuito - 2 circuitos	- 1 circuito - 2 circuitos	- 1 circuito - 2 circuitos

Fuente: (Parra, 2005)

2.2. SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN EL PERÚ

Un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), está compuesto por plantas generadoras las cuales producen la energía eléctrica consumida por las cargas, una red de líneas de transmisión y una red de líneas de distribución, las cuales se ocupan de transportar esa energía de las plantas a los puntos de consumo y subestaciones, ya sean reductoras o amplificadoras. (Meza, 2015)

Se denomina como «transportista» a aquella sociedad que tiene como función principal llevar la energía eléctrica, esta parte del proceso de suministro

eléctrica está formado por las líneas de transmisión, torres de transmisión, etc. Con la finalidad de llevar energía a todos los consumidores (Muñoz G. R., 2015)

2.2.1. NIVELES DE TENSIÓN

Villanueva (2017, pág. 14), detalla sobre el Código Nacional de Electricidad del Perú clasifica los niveles de tensión de la siguiente manera:

- ✓ Baja Tensión : 380 / 220 V, 440 / 220 V
- ✓ Media Tensión : 20,0 kV (*), 22,9 kV, 33 kV, 22,9 / 13,2 kV, 33 / 19 kV
- ✓ Alta Tensión : 60 kV, 138 kV, 220 KV
- ✓ Muy alta Tensión: 500 kV

Las líneas de alta Tensión son las de mayor tensión en un Sistema Eléctrico, las de mayor longitud y las que manipulan los mayores bloques de potencia. Enlazan entre sí las diferentes regiones del país. Su función es intercambiar energía entre las regiones que unen, por lo que la transferencia de potencia puede ser en ambos sentidos (Villegas & Loyola, 2015, pág. 17)

2.2.2. CLASIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN

Los Sistemas de Transmisión Eléctricos en el Perú, por su función y de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, están clasificados en dos tipos de redes (Mendez, 2006):

- ✓ **Sistema Principal de Trasmisión (SPT):**

Parte del sistema de transmisión, común al conjunto de generadores de un Sistema Interconectado, que permite el intercambio de electricidad y la libre comercialización de la energía eléctrica.

✓ **Sistema Secundario de Trasmisión (SST):**

Parte del sistema de transmisión destinado a transferir electricidad hacia un distribuidor o consumidor final, desde el Sistema Principal. Son parte de este sistema, las instalaciones necesarias para entregar electricidad desde una central de generación hasta una Barra del Sistema Principal de Trasmisión.

2.2.3.LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Es el conjunto de dispositivos para transportar o guiar la energía eléctrica desde una fuente de generación a los centros de consumo (las cargas). Y estos son utilizados normalmente cuando no es costeable producir la energía eléctrica en los centros de consumo o cuando afecta el medio ambiente (visual, acústico o físico), buscando siempre maximizar la eficiencia, haciendo las perdidas por calor o por radiaciones las más pequeñas posibles. El sistema de energía eléctrico consta de varios elementos esenciales para que realmente la energía eléctrica tenga una utilidad en residencias, industrias. (Villanueva, 2017).

Las líneas de Trasmisión de energía eléctrica o línea de alta tensión, son básicamente el medio físico por el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias entre Subestaciones eléctricas; su operación confiable depende en gran medida de una inspección adecuada para así poder proporcionar el mantenimiento oportuno. Para lo anterior, los niveles de energía eléctrica producidos deben ser transformados, considerando que es necesario elevar la tensión de manera que se reduzca la corriente que circula por dicha línea, lo que nos dará como resultado la disminución de pérdidas de calor por Efecto Joule. (Meza, 2015, pág. 19)

Las líneas de transmisión surgen de la problemática de transportar la energía eléctrica de las plantas generadoras, hasta los lugares de consumo, ya que las plantas o centrales generadoras por lo regular se construyen en lugares lejanos de las zonas urbanas. Existen dos tipos de líneas de transmisión: aérea y subterránea, que se definirán a continuación. (Meza, 2015, pág. 09)

2.3. CARACTERISTICAS TECNICAS DE CADA SUBESTACION

2.3.1. AMPLIACION DE LA SUBESTACION PUNO 138 KV EXISTENTE

Esta subestación es existente y está ubicada a 4.150 msnm, al oeste de Puno, en la zona denominada Totorani que es la expansión de la ciudad de Puno, con espacio suficiente para ampliar el patio de llaves de 138 kV.

El sistema de conexiones de barras inicialmente contemplado en el diseño de esta instalación existente es el de simple barra.

El proyecto contempla una celda de salida de línea con dirección a San Román, que se conectará en configuración de simple barra, celda que se realizará sobre la preexistente con dirección a Juliaca; es decir, se reutilizará la celda existente de la línea L-1012 en 138 kV que va actualmente a la SE Juliaca, para el enlace de la actual línea de 138 kV que llegará desde la nueva SE San Román.

El enlace entre San Román y Puno existente, será mediante una línea corta de 138 kV por apertura de la línea L-1012 Puno - Juliaca existente de 138 kV.

En esta subestación se realizará la modernización del sistema de protección y se implementará la protección diferencial de línea, además de la

protección de distancia y 67N. Se actualizará los planos y diagramas producto de la modernización realizada. Se mantendrá la continuidad de las comunicaciones entre la SE Juliaca y Azángaro. Se implementará la nueva señalización de códigos de operación en la subestación.

2.3.2.AMPLIACION DE LA SUBESTACION JULIACA 138KV EXISTENTE

Esta subestación es existente y está ubicada a 3.830 msnm, en el borde norte del Parque Industrial Taparachi, al sudeste de la ciudad de Juliaca.

El sistema de conexiones de barras inicialmente contemplado en el diseño de esta instalación existente es el de simple barra.

El proyecto contempla una celda de salida de línea con dirección a San Román, que se conectará en configuración de simple barra, celda que se realizará sobre la preexistente con dirección a Puno; es decir, se utilizará la celda existente de la línea L-1012 en 138 kV que va actualmente a la SE Puno, para el enlace de la nueva línea de 138 kV que llegará desde la SE San Román.

El enlace entre San Román y Juliaca existente, será mediante una línea corta de 138 kV por apertura de la línea L-1012 Puno-Juliaca existente de 138 kV.

En esta subestación se realizará la modernización del sistema de protección y se implementará la protección diferencial de línea, además de la protección de distancia y 67N.

Se actualizará los planos y diagramas producto de la modernización realizada. Se mantendrá la continuidad de las comunicaciones entre la SE Juliaca y Azángaro.

Se implementará la nueva señalización de códigos de operación en la subestación.

2.3.3.SUBESTACION SAN ROMAN 220/138KV

La Subestación San Román 220/138 kV estará ubicada al nordeste de la municipalidad de Caracoto y situada a una altura aproximada de 3.830 msnm.

Esta instalación tendrá dos niveles de tensión (220 y 138 kV) y deberá preverse con los espacios necesarios para contener un banco trifásico de transformación (auto-transformador 220/138 kV).

Esta subestación será construida con una configuración de doble barra con seccionador de transferencia en el nivel de 220 kV, y de simple barra en el nivel de 138 kV, y estará conformada por las siguientes celdas y equipos:

En 220 kV

- ✓ Una celda de salida de línea hacia SE Pumiri.
- ✓ Una celda de salida de línea hacia SE Puno.
- ✓ Una celda de salida al autotransformador de potencia 100 MVA, de 220/138/10.5 kV.
- ✓ Una celda de acoplamiento de barras
- ✓ Espacios para dos celdas de reserva.
- ✓ Un autotransformador de potencia de 100/100/20 MVA, 220/138/10.5 kV. 1.425/750/95 kV (BIL-EXT), YNa0d11.
- ✓ Espacio de reserva para la implementación de un segundo autotransformador de potencia 220/138/10.5 kV, YNa0d11.
- ✓ Sistemas de control, telecomunicaciones, casetas de control y obras civiles asociadas.

En 138 kV

- ✓ Una celda de salida de línea hacia el punto de conexión con la línea L-1012 dirección Juliaca existente 138 kV.
- ✓ Una celda de salida al autotransformador de potencia 100 MVA, de 220/138/10.5 kV.
- ✓ Una celda de salida de línea hacia el punto de conexión con la línea L-1012 dirección Puno existente 138 kV.
- ✓ Espacios para dos celdas de reserva.
- ✓ Sistemas de control, telecomunicaciones, casetas de control y obras civiles asociadas.

En 10.5 kV

- ✓ Una celda tipo metal-clad para alimentación de los servicios auxiliares propios de la instalación, incluyendo el transformador seco de servicios auxiliares.
- ✓ Una celda tipo metal-clad de conexión de la salida de 10.5 kV del autotransformador de potencia con las barras de la misma tensión, realizándose el enlace mediante cables unipolares tipo XLPE.
- ✓ Una celda tipo metal-clad con transformador Zig-Zag conectado a la barra de 10.5 kV.
- ✓ Espacios para cuatro celdas de reserva del tipo metal-clad.
- ✓ Sistemas de control, telecomunicaciones, casetas de control y obras civiles asociadas.

La SE contará con un edificio de control donde se ubicarán todos los tableros necesarios para las posiciones actuales, y previsión de espacio para alojar los correspondientes a las posiciones futuras.

2.3.4.AMPLIACION DE LA SUBESTACION AZANGARO 138KV EXISTENTE

Esta subestación es existente y está ubicada en el borde oeste de la población de Azángaro junto a la Carretera Interoceánica, y cuenta con espacio suficiente para ampliar el patio de Llaves de 138 kV.

El sistema de conexiones de barras inicialmente contemplado en el diseño de esta instalación existente es el de doble barra.

La ampliación contempla una celda de salida de línea, que se conectará en configuración de doble barra, para lo que se prevé utilizar el espacio disponible anexo a la línea L-1011 existente en 138 kV que va actualmente a la SE Juliaca, para el enlace de la nueva línea de 138 kV que llegará desde la nueva SE Pumiri.

El enlace entre Pumiri y Azángaro existente, será mediante una línea corta de 138 kV de unos de 3.200 metros.

2.3.5.SUBESTACION PUMIRI 220/138 KV

La Subestación Pumiri 220/138 kV estará ubicada al suroeste de Azángaro y situada a una altura aproximada de 3.860 msnm.

Esta instalación tendrá dos niveles de tensión (220 y 138 kV) y deberá preverse con los espacios necesarios para contener un banco trifásico de transformación (auto-transformador 220/138 kV).

Esta subestación será construida con una configuración de simple barra, pero preparada a todos los efectos para su futura configuración en doble barra con seccionador de transferencia en el nivel de 220 kV; y será construida en configuración de doble barra simple en el lado de 138 kV, estando conformada por las siguientes celdas y equipos:

En 220 kV:

- ✓ Una celda línea-autotransformador hacia SE San Román.
- ✓ Espacios para cuatro celdas de reserva.
- ✓ Un autotransformador de potencia de 100/100/20 MVA, 220/138/10 kV, 1300 kV (BIL-EXT), YNa0d11.
- ✓ Preparada con los pórticos respectivos para una configuración futura de doble barra con seccionador de transferencia.
- ✓ La celda línea-autotransformador estará en posibilidad de ser implementada como dos celdas, una para la línea hacia San Román y otra para la salida del autotransformador, en el futuro, sin necesidad de reubicar celdas.

En 138 kV:

- ✓ Una celda de salida al autotransformador de potencia de 100 MVA, 220/138/10 kV.
- ✓ Una celda de salida de línea a la SE Azángaro existente.
- ✓ Una celda de acoplamiento de barras.
- ✓ Espacios para dos celdas de reserva.

En 10.5 kV instalación al interior:

- ✓ Una celda tipo metal-clad de para alimentación de los servicios auxiliares propios de la instalación, incluyendo el transformador seco de servicios auxiliares.
- ✓ Una celda tipo metal-clad de conexión de la salida de 10.5 kV del autotransformador de potencia con las barras de la misma tensión, realizándose el enlace mediante cables unipolares tipo XLPE.
- ✓ Una celda tipo metal-clad con transformador Zig-Zag conectado a la barra de 10.5 kV.
- ✓ Espacios para cuatro celdas de reserva del tipo metal-clad.
- ✓ Sistemas de control, telecomunicaciones, casetas de control y obras civiles asociadas.

Los espacios de reserva en 220 y 138 kV, deberán estar explanados y nivelados, así como estar dentro del cerco perimetral noble, de tal forma que la Sociedad Concesionaria tenga el dominio sobre los espacios previstos para las futuras ampliaciones.

La SE contará con un edificio de control donde se ubicarán todos los tableros necesarios para las posiciones actuales, y previsión de espacio para alojar los correspondientes a las posiciones futuras.

Se ha gestionado con el COES la aprobación de nuevos nombres de las subestaciones Pumiri y San Román para evitar duplicidad con las existentes, así mismo la nueva codificación de la línea L1012 de REP, quedando aprobado de la siguiente manera:

SE Pumiri reemplaza a la SE Azángaro Nueva

SE San Román reemplaza a la SE Juliaca Nueva

L1012 Juliaca – San Román 138kV

L1046 San Román – Puno 138kV

Dicha codificación se usará en los próximos estudios (Estudio de Operatividad) según el PR-20, punto 10.1. Se anexa a esta memoria el Unifilar de Operación con la nueva codificación.

2.4. DISEÑO DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Para modelar unas líneas de transmisión se deberá tomar en cuenta variables como su longitud, simetría y de la variación de otros parámetros con respecto a la frecuencia, hay una gran cantidad de bibliografía especializada en el tema para la fabricación de tan colosales como importantes líneas de transmisión. (González, 2002, pág. 44)

Según Muñoz (2015, pág. 274) para líneas la caída de tensión ΔU viene dada por:

$$\Delta U = \sqrt{3} * I * L (R * \cos \varphi + X * \text{sen} \varphi) [V]$$

Dónde:

ΔU : Caída de la tensión compuesta, expresada en V.

I: Intensidad de la línea en A.

X: Reactancia por fase en Ω/km .

R: Resistencia por fase en Ω/km .

φ : Angulo de desfase.

L: Longitud de la línea en kilómetros

Para líneas eléctricas cortas con longitudes inferiores a 80km el modelamiento de los parámetros pueden ser adecuados para el análisis pasajero de baja frecuencia y frontal lenta. (Celis, 2016, pág. 59)

2.4.1.CRITERIOS DE DISEÑO ELÉCTRICO

Uno de los elementos más comunes y extensos en los sistemas eléctricos de potencia, es la línea de transmisión, su diseño eléctrico es un estudio apasionante, en el cual se persigue adaptar sus características a los requerimientos de transmisión del sistema de potencia. El caso del diseño de una línea eléctrica tiene aspectos técnicos que deben estar plenamente justificados y respaldados por los procedimientos y criterios a utilizar, y su proyecto debe garantizar la optimización del uso de los recursos económicos debido a la gran inversión de capital que ésta implica. (Zambrano, 2009, pág. 55)

Para el diseño de líneas de transmisión se suelen tomar los siguientes parámetros básicos: resistencia, inductancia capacitancia y conductancia. Al mismo tiempo se consideran también 4 aspectos para el diseño de líneas de transmisión: Diseño eléctrico, diseño mecánico, diseño estructural y especificaciones misceláneas. (Cuyutupa, 2013, pág. 13)

2.4.2.DISEÑO ELÉCTRICO

Para este diseño que es en corriente alterna se considera lo siguiente:

- ✓ **Selección de voltaje:** De igual manera para iniciar el diseño de la línea que unirá las subestaciones de potencia, es necesario saber los valores de potencias activas y reactivas que van a fluir por la línea de transmisión.

Esto nos permitirá dimensionar los equipos necesarios y las correspondientes barras. (Cuyutupa, 2013, pág. 14)

- ✓ **Tipo y tamaño del conductor:** Para realizar la selección del conductor en cada tramo de línea y de cada línea, se definirá si es necesario que las rutas se dividan en el número de sectores o rangos altitudinales dada la posibilidad de obtener diferentes diámetros de conductor económicamente dominantes. (Cuyutupa, 2013)

Los conductores en las líneas de transmisión son del tipo multifilar y consta de una serie de alambres conductores trenzados en forma helicoidal. El conductor tipo trenzado y no un conductor sólido, es agregar flexibilidad mecánica al conductor.

Existen muchos tipos de conductores solo se dará a conocer algunos:

- **AAC:** Conductor de aluminio
 - 1) **Clase AA:** Para conductores desnudos en líneas,
 - 2) **Clase A:** como conductores a ser recubiertos por materiales resistentes a la humedad, o para líneas de muy alta flexibilidad.
 - 3) **Clase B:** Para conductores a ser aislados con varios materiales y para conductores indicados bajo la clase A donde la flexibilidad es requerida.
 - **ACSR:** Conductor de aluminio con aleación de acero, este conductor es empleado en líneas de transmisión y sistemas de distribución primaria.
 - **ACSR:** Ofrece el óptimo esfuerzo para el diseño de líneas.
- ✓ **Pérdidas:** Las cuales se pueden determinar mediante el tipo de conductor y distancia que debe recorrer, es también conocida como la caída de tensión

que no es más que la diferencia de potencia que existe entre los extremos de un conductor.

- ✓ **Efecto corona:** es la ionización del aire en las cercanías de los conductores se produce por la intensidad del campo eléctrico superficial en los mismos conductores. Este efecto se manifiesta como ruido audible (acústico), luminosidad, generación de gases y ruido a frecuencia de radio. (Romero, 2010). Y también se consideran otros parámetros como: regulación de la línea, control de voltaje, estabilidad del sistema y sistema de protección.

2.4.3.DIMENSIONAMIENTO ELÉCTRICO DE TORRES.

Para la creación de la estructura se considera las fuerzas generadas por la propia generadas por eventos climáticos, así como las fuerzas establecidas por seguridad por la construcción, maniobras y mantenimiento. (Santander, 2015)

La configuración de estructuras a analizar se definirá durante la etapa de diseño electromecánico. Cada una de estas configuraciones se analizará desde el punto de vista eléctrico para cumplir con lo requerido en cuanto a campo eléctrico y campo magnético. (Cuyutupa, 2013)

Finalmente, el ángulo de balanceo se definirá teniendo en cuenta que no se superan las distancias de aislamiento contra descargas atmosféricas, sobrevoltajes por maniobra (viento promedio) y para frecuencia industrial (viento máximo) y se determina de la siguiente manera:

Conformación de la estructura, las fuerzas trasferidas por los componentes de la línea de transmisión (conductores, aisladores y herrajes), las fuerzas externas

Para la distancia vertical: $D_v = A \cos\left(\frac{DA}{LC}\right)$

Para la distancia horizontal: $D_h = A \sin\left(\frac{F - DA}{LC}\right)$

Dónde:

DA: Distancia de aislamiento

F: Longitud del brazo

LC: Longitud de la cadena de aisladores

2.4.4. DISEÑO MECÁNICO

Las torres que se utilizarán son seleccionadas teniendo presente factores como la carga que deben soportar, el ángulo de la línea, condiciones del terreno, etc. Las torres están diseñadas para ofrecer la resistencia mecánica apropiada, la separación entre conductores y la distancia libre entre el suelo y el conductor más bajo. (Reinoso, 2013, pág. 89)

Para este diseño mecánico se involucra:

Calculo de esfuerzos: Para determinar el esfuerzo para el diseño del conjunto de estructuras asociadas al proyecto, se utilizarán los criterios de diseño descritos en el Código Nacional de Electricidad Suministro, donde se indican los parámetros meteorológicos (Velocidad de viento, temperatura y hielo) a tener en cuenta en el diseño de líneas de transmisión, así como también se indica la metodología de cálculo de la presión de viento a aplicar sobre conductores y los factores de sobrecarga a aplicar en la estructura para cada tipo de carga. (Cuyutupa, 2013)

Clase y tipo de aislamiento: En las líneas el aislamiento entre conductores lo proporciona el aire y el aislamiento entre conductores y tierra se obtiene por medio de las cadenas de aisladores. La función de los aisladores es precisamente aislar eléctricamente al conductor de la estructura manteniendo el espacio mínimo línea-estructura. (Santander, 2015, pág. 30)

2.4.5.DISEÑO ESTRUCTURAL

Las estructuras son las encargadas de sujetar, con ayuda de sus accesorios, al conductor. Su diseño considera las tensiones mecánicas aplicadas a los conductores e hilos de guarda, distancias dieléctricas y libramientos mínimos, los cuales dependen del nivel de tensión de cada línea. Existen diferentes tipos de estructuras, como son: (Santander, 2015, pág. 26)

- a) **Torres auto-soportadas:** Son estructuras formadas por enrejado de acero, las cuales soportan su propio peso y las fuerzas que ejercen los conductores y accesorios. Se pueden utilizar en cualquier tipo de terreno.
- b) **Torres con retenidas:** Son estructuras de enrejado de acero que no soportan su propio peso, requieren de alambres anclados al terreno para soportar las fuerzas que ejercen los conductores e hilos de guarda.
- c) **Estructuras formadas por postes de madera o concreto (estructuras H):** Son estructuras formadas por postes de madera o concreto, requieren de alambres anclados al terreno para soportar las fuerzas que ejercen los conductores e hilos de guarda.

De acuerdo a su función las estructuras son divididas en los siguientes tipos:

- **Suspensión:** Estructuras cuya característica es soportar las cargas verticales y la presión del viento, actuando perpendicularmente con respecto a la dirección de la trayectoria de la línea.
- **Deflexión:** Estructuras que en puntos de inflexión de líneas soportan una tensión desigual debido a la rotura de conductores de una fase.
- **Remate:** Estructuras que soportan permanentemente de un solo lado el jalado de todos los conductores.

2.4.6.ESPECIFICACIONES MISCELÁNEAS

En este tema se incluyen:

Localización de la línea: La elaboración de la planeación de líneas o redes de transmisión proporciona una base firme para una buena administración del proyecto. Una consta de dos elementos básicos: los nodos y los enlaces entre estos.

Adquisición del derecho de paso: El derecho de paso o derecho de vía es una franja de terreno a lo largo de la trayectoria de la línea, cuyo eje coincide con el eje de la misma. (Cuyutupa, 2013, pág. 47)

Localización de estructuras: Consiste en la determinación de la ubicación, tipo y altura de las torres sobre el perfil del terreno. (Cuyutupa, 2013, pág. 47)

Comunicaciones: Se tendrá que dotar de algún enlace de comunicación las líneas de transmisión de alta tensión, con el fin de comunicar las señales de protección, comando y otras señales especializadas entre los extremos de la línea. (Romero, 2010, pág. 146); Y también se consideran otros parámetros

como: Coordinación inductiva con las líneas envueltas en el trazado y Voltaje de radio influencia.

2.4.7. PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LINEA DE TRANSMISION.

Una línea de transmisión posee cuatro parámetros que definen su comportamiento:

Resistencia: Es la propiedad que poseen los materiales a oponerse al paso de la corriente. Todos los materiales conocidos presentan esta propiedad. Cuatro factores afectan la resistencia eléctrica de los conductores: (Santander, 2015, pág. 75)

- Longitud.
- Área o sección transversal.
- Material del conductor.
- Temperatura.

Resistencia efectiva (R):

$$R = \frac{\text{Pérdida de potencia en el conductor}}{|I|^2} [\Omega] \quad (2.1)$$

Resistencia de corriente directa (R_{CD}):

$$R_{CD} = \frac{\rho \ell}{A} [\Omega] \quad (2.2)$$

Dónde:

R_{CD} : Resistividad del material del conductor [Ωm]

L: Longitud [m]

A: Área de la sección transversal [m²]

Inductancia: Esta inductancia incrementa significativamente la transferencia de potencia manteniendo la capacidad de control ejercida por el transformador de desplazamiento de fase. También se calcula como enlaces de flujo por ampere. Se considera un conductor suficientemente largo como para eliminar los efectos en los extremos, el conductor no es magnético, no hay efecto pelicular, la densidad de corriente es simétrica y constante. (Santander, 2015, pág. 76) Y (Gascó, 2013, pág. 71)

Inductancia de un conductor cilíndrico sólido debido al flujo interno

1. Intensidad del campo magnético H , de la ley de Ampere.
2. Densidad del flujo magnético B , $B = \mu H$
3. Enlaces de λ
4. Inductancia de enlace de flujo por ampere: $L = \frac{\lambda}{I}$

$$\mu = \mu_0 = 4\pi \times 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right] \quad (2.3)$$

Campo magnético interno de un conductor cilíndrico sólido

$$\oint H \, dl = I_{\text{encerrada}} \quad (2.4)$$

$$H(2\pi\chi) = I_{\chi} [A] \text{ para } \chi < r \quad (2.5)$$

$$H_{\chi} = \frac{I_{\chi}}{2\pi\chi} \left[\frac{A}{m} \right] \quad (2.6)$$

Intensidad de campo magnético

$$I_{\chi} = \left(\frac{\pi\chi^2}{\pi r^2} \right) I = \left(\frac{\chi}{r} \right)^2 I \text{ para } \chi < r \quad (2.7)$$

$$H_{\chi} = \frac{I\chi}{2\pi r^2} \left[\frac{A}{m} \right] \quad (2.8)$$

Densidad de campo magnético

$$B_{\chi} = \mu H_{\chi} = \frac{\mu\chi I}{2\pi r^2} \left[\frac{Wb.t}{m} \right] \quad (2.9)$$

Flujo magnético

$$d\phi = B_{\chi} dx \left[\frac{Wb}{m} \right] \quad (2.10)$$

Enlaces de flujo magnético

$$d\lambda = \left(\frac{\chi}{r} \right)^2 d\phi = \frac{\mu I}{2\pi r^4} \chi^3 dx \left[\frac{Wb.t}{m} \right] \quad (2.11)$$

$$\lambda_{\text{int}} = \int_0^r d\lambda = \frac{\mu I}{2\pi r^4} \int_0^r \chi^3 dx = \frac{\mu I}{8\pi} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} I \left[\frac{Wb.t}{m} \right] \quad (2.12)$$

Inductancia interna (L_{int})

$$L_{\text{int}} = \frac{\lambda_{\text{int}}}{I} = \frac{\mu}{8\pi} = \frac{1}{2} \times 10^{-7} \left[\frac{H}{m} \right] \quad (2.13)$$

Ecuación general de la inductancia (L)

$$L = 2 \times 10^{-7} \ln \frac{D_{\text{eq}}}{D_s} \left[\frac{H}{m} \right] \quad (2.14)$$

Para el cálculo de la inductancia se hacen algunas consideraciones:

- Se considera al conductor lo suficientemente largo como para eliminar los efectos en los extremos.
- El conductor es no magnético.
- No hay efecto piel.
- La densidad de corriente es simétrica y constante.

Reactancia Capacitancia: Es el resultado de la diferencia potencial entre los conductores, que provoca que se comporten como un capacitor, donde los conductores con las placas y el aire el dieléctrico. Para líneas mayores a 80 km la capacitancia importa mucho en el análisis. (Santander, 2015) Si se conoce la capacitancia, la reactancia capacitiva entre un conductor y neutro se puede calcular con la ecuación 2.18 y para 60 [Hz] la ecuación 2.19.

$$X_c = \frac{1}{2\pi f C_N} \quad (2.18)$$

$$X_c = 0.006836 \log_{10} \frac{D}{r} \left[\frac{M\Omega}{\text{milla al neutro}} \right] \quad (2.19)$$

Conductancia: Existe una corriente de fuga entre un conductor y tierra que da lugar a corrientes de fuga mayores y como resultado a mayores pérdidas. La conductancia aumenta significativamente cuando la contaminación y la humedad incrementan, la conductancia suele despreciarse para efectos de diseño. (Santander, 2015)

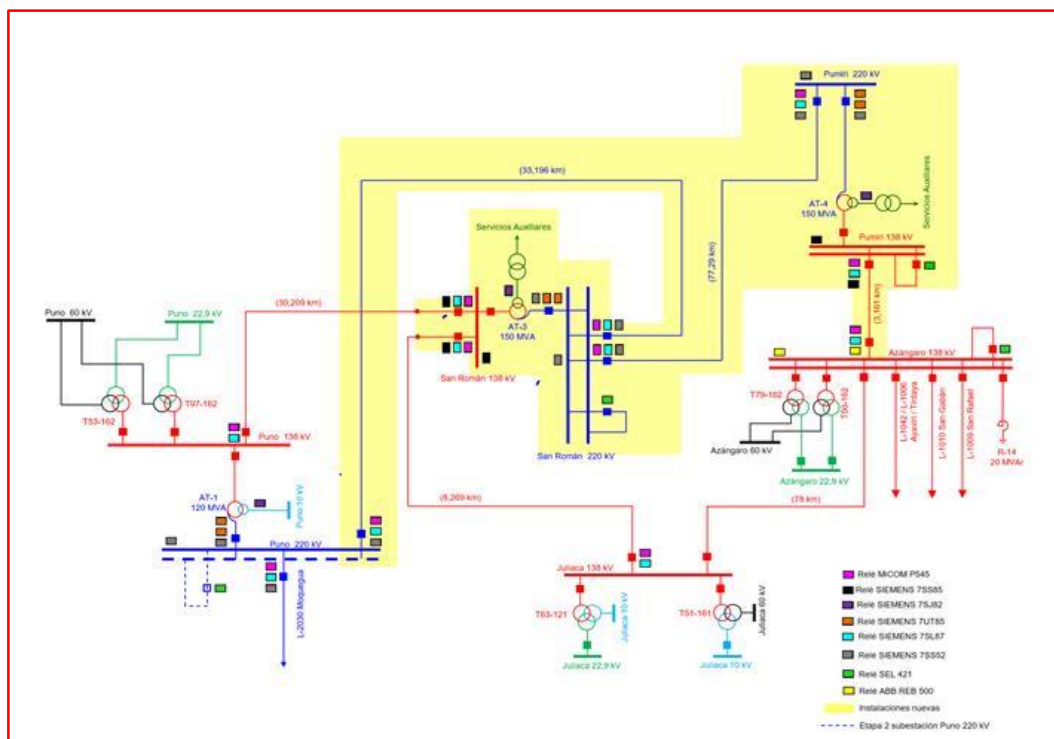
2.5. DESCRIPCION GENERAL L.T 220KV AZÁNGARO–JULIACA–PUNO

La concesión de la línea con una longitud de más de 109 km y una capacidad de 450 MVA, permitirá evacuar al SEIN la energía proveniente del futuro ingreso al sistema de las Centrales Hidroeléctricas Ángel I, II y III y de las

Centrales Hidroeléctricas San Gabán I y III, debido a que el actual enlace de 138 kV no tiene la capacidad suficiente, por lo que presentaría problemas de sobrecarga en el sistema.

Asimismo, en el proyecto se contemplan los refuerzos en la capacidad de transformación de las Subestaciones de Azángaro, Juliaca y Puno, con lo que se garantiza el suministro confiable en sus áreas de influencia.

Figura 2-1: Diagrama unifilar general del área de influencia



Fuente: Transmisora Eléctrica del Sur 2

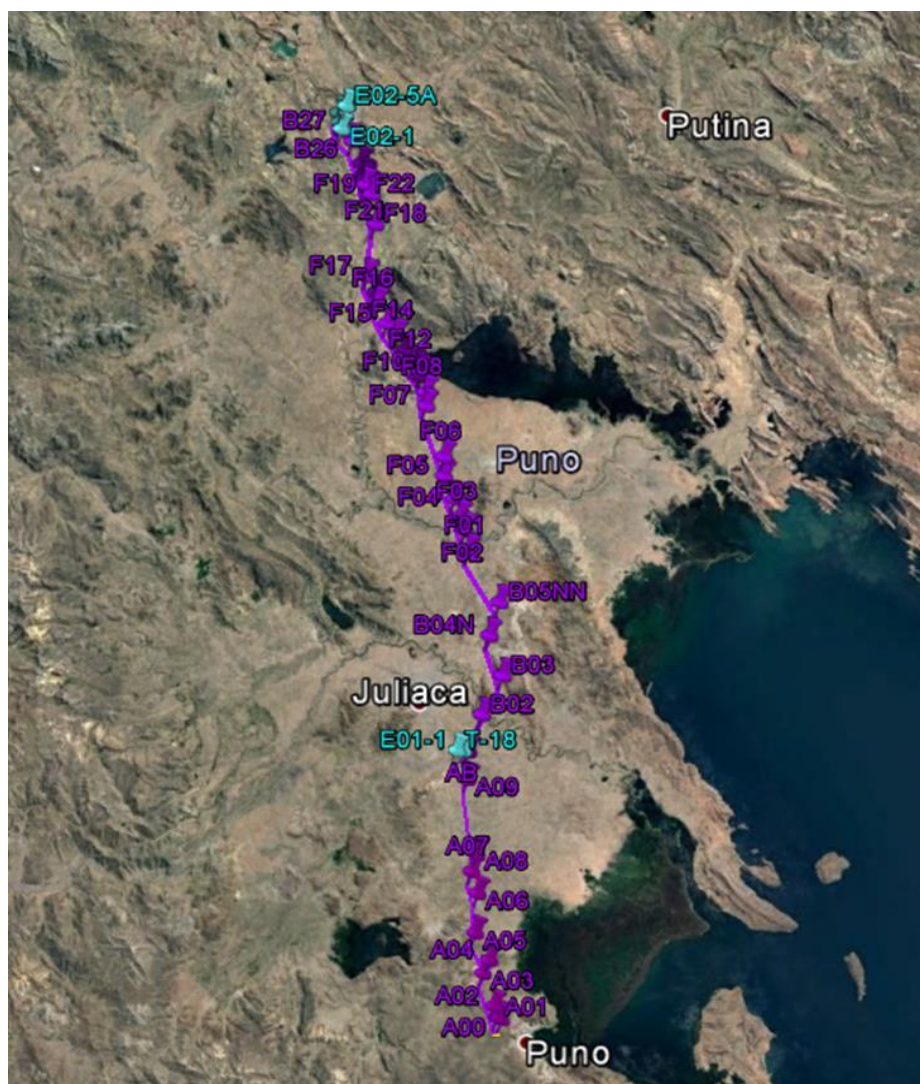
2.5.1. TRAZADO DE LINEA 220KV EN GOOGLE EARTH

El alcance del proyecto comprende establecer las bases de diseño de las siguientes instalaciones:

- Línea a 220 KV simple circuito Pumiri – San Román.
- Línea a 220 KV simple circuito San Román – Puno.

- Línea a 138 KV simple circuito Pumiri – Azángaro.
- Línea a 138 KV enlace doble circuito S.E San Román con la línea Puno - Juliaca.

Figura 2-2: Trazado de línea 220 KV Azángaro – Juliaca – Puno



Fuente: Transmisora Eléctrica del sur 2

2.5.2.LINEA A 138 KV PUMIRI – AZÁNGARO

2.5.2.1.DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO

El trazado de la línea se inicia en la futura subestación Pumiri 138 kV y termina en la subestación de Azángaro actual, ambas ubicadas en el Departamento de Puno, provincia de Azángaro, en las cercanías de la población de Azángaro. Está formada por 5 vértices y tiene una longitud de 3,096 km.

2.5.2.2. COORDENADAS U.T.M LINEA DE TRANSMISION 138 KV

Tabla 2-2: Coordenadas U.T.M. línea de transmisión 138 KV

Línea de Transmisión 138 kV Pumiri - Azangaro									
Nro.	Vertice	Norte	Este	Cota	Angulo Horizontal	Vano	Acumulado	DATUM	ZONA
1	E02-1	369730.690	8348144.036	3851.035		0.00	0.00	WGS84	19L
2	E02-3	369501.813	8348873.384	3900.483	9.35	764.42	764.42	WGS84	19L
3	E02-4	369352.368	8349926.831	3852.888	56.15	1063.99	1828.41	WGS84	19L
4	E02-5A	370222.267	8350707.906	3854.100	15.50	1169.10	2997.51	WGS84	19L
5	E02-7	370310.135	8350751.617	3853.975	-65.87	98.14	3095.65	WGS84	19L

Fuente: Transmisora Eléctrica del Sur 2

2.5.3.LINEA 220 KV PUMIRI – SAN ROMAN

2.5.3.1. DESCRIPCION DEL TRAZADO

El trazado de la línea se inicia en la futura subestación Pumiri 220 kV, la cual se ubicará en el Departamento de Puno en cercanías de la población de Azángaro y termina en la futura subestación de San Román emplazada en las cercanías de la población de Juliaca en el Departamento de Puno. Está formada por 33 vértices y tiene una longitud de 74,59 km.

Atraviesa las provincias de Azángaro, Santiago de Pupuja, Arapa, Achaya, Caminaca, Juliaca y Caracoto.

2.5.3.2.COORDENADAS U.T.M LINEA DE TRANSMISION 220 KV

Tabla 2-3: Coordenadas U.T.M línea de transmisión 220kV

Línea de Transmisión 220 kV Pumiri - San Roman									
Nro.	Vertice	Norte	Este	Cota	Angulo Horizontal	Vano	Acumulado	DATUM	ZONA
6	V-B27	369731.838	8347930.778	3850.500		0.00	0.00	WGS84	19 L
7	V-B26	370948.706	8346799.11	3847.374	26.53	1661.76	1661.76	WGS84	19 L
8	V-F25	371882.198	8344308.308	3843.956	5.20	2659.98	4321.74	WGS84	19 L
9	V-F24	372233.416	8343028.554	3843.717	11.01	1327.07	5648.81	WGS84	19 L
10	V-F23	372265.192	8342609.806	3877.301	-5.18	419.95	6068.77	WGS84	19 L
11	V-F22	372373.177	8341965.896	3902.331	-41.37	652.90	6721.67	WGS84	19 L
12	V-F21	372783.064	8341632.717	3842.987	27.63	528.22	7249.89	WGS84	19 L
13	V-F20	372879.866	8341407.53	3843.022	3.69	245.11	7495.00	WGS84	19 L
14	V-F19	373056.543	8340910.6	3842.403	12.13	527.40	8022.40	WGS84	19 L
15	V-F18	373487.564	8337612.02	3840.582	16.15	3326.62	11349.02	WGS84	19 L
16	V-F17	372603.791	8331837.732	3841.188	-34.87	5841.53	17190.55	WGS84	19 L
17	V-F16-1	373518.764	8329975.773	3843.101	19.51	2074.62	19265.18	WGS84	19 L
18	V-F16	373655.257	8328806.272	3871.706	-20.53	1177.44	20442.62	WGS84	19 L
19	V-F15	374795.009	8326587.605	3888.35	-10.49	2494.30	22936.91	WGS84	19 L
20	V-F14	375799.815	8325286.803	3893.088	10.19	1643.69	24580.60	WGS84	19 L
21	V-F13	376677.85	8323599.714	3836.217	-6.53	1901.90	26482.50	WGS84	19 L
22	V-F12	377720.563	8322055.166	3923.802	-9.26	1863.57	28346.07	WGS84	19 L
23	V-F11	378090.849	8321662.003	3919.752	2.91	540.08	28886.15	WGS84	19 L
24	V-F10	378498.669	8321182.447	3894.133	31.45	629.52	29515.67	WGS84	19 L
25	V-F09	378571.894	8320716.435	3892.415	-6.51	471.73	29987.40	WGS84	19 L
26	V-F08	379043.100	8319009.853	3859.225	14.58	1770.44	31757.84	WGS84	19 L
27	V-F07	379065.629	8317495.351	3843.869	-18.32	1514.67	33272.51	WGS84	19 L
28	V-F06	381030.842	8311844.779	3834.375	19.51	5982.56	39255.07	WGS84	19 L
29	V-F05	381018.336	8309718.373	3839.663	-25.10	2126.44	41381.51	WGS84	19 L
30	V-F04	382172.106	8307216.981	3829.748	7.74	2754.66	44136.17	WGS84	19 L
31	V-F03	382792.053	8305192.172	3829.409	-4.75	2117.59	46253.76	WGS84	19 L
32	V-F02	383376.866	8303727.717	3828.625	13.34	1576.91	47830.66	WGS84	19 L
33	V-F01	383720.08	8301412.713	3828.494	-22.75	2340.31	50170.97	WGS84	19 L
34	V-B05	387153.961	8295738.526	3823.395	47.79	6632.34	56803.31	WGS84	19 L
35	V-B04	386053.897	8292051.001	3823.497	-34.59	3848.11	60651.43	WGS84	19 L
36	V-B03	387494.227	8287612.521	3819.796	45.78	4666.33	65317.76	WGS84	19 L
37	V-B02	385203.905	8283268.325	3820.832	-3.15	4910.97	70228.73	WGS84	19 L
38	V-AB	383385.341	8279305.843	3819.500	-22.00	4359.87	74588.59	WGS84	19 L

Fuente: Transmisora Eléctrica del Sur 2

2.5.4.LINEA A 220 KV SAN ROMAN-PUNO

2.5.4.1.DESCRIPCION DEL TRAZADO

El trazado de la línea se inicia en la futura subestación San Román 220 kV, la cual se ubicará en el Departamento de Puno en cercanías de la población de Juliaca y termina en la subestación de Puno, emplazada en las cercanías de la población de Puno en el Departamento de Puno. Está formada por 11 vértices y tiene una longitud de 31,02 km.

Atraviesa las provincias de Caracoto, Huata, Paucarcolla, Atuncolla y Puno.

2.5.4.2.COORDENADAS U.T.M LINEA TRANSMISION 220 KV

Tabla 2-4: Coordenadas U.T.M. línea transmisión 220kV

Línea de Transmisión 220 kV San Roman - Puno									
Nro.	Vertice	Norte	Este	Cota	Angulo Horizontal	Vano	Acumulado	DATUM	ZONA
39	VA10	383711.931	8279172.96	3818.875		0.00	0.00	WGS84	19 L
40	VA09	383589.271	8276070.278	3817.387	-9.83	3105.11	3105.11	WGS84	19 L
41	VA08	384626.677	8267865.841	3815.325	22.44	8269.76	11374.87	WGS84	19 L
42	VA07	384070.539	8265860.035	3816.586	-31.07	2081.48	13456.35	WGS84	19 L
43	VA06	384745.168	8263439.598	3815.543	18.96	2512.70	15969.04	WGS84	19 L
44	VA05	384485.053	8259040.383	3956.937	-30.28	4406.90	20375.94	WGS84	19 L
45	VA04	386015.194	8256024.168	3827.482	52.26	3382.14	23758.08	WGS84	19 L
46	VA03	385334.002	8254587.155	3950.487	-43.57	1590.29	25348.37	WGS84	19 L
47	VA02	386548.67	8250895.255	4044.678	3.64	3886.59	29234.96	WGS84	19 L
48	VA01	386863.756	8249683.167	4122.751	-47.39	1252.37	30487.33	WGS84	19 L
49	VA00	387331.053	8249434.321	4142.618	64.65	529.42	31016.76	WGS84	19 L

Fuente: Transmisora Eléctrica del Sur 2

2.5.5.LINEA A 138 KV ENLACE S.E SAN ROMAN-L/PUNO-JULIACA

2.5.5.1.DESCRIPCIÓN DEL TRAZADO

El trazado de la línea se inicia en el apoyo N° 18 de la actual LT 138 kV Puno-Juliaca y termina en la futura subestación San Román. Todo el trazado está situado en el Departamento de Puno, provincia de Juliaca, en las cercanías

de la ciudad de Juliaca. Está formada por 2 vértices y tiene una longitud de 0,71 km.

2.5.5.2.COORDENADAS U.T.M LINEA TRANSMISION 138 KV

Tabla 2-5: Coordenadas U.T.M. línea transmisión 138KV

Enlace con LT 138 kV Juliaca - Puno									
Nro.	Vertice	Norte	Este	Cota	Angulo Horizontal	Vano	Acumulado	DATUM	ZONA
50	VE1-1	383146.580	8279294.046	3818.803		0.00	0.00	WGS84	19 L
51	T18	382433.000	8279281.000	3820.020	-86.300	713.70	713.70	WGS84	19 L
						713.70			

Fuente: Transmisora Eléctrica del Sur 2

2.5.5.3.CARACTERISTICAS TECNICAS DE LINEA 220KV

Tabla 2-6: Características técnicas de línea 220 KV

TENSION NOMINAL (kV)	220 kV	
	PUMIRI – SAN ROMÁN	SAN ROMÁN - PUNO
INSTALACION		
Vano medio de cálculo teórico	350	350
Longitud (km)	74.59	31.02
Altitud sobre el nivel del mar (m)	3820 - 3925	3815 - 4143
Número de circuitos	1	1
Número de cables de guarda	2	2
Número de conductores por fase	2	2
Conductor	ACAR 600	ACAR 600
Cable de guarda convencional	EHS 70 mm ²	EHS 70 mm ²
Cable de guarda compuesto OPGW	Ø ≤14mm	Ø ≤14mm
Estructuras	Apoyos de celosía de acero	Apoyos de celosía de acero
Aisladores	vidrio	vidrio
Puesta a tierra	Contrapesos y electrodos	Contrapesos y electrodos

Fuente: Transmisora Eléctrica del Sur 2

Tabla 2-7: Características técnicas de línea 138 kV

TENSION NOMINAL (kV)	138 kV	
INSTALACION	PUMIRI-AZÁNGARO	ENLACE S.E. SAN ROMÁN - L/ PUNO - JULIACA
Vano medio teórico	350	350
Longitud (km)	3,096	0.714
Altitud sobre el nivel del mar (m)	3851 - 3900	3818 - 3820
Número de circuitos	1	2
Número de cables de guarda	2	2
Número de conductores por fase	1	1
Conductor	ACAR 1200	ACAR 600
Cable de guarda convencional	EHS 70 mm ²	EHS 70 mm ²
Cable de guarda compuesto OPGW	Ø = ≤14mm	Ø = ≤14mm
Estructuras	Apoyos de celosía de acero	Apoyos de celosía de acero
Aisladores	vidrio	vidrio
Puesta a tierra	Contrapesos y electrodos	Contrapesos y electrodos

Fuente: Transmisora Eléctrica del Sur 2

2.6. FENÓMENO DE CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las líneas de transmisión tienen un límite de transmisión de potencia de un punto X a un punto Y. De acuerdo al tipo de línea podemos encontrar diversos factores, en líneas largas el límite es asociado a la estabilidad transitoria y estabilidad de tensión, por otro lado en líneas cortas, el límite de cargabilidad está asociado a las capacidades de soportar la corriente del conductor seleccionado. Cuando una corriente circula por un conductor, esta produce un calentamiento en el conductor debido al efecto Joule en el cual también influyen los factores ambientales, este puede producir un cambio en las magnitudes durante el día, y esto hace que la temperatura del conductor varíe constantemente. (Téllez, 2011)

La cargabilidad es la capacidad de conducción del conductor y usualmente se establece igual al límite térmico. La carga es el nivel de corriente que tiene en un momento dado. El conductor puede ser cargado hasta un límite en condiciones normales y otro superior para a condiciones críticas o de emergencia. Cuando el conductor se encuentra en condiciones normales su carga depende de los criterios que la empresa adopta para dejar margen suficiente para transferencias de carga entre alimentadores, ese margen de seguridad permite evitar sobrecargas y está por debajo del 100% de la cargabilidad. Un marco de estado crítico significa que, si existe una interrupción total o parcial de un alimentador primario, ya sea por sobrecargas, cortocircuitos, u otros, es necesario manejar la carga mediante transferencias, para lo cual es aceptable llegar al 100% de la cargabilidad de las líneas. (Apaza, 2017)

La interpretación de este fenómeno se puede simplificar, primeramente, al analizar el comportamiento de una línea de transmisión ideal (sin pérdidas). Así la cargabilidad de líneas de transmisión puede resultar determinada por las siguientes características: capacidad térmica de los conductores o del equipo terminal, la caída de voltaje (esta se da entre los extremos de envío y recepción) o por la separación angular máxima entre las fuentes de voltaje de los equivalentes en ambos extremos (margen de estabilidad en estado estacionario). (Salazar, 2013)

Cuando operación un sistema eléctrico es de vital importancia conocer la capacidad de los equipos que tenemos. En el caso de las líneas de transmisión esto es más relevante ya que la capacidad varía. En casos como este el operador y/o operadores del sistema eléctrico deben de conocer con mayor exactitud

dichos parámetros. Para esto necesitamos establecer límites de cargabilidad para las principales líneas de transmisión del sistema. . (Martinez, 2002)

Estado Normal: no se admite sobrecargas ni en líneas ni en transformadores de potencia.

Estado de Alerta (Contingencia N-1): líneas y transformadores: En esta etapa las simulaciones deben arrojar sobrecargas menores o iguales al 20%. Posteriormente, en la etapa de conexión de las instalaciones, estas magnitudes serán declaradas por el Titular en las Fichas Técnicas mostradas en el Anexo 4 (PR20, Pag. 128).

2.6.1. LIMITACIONES TERMICAS

Es determinado por la máxima temperatura de un conductor. La temperatura de este afecta la flecha entre las torres y la pérdida de la resistencia a la tensión mecánica. Si sucede esto se puede infringir las distinciones a tierra permisibles, o bien podría exceder ser el límite de elasticidad del conductor, si sucede esto el conductor no recuperara su longitud original cuando este se enfríe. La temperatura del conductor depende de la magnitud de la corriente y de las condiciones atmosféricas y ambientales, tales como la velocidad del viento, la temperatura del ambiente y de las condiciones físicas en la superficie del conductor. Para líneas de extra alto voltaje en adelante las consideraciones ambientales, tales como el efecto corona y lo efectos de campos, obligan a optar por capacidades térmicas elevadas. (Téllez, 2011)

Por otro lado Martínez (2002), indica que es determinado por las características mecánicas y eléctricas de los conductores que hayamos elegido. Cuando se respete este límite se aumentará la vida útil del elemento conductor,

sus parámetros se basan en la corriente máxima que puede circular por el conductor sin que el calentamiento por efecto JOULE altere sus características mecánicas y eléctricas. En el caso de líneas aéreas es de vital importancia determinar los factores atmosféricos y del medio ambiente, los que pueden incrementar o reducir la capacidad del conductor. Las compañías suministradoras de energía eléctrica tienen sus propios niveles de seguridad para operar y exige a los fabricantes una cierta densidad de corriente por unidad de área en los conductores.

Según el modelo planteado en el IEEE Standard 738/2006 (5), el comportamiento térmico puede conocerse a través de un balance de calor que incluirían ganancias por efecto JOULE y por radiación solar, y también las pérdidas por convección y radiación del conductor. Si conocemos los parámetros de operación del conductor, sus características mecánicas y eléctricas y las condiciones medioambientales, entonces podemos calcular la capacidad térmica de una línea de transición para las condiciones de operación necesitadas. (Téllez, 2011).

2.6.1.1.GANANCIAS DE CALOR

La temperatura en un conductor puede aumentas por dos principales fuentes: Ganancia por radiación solar y ganancia por efecto JOULE. La ganancia por radiación solar es todo el calor que se absorbe por el conductor proveniente del sol, para determinar un valor respecto a esto es necesario conocer el ángulo de incidencia de los rayos del sol sobre un determinado conductor, la altitud puede representar una variable con respecto al ángulo de los rayos del sol. (Téllez, 2011).

2.6.1.2. PERDIDAS DE CALOR

Un conductor puede perder calor por radiación o por convección, esta puede ser de manera natural o de manera forzada, las pérdidas por convección son asociadas por el efecto del viento. Este tipo de convección se presenta en dos tipos la convección natural que es de velocidad cero y la forzada producida por vientos atmosféricos o ventiladores. (Téllez, 2011).

2.6.2. CAÍDA DE TENSIÓN

- Estado Normal: deberá estar dentro del rango 5 % de las tensiones Nominales de los equipos instalados en las subestaciones, principalmente transformadores de potencia. Asimismo, en el caso de las barras del sistema de transmisión, las tensiones en Estado Normal deben estar en el rango de 2.5 % de las tensiones de operación. (PR20, Pag.128).
- Estado de Emergencia: se debe mantener un nivel de tensión comprendido entre 0.90 y 1.10 p.u. de la tensión de operación, en todas las barras con tensiones nominales de 220 y 500 kV. Debe estar en el rango de 0.90 y 1.05 p.u. de la tensión de operación en todas las barras con tensión igual o menor a 138 kV. (PR20, Pag.128).

2.6.3. LÍMITE DE ESTABILIDAD

Se refiere al margen de potencia máxima y la potencia de operación permisible. Este margen se selecciona para proporcionar un funcionamiento estable del sistema ante una variedad de contingencias que pueden provocar cambios de carga transitorios y de régimen permanente en la línea. Esos cambios en el despacho de generación o disturbios eléctricos como fallas o pérdidas de generación, estos se basan en la experiencia de los sistemas existentes, así como los criterios de planificación. (Salazar, 2013).

Al tratar con efectos de la compensación en la estabilidad del sistema eléctrico, se debe de mantener un margen de estabilidad, este margen debe de ser lo suficientemente grande para conserva la estabilidad del sistema ante disturbios. Este límite se establece estableciendo que por línea se envíe como máximo una potencia igual al 70% (este porcentaje puede variar de acuerdo al grado de seguridad del sistema). Entonces debido a que la potencia no debe de rebasar el 70%, el ángulo entre maquinas equivalentes no debe excederse del valor calculado. (Martinez, 2002).

2.6.4.CARGABILIDAD EN OPERACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Con un aumento de potencia en líneas de transmisión el problema de la estabilidad se ha convertido en un tema muy importante. El reto principal es poder reducir al mínimo el número de lugares de inestabilidad de voltaje, esto lo podemos lograr con una adecuada distribución del flujo de potencia. Para esto contamos con diferentes métodos gráficos para el análisis conceptual de la capacidad entre dos puntos tales como las curvas P-V (voltaje – Potencia Activa), las curvas P-S (potencia activa – potencia Aparente) y las curvas Potencia activa – Angulo de fase, las cuales trazan curvas graficando las variaciones de magnitud de voltaje, el flujo de potencia y la máxima diferencia angular del rotor generador. (Salazar, 2013)

La solución de los flujos de potencia, es decir diferente a la solución tradicional, se obtiene para una serie de incrementos de la potencia de envío, hasta que se infringe alguno de los límites, ya sea el de caída de voltaje o el térmico, lo cual determinara la capacidad de potencia a transmitir en una línea. Usualmente en este estudio no se incluye la comprobación del límite térmico

debido a que este tiene una gran dependencia del tipo de conductor. (Martinez, 2002).

2.7. BARRAS REGULADOS

Los Precios en Barra se calculan agregando a los costos marginales de energía los cargos por la transmisión involucrada. Los cargos por el Sistema Principal de Transmisión se calcularon aplicando el método establecido en la Ley, que consiste en determinar el costo marginal de esta actividad y complementarlo con el peaje; definido éste como la diferencia entre el costo medio del sistema de transmisión y el costo marginal. Adicionalmente a esto, en el peaje se agregaron los cargos por Garantía por Red Principal y los cargos adicionales que ordenan los Decretos Legislativos y de Urgencia vigentes (Compensación por Prima de Energía Renovables, Seguridad de Suministro, Generación Adicional, costos variables de operación adicionales a los costos marginales (CVOA-CMg) y retiros sin contratos (CVOA-RSC)). Los cargos de peaje de los Sistemas Secundarios de Transmisión y Sistemas Complementarios de Transmisión corresponden a los publicados en la Resolución OSINERGMIN N° 054-2013-OS/CD junto con sus modificatorias y complementarias, debidamente actualizados (Buenalaya, 2013).

2.7.1. CRITERIO PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS DE TRANSMISIÓN DE ACUERDO A LA LEY DE CONCESIONES

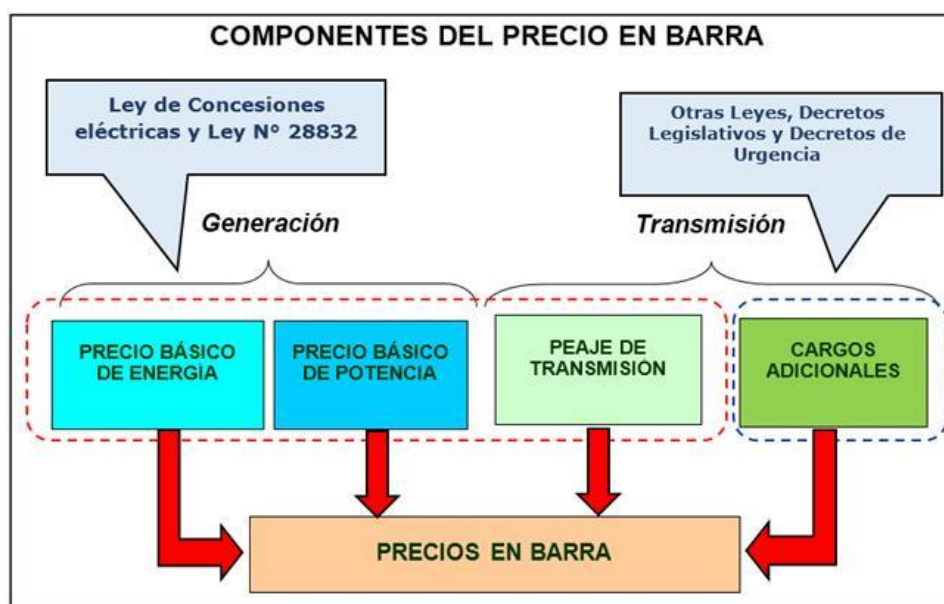
En el sector eléctrico se reconocen las actividades de generación y distribución que provee al sistema de energía eléctrica, teniendo para ello a un conjunto de centrales hidráulicas y térmicas. En esta actividad existe libre acceso y mínimas barreras a la entrada, buscándose proveer al sistema al mínimo costo de generación. Las siguientes actividades vienen a ser la transmisión y

distribución, que son las encargadas de "transportar" la energía desde los centros de producción hasta los centros de consumo, correspondiendo a la primera los niveles de alta y muy alta tensión, y a la segunda los de mediana y baja tensión. (Mendez, 2006).

2.7.2. TARIFAS DE SISTEMA PRINCIPAL Y GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN

- **Ingreso tarifario:** Monto que los generadores deben transferir a los transmisores
- **Peaje unitario:** Monto (en por unidad) que los consumidores deben pagar al transmisor para completar los costos de Transmisión.

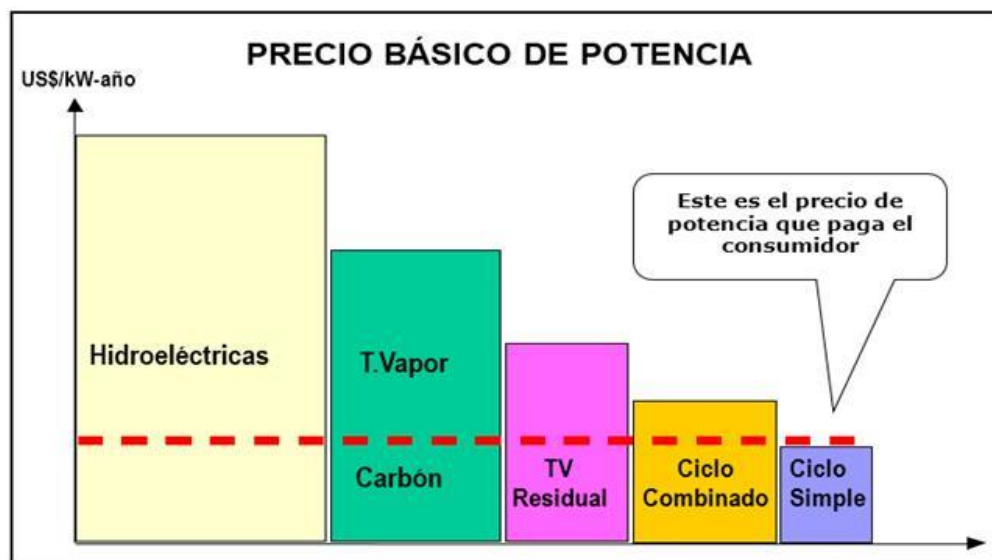
Figura 2-3: Estructura de cálculo de tarifas en barra del SEIN



Fuente: Osinergmin

2.7.3. PRECIO BÁSICO DE POTENCIA

Precio de Potencia representa a la unidad más económica a construir.

Figura 2-4: Determinación del precio básico de potencia del SEIN

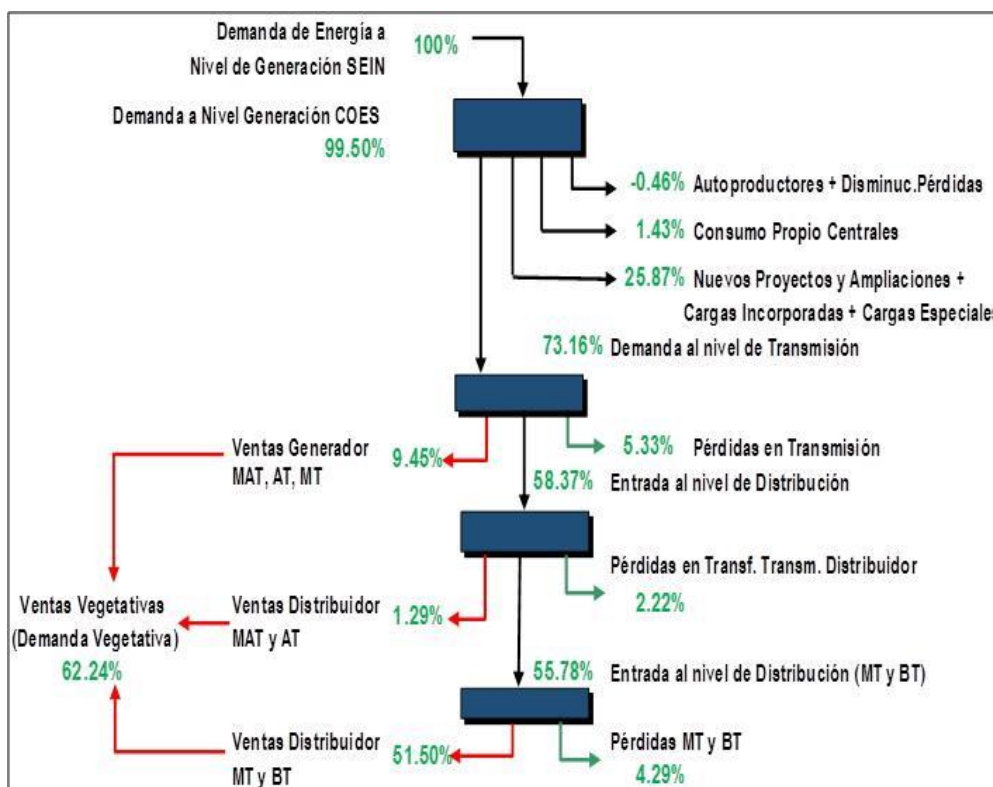
Fuente: Osinergmin

2.7.3.1.PROYECCIÓN DE LA DEMANDA

En el pronóstico de demanda se utiliza el Modelo Econométrico de Corrección de Errores.

- Se considera el crecimiento de PBI calculado por el INEI para la fecha de cálculo.
- Se considera el crecimiento de PBI proyectado para los años a implementar la tarifa realizado por el BCR en base a sus encuestas con analistas económicos.
- Las pérdidas en los niveles de transmisión, subtransmisión y distribución están en el orden del 5% al 10% Aproximadamente.
- Las cargas especiales (Electro andes, Shougesa, Antamina, Cerro Verde, Southern, Toromocho etc.) representan aprox. más del 20% de la demanda.

Figura 2-5: Diagrama de flujo de demanda SEIN 2017 (GW-h)



Fuente: OSINERGMIN

2.7.4. PROGRAMA DE OBRAS

El plan de obras debe contemplar los proyectos con compromiso de implementación y sus respectivos avances.

2.7.5. PRECIO DE ENERGÍA.

2.7.6.1. COSTOS VARIABLES Y OTROS

Costos Variables No Combustibles CVCN

Los Costos Variables No Combustibles de las termoeléctricas son los aprobados por el COES conforme al procedimiento N° 34 (modificado por Resolución N° 214-2010-OS/CD).

Costos Variables Combustibles CVC

Costos Variables Combustibles resultan del producto del consumo específico por el precio local de los combustibles de cada central térmica del SEIN.

2.7.6.2.SERIES HIDROLÓGICAS

COES (2016), Informa que se utilizó las series hidrológicas del período 1965-2015 (50'años). Teniendo en cuenta los estudios hidrológicos aprobados enviados por el COES.

- **Retribución Única por Uso de Agua**

De acuerdo al Art. 107° de la LCE, se considera el 1% del precio de la energía en horas fuera de punta a nivel de generación. El monto vigente al 01 de noviembre de 2014 equivale a 0,4116 US\$/MW-h.

- **Costos de Racionamiento**

Se considerado el costo de racionamiento vigente, que se sustenta en un Informe de OSINERGMIN (COES, 2016).

2.7.6.PRECIO DE POTENCIA

Según OSINERGMIN (2012), el Precio Básico de la Potencia se determina a partir de la utilización de los costos correspondientes a una unidad de punta, turbogas operando con combustible diésel, conforme a la aplicación del "Procedimiento para la Determinación del Precio Básico de Potencia", aprobado mediante Resolución OSINERG N° 260-2004-OS/CD. Se actualizó el precio FOB de la unidad de Punta, con la revista Gas Turbine World del año 2013. Se actualizaron los costos de conexión eléctrica de acuerdo con la última versión de la "Base de datos de Módulos Estándares de Inversión para Sistemas

de Transmisión con costos 2013”, aprobada con la Resolución OSINERGMIN N° 017-2014-OS/CD.

2.7.7.TARIFAS DE SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN

- Las instalaciones del Sistema Principal de Transmisión son aquellas que fueron calificadas como tales antes de la promulgación de la Ley 28832.
- Se determina el Valor Nuevo de Reemplazo para los casos que corresponda y el Costo de Operación y Mantenimiento (costos totales).
- Se agregan los Cargos Adicionales.

2.7.8.TARIFAS DE SISTEMA GARANTIZADO DE TRANSMISIÓN

Las instalaciones del Sistema Garantizado de Transmisión son aquellas que forman parte del Plan de Transmisión y cuya concesión y construcción son resultado de un proceso de licitación.

Las componentes de inversión, operación y mantenimiento que forman parte de la base tarifaria, serán los valores que resulten de los procesos de licitación.

2.7.9.CARGOS ADICIONALES (CA)

Criterios de compensación: Se estiman los costos que deben ser compensados en cumplimiento de la Ley N° 29852, los Decretos Legislativos N° 1041 y N° 1002, así como de los Decretos de Urgencia N° 037-2008 y N° 049-2008.

Estos costos son asignados a los usuarios de electricidad dentro del Peaje del Sistema Principal de Transmisión y en las formas que establecen dichos decretos.

- Los costos son asignados en misma proporción para los usuarios de electricidad, con excepción del Cargo por Compensación de Generación Adicional el cual establece, en el Decreto de Urgencia N° 037-2008, que debe ser asignado en base a los siguientes factores:
- Usuario Regulado factor 1,0.
- Usuario Libre factor 2,0 (mayor que 2,5 MW y menor que 10 MW).
- Grandes Usuarios factor 4,0 (mayor o igual que 10 MW).

2.8. EXPANSIÓN DE LOS SISTEMAS INTERCONECTADOS

Ortega & Álvarez (2001), Indica que la energía eléctrica es el pilar básico en la construcción de todo país, y es un aspecto que ha ignorado fronteras, que no solo ha constituido un aspecto importante en el desarrollo económico de las naciones sino además ha consolidado un espíritu de cooperación y de compartimento de conocimientos y responsabilidades de indudable repercusión social y político. Un aspecto importante en los mercados de energía es la expansión de los sistemas eléctricos, propiciando la libre competencia entre los agentes, así como una mayor amplitud de mercado y un beneficio para los usuarios finales. La expansión de los sistemas eléctricos se encuentra asociado con enormes beneficios, relacionados siempre al desarrollo no solo de un mercado en competencia sino al de los diferentes aspectos de un país, entonces ¿Cuáles son estos beneficios?, que han llevado a los sistemas eléctricos interconectarse y expandir el mercado eléctrico.

2.8.1. BENEFICIOS DE LARGO PLAZO

Reparto de la capacidad de reserva: En todo sistema existe una capacidad de reserva, que en un caso es excedentario a sus necesidades y en otro deficitario,

considerando esto, al interconectarse dos sistemas, la capacidad que es excedentaria en un sistema constituye también ahora reserva del sistema deficitario, reduciéndose así la probabilidad de pérdida de producción.

Reducción de tecnologías menos avanzadas por tecnologías limpias: Por el crecimiento del mercado, considera la incursión de capitales en la inversión de nuevas tecnologías, con su consecuente reducción del impacto ambiental.

Desarrollo de la demanda: La consecuente disminución de precios y mayores posibilidades de ofertas de precios, trae consigo un mayor interés en la colocación de capitales para la incorporación de industrias de todo tipo con su consecuente desarrollo económico de un país.

Crecimiento de la frontera eléctrica: La disponibilidad de energía promueve el crecimiento de la frontera eléctrica, existiendo mayores sectores con instalaciones eléctricas con su consecuente desarrollo social de un país.

2.8.2.BENEFICIOS DE CORTO PLAZO

Ahorro de inversión en generación: esta ventaja se encuentra asociada al reparto de capacidad de reserva, por lo que en condiciones de interconexión será menos inminente la necesidad de nuevas inversiones en un corto plazo.

Beneficio de las diferencias entre costos marginales: Los sistemas eléctricos, basados en la teoría marginalista siempre están constituido en un precio de la energía, que para cada sistema es diferente por sus condiciones propias, que al interconectarse el sistema constituido por precios más bajos beneficiará al sistema en los que los precios son más altos.

Reducción de las necesidades de potencia en reserva: La operación conjunta y solidaria de los activos de regulación primaria y secundaria comporta una gestión más económica de los mismos, así mismo conlleva un mejor manejo del control de frecuencia del sistema.

Ahorro de costos de explotación: Al llevarse a cabo la interconexión, capacidad instalada cara será desplazada por tecnología más económica con mayor eficiencia, lo mismo que reduce los costos operativos del sistema y un ahorro en el gasto de combustible.

Reparto de los servicios complementarios: Un sistema más grande se torna con más disponibilidad de grupos que puedan efectuar la administración de los servicios complementarios, el reparto de la reserva rotante se efectúa en un mayor número de grupos, y la regulación primaria y secundaria de la frecuencia se efectúa desde varios puntos del sistema.

Intercambio de conocimientos: El desarrollo de los mercados eléctricos son sumamente dinámicos, porque en cada sistema se desarrolla en distinto nivel los mecanismos y criterios de explotación de los sistemas, beneficiándose mutuamente al darse la interconexión.

2.8.3. INTEGRACIÓN ELÉCTRICA REGIONAL

La integración eléctrica regional es la integración de los sistemas eléctricos de varios países que conforman una región. Busca la complementación de los mismos con un entorno técnico, económico y regulatorio común, para lograr el mejor aprovechamiento en la explotación y el uso de los recursos energéticos. Para ello es necesario cumplir con algunas condiciones, en tres ámbitos o niveles: i) Integración física nacional, con esta cada país deben estar

configuradas a nivel nacional, es decir que no existan subsistemas separados o no conectados dentro del país, ii) Integración física internacional, condición referida a la construcción de enlaces de transmisión internacionales que permitan el transporte de energía eléctrica entre los distintos sistemas interconectados y iii) Integración de mercados, buscando un mismo o similar entorno económico, regulatorio y técnico, en el cual se realizan operaciones coordinadas entre los sistemas interconectados, con la finalidad de lograr eficiencia en la utilización de los recursos y de la infraestructura. Se amplía el mercado eléctrico para la participación de un mayor número de agentes y se propicia nuevas inversiones en generación y transmisión en los países con recursos energéticos más económicos, los que se hacen rentables al orientarse a un mercado ampliado (Aragón & Eusebio, 2013).

2.8.4. SELECCIÓN DEL NIVEL DE INTEGRACIÓN

Husson (2004), indica que, si se entiende a la participación del insumo eléctrico en el conjunto de la economía nacional, la selección del nivel de integración no puede ser una decisión tomada exclusivamente con una óptica sectorial, conceptualmente, el nivel de integración eléctrico debe corresponder con el nivel general de integración de las economías nacionales, ya que en otro caso pueden amenazarse o cederse ventajas relativas de carácter general a cambio de obtener beneficios sectoriales.

2.8.5. PEAJES DE TRANSMISIÓN

Para el inversor privado, el arbitraje más interesante es aquel que resulta del Enlace congestionado, es decir, operando al máximo de la capacidad de intercambio ya que en otra condición los precios serán prácticamente iguales salvo pérdidas en el Enlace.

El interés del inversor de utilizar al máximo los Enlaces y el hecho de que se pueda accionar técnicamente sobre la capacidad, reduciéndola, y así incrementando la renta, ha inducido a muchos Reguladores a no otorgar al inversor dicha renta de arbitraje, denominada renta de congestión, producto del diferencial de precios por la capacidad del Enlace.

Debido a la baja renta que resulta de los activos de interconexión si esa renta no se otorga al inversor, esa decisión suele conducir a que la inversión en Enlaces Internacionales se realice a riesgo de los Estados o los consumidores.

CAPÍTULO III

MATERIALES Y METODOS

3.1. MATERIALES

La información estadística y teorías relacionadas al presente trabajo de investigación han sido acopiadas de las diferentes entidades del gobierno en materia energética que disponen de la información requerida. Entre los cuales podemos citar:

- Base de Datos del Ministerio de Energía y Minas. (MINEM)
- Base de Datos del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (OSINERGMIN)
- Base de Datos del Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional. (COES SINAC)
- Documentos de Trabajo del MINEM.
- Documentos de Trabajo del Osinergmin.
- Documentos de Trabajo del COES SINAC.

3.2. MÉTODO

3.2.1. ANALÍTICO

El método científico para abordar el análisis es el hipotético deductivo, consiste en un procedimiento que parte de una aseveración en calidad de hipótesis y busca refutar o falsear tales hipótesis, deduciendo de ellos conclusiones que deben confrontarse con los hechos (Bernal, 2006, Pág. 56).

3.2.2.DEDUCTIVO

Se aplicará en la simplificación del modelo sobre parametrizado hasta obtener una especificación robusta y parsimoniosa del proceso generador de datos (PGD), especificados.

3.3. TIPO DE INVESTIGACIÓN

El presente trabajo de investigación es de enfoque cuantitativo, según el período y secuencia de ocurrencia es longitudinal, y según el análisis y alcance de los resultados es del tipo aplicada, pues se emplearán conocimientos determinados para posibilitar evaluar el Desempeño Técnico del Sistema de Transmisión de la Región Puno en razón a la Implementación de la Línea de Transmisión 220/138 kV Azángaro – Juliaca – Puno y SETs Asociadas.

3.4. ÁMBITO DE ESTUDIO

El ámbito de estudio será desarrollado en sistema Interconectado Nacional Peruano – SEIN específicamente el Sistema de Transmisión en la Región Puno.

3.5. POBLACIÓN Y MUESTRA

Las poblaciones para el presente estudio serán el sistema eléctrico interconectado Nacional – SEIN y la muestra de análisis será el sistema de transmisión de la Región Puno, la fuente y método de recolección de datos según el método y los objetivos buscados que en algunos serán la minería de datos del COES, el OSINERGMIN y el Ministerio de Energía y Minas. Las muestras en el caso de la documentación se efectuarán en la integridad de las normas de regulación que se relacionen con el caso.

3.6. IDENTIFICACIÓN DE VARIABLES.

3.6.1. OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA

- OPE: Oferta de Potencia Eléctrica del SEIN
- OEE: Oferta de Energía Eléctrica en el SEIN.
- DPE: Demanda de Potencia Eléctrica del SEIN
- DEE: Demanda de Energía Eléctrica en el SEIN.

3.6.2. PERFILES DE TENSIÓN EN LAS SUBESTACIONES DE POTENCIA

- Nivel de tensión en época de avenida con proyecto.
- Nivel de tensión en época de estiaje con proyecto.
- Nivel de tensión en época de avenida sin proyecto.
- Nivel de tensión en época de estiaje sin proyecto.

3.6.3. CARGABILIDAD DE LAS SUBESTACIONES DE POTENCIA

- Nivel de cargabilidad de las subestaciones en época de avenida con proyecto.
- Nivel de Cargabilidad de las subestaciones en época de estiaje con proyecto.
- Nivel de Cargabilidad de las subestaciones en época de avenida sin proyecto.
- Nivel de Cargabilidad de las subestaciones en época de estiaje sin proyecto.

3.6.4. CARGABILIDAD DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

- Nivel de cargabilidad de las Líneas de Transmisión en época de avenida con proyecto.

- Nivel de Cargabilidad de las Líneas de Transmisión en época de estiaje con proyecto.
- Nivel de Cargabilidad de las Líneas de Transmisión en época de avenida sin proyecto.
- Nivel de Cargabilidad de las Líneas de Transmisión en época de estiaje sin proyecto.

3.6.5.TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Técnica de Minería de Datos

Minería de Datos referido al análisis de grandes conjuntos de datos secuenciales, entendiéndose éstos como datos ordenados. Las series temporales constituyen una clase específica de dato secuencial, ya que los registros dentro de la base de datos están ordenados según el parámetro de tiempo. Una serie temporal es una secuencia de números reales que representan medidas de una variable real en intervalos iguales de tiempo. Las técnicas para la construcción de modelos estadísticos sobre series temporales reales o complejas se utilizan desde hace más de cincuenta años; Matos, Chalmeta, & Coltell (2006) mencionan a Box et al., 1994 y Chatfield, 1996.

La Minería de Datos Temporales es mucho más reciente y se distingue del Análisis Clásico en dos aspectos fundamentales. Una primera diferencia entre ambos enfoques radica en el tamaño y la naturaleza de la base de datos y en la forma en que se recogen los datos. Por un lado, los métodos de minería de datos temporales suelen ser capaces de analizar conjuntos de datos de tamaños prohibitivos para técnicas convencionales para el ajuste de modelos a series temporales; por otro, las secuencias de valores pueden ser de tipo nominal o

simbólico, haciendo inaplicables técnicas de ajuste de modelos tales como los ARMA o los ARIMA; y además, a diferencia de la mayoría de las aplicaciones de los métodos estadísticos, en minería de datos se tiene poco o ningún control sobre el proceso de recopilación de los datos, que frecuentemente responde a otros propósitos totalmente diferentes (Matos, Chalmeta, & Coltell, 2006).

Para el presente trabajo se efectuó la adquisición de datos tomando las siguientes fases:

1. Fase de Identificación
2. Fase de Extracción
3. Fase de Clasificación y Manejo de Datos

Fase de Identificación: Persigue identificar los conocimientos que poseen las diversas fuentes de la empresa, para manipularlos, reconociendo al mismo tiempo al experto que posee dicho conocimiento. Esta fase constituye el cimiento sobre la cual se erige toda la GC.

Fase de Extracción: Establece los mecanismos para extraer la mayor cantidad de conocimiento que sea posible, así como su grado de participación en la solución de problemas en la organización.

Fase de Clasificación y Manejo de Datos: En la clasificación de secuencias, se supone que cada una de ellas pertenece a una de un conjunto finito de varias clases, en un número predefinido, siendo el objetivo el de la determinación automática de la categoría o clase correspondiente para la secuencia dada.

3.7. DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA

Para el análisis y cumplimiento de la evaluación de la cargabilidad de las líneas de transmisión y subestaciones, así como la evaluación de los perfiles de tensión en las diferentes barras de la región, se utilizó la Base de Datos más reciente publicada por el COES y la misma se ha evaluado o modelado en el programa de simulación DIgSILENT Power Factory (Digital Simulation and Network Calculation). La modelación de la base de datos en DIgSILENT del SEIN considerando la expansión de corto plazo y la expansión de largo plazo así: La expansión del SEIN en el corto plazo se define para el periodo de análisis 2018, y se fundamenta principalmente por la proyección de demanda, programa de obras de generación y programa de obras de transmisión definidos por el COES como referencia para estudios.

Sobre la evaluación de la oferta y demanda, la información relacionada con la oferta de potencia y energía, proyección de demanda, y características del sistema de transmisión dentro del presente estudio, fue tomada como referencia de la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026 y del Informe referencial para estudios, periodo 2015 - 2018¹.

La expansión del sistema en el largo plazo se define para un periodo de análisis 2017 - 2026. El resultado de los análisis previos apoyará a realizar estudio del comportamiento de los parámetros operativos en barra y subestaciones de referencia a razón de la implementación del nuevo sistema de transmisión y la respectiva variación de la oferta y demanda. En base de los supuestos de

¹ <http://www.coes.org.pe/Portal/Planificacion/PlanTransmision/ActualizacionPTT>

modelación, se estimará los perfiles de los niveles de tensión así como la cargabilidad de las subestaciones y líneas de transmisión.

En la metodología propuesta se efectuará los siguientes trabajos:

- El análisis de las proyecciones de oferta y demanda de la energía en el SEIN siguientes:
 - Demanda de Energía Eléctrica Anual
 - Número de Clientes Libres y Regulados del Mercado Eléctrico
 - Oferta de Potencia Eléctrica Instalada, Efectiva y Firme

CAPÍTULO IV

RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En éste capítulo del presente trabajo de investigación, se inicia con un diagnóstico del mercado eléctrico y sus respectivos indicadores de la Demanda y Oferta de Energía a nivel nacional, así como la composición de los diferentes factores del mercado eléctrico, desarrollando un análisis univariado de cada una de las variables a ser incluidas en la investigación, para luego realizar la evaluación estadística del impacto del desarrollo del sistema de transmisión en 220 kV. Azángaro- Juliaca - Puno en la Región Puno en el mediano Corto plazo.

4.1. CARACTERIZACIÓN DEL CRECIMIENTO DE LA DEMANDA DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SEIN

Se ha desarrollado un diagnóstico situacional de las condiciones operativas del SEIN que considera los registros históricos en la base de datos de las 02 instituciones encargadas de registrar toda la información operativa en el caso peruano como son el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería - OSINERGMIN y el Comité de Operación Económica de SEIN - COES.

4.1.1. DEMANDA MÁXIMA DE POTENCIA

La evaluación y análisis de la evolución de la demanda de potencia del SEIN para este período es realizada en el periodo 2014 al 2028, información rescatada de la base de datos de parte del Comité de Operación del SEIN – COES, específicamente de la Propuesta de Actualización del Plan de Transmisión 2017 - 2026 y del Informe referencial para estudios, periodo 2015 - 2018.

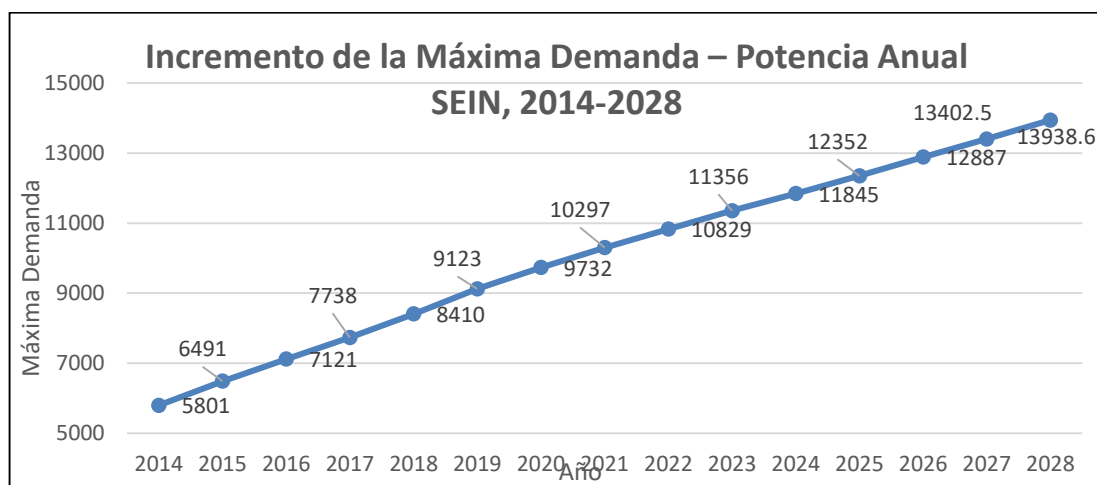
Tabla 4-1: Incremento de la máxima demanda – potencia anual SEIN,
2014-2028

AÑO	POTENCIA	
	MW	%
2014	5801.0	
2015	6491.0	11.90%
2016	7121.0	9.70%
2017	7738.0	8.70%
2018	8410.0	8.70%
2019	9123.0	8.50%
2020	9732.0	6.70%
2021	10297.0	5.80%
2022	10829.0	5.20%
2023	11356.0	4.90%
2024	11845.0	4.30%
2025	12352.0	4.30%
2026	12887.0	4.30%
2027	13402.5	4.00%
2028	13938.6	4.00%
Promedio 2015 - 2028	6.50%	

Fuente: COES-2018

En la Tabla 4-1 se evidencia un continuo crecimiento de la Máxima Demanda, presentándose un crecimiento promedio del 6.5%, teniéndose un máximo crecimiento en el año 2015 con una Máxima Demanda de 6491 MW, cuyo crecimiento respecto al año anterior es de 690 MW representando el 11.9% de variación, en cuanto a su tendencia y forma de la figura se visualiza lo mencionado a continuación:

Figura 4-1: Crecimiento y tendencia de la máxima demanda de potencia anual SEIN, 2014-2018



Fuente: COES-2018

4.1.2.DEMANDA DE ENERGÍA

La demanda de energía por su naturaleza presenta un comportamiento creciente y similar al crecimiento de la máxima demanda de potencia, como indican diversos estudios de la evolución de la demanda a continuación se muestra la evolución del consumo de energía durante el periodo del 2014 – 2028:

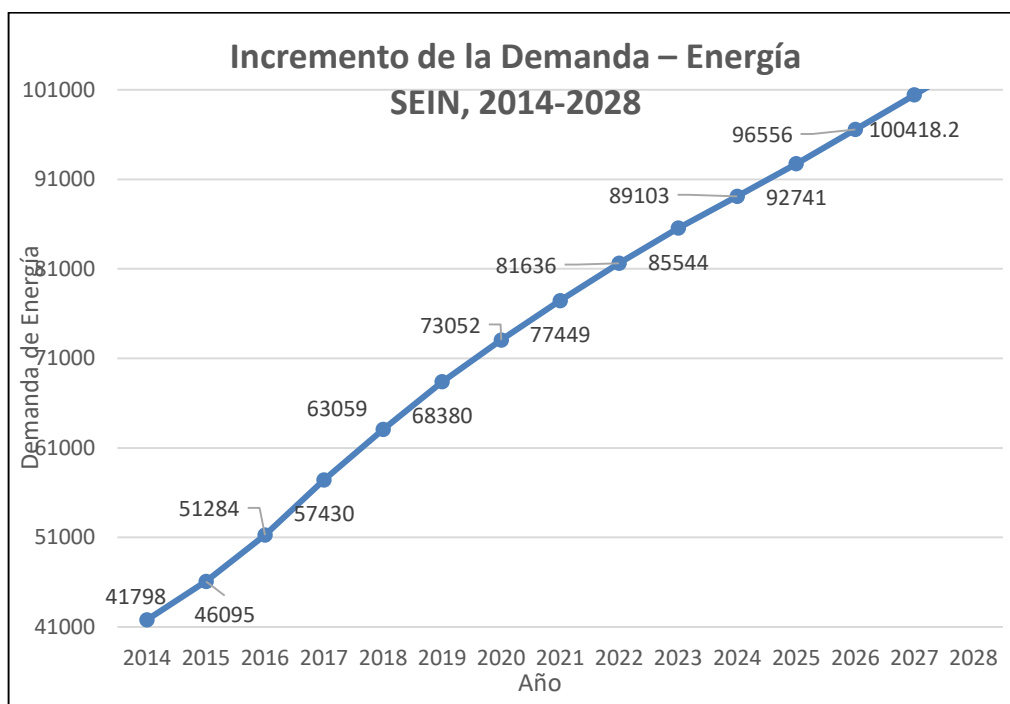
Tabla 4-2: Crecimiento del consumo de energía Perú 2014-2028

Año	Energía	
	GWh	%
2014	41798.0	
2015	46095.0	10.30%
2016	51284.0	11.30%
2017	57430.0	12.00%
2018	63059.0	9.80%
2019	68380.0	8.40%
2020	73052.0	6.80%
2021	77449.0	6.00%
2022	81636.0	5.40%
2023	85544.0	4.80%
2024	89103.0	4.20%
2025	92741.0	4.10%
2026	96556.0	4.10%
2027	100418.2	4.00%
2028	104435.0	4.00%
Promedio 2015 - 2028	6.80%	

Fuente: OSINERGMIN/COES-2018

Para el caso de la demanda de energía anual como se muestra en la Tabla 4-2 se puede ver que en el periodo del 2014 hasta el año 2028 crecimiento de la máxima demanda de energía ha tenido un crecimiento promedio de 6.8 % siendo el año 2017 el año que se presentó un mayor incremento de la demanda de energía siendo 12 % el valor porcentual de su variación en incremento de las ventas de energía por parte de las empresas generadoras.

Figura 4-2: Crecimiento y tendencia de demanda de energía del SEIN 2014 – 2028



Fuente: COES-2018

4.1.3.CRECIMIENTO DE LAS CARGAS - CLIENTES LIBRES Y REGULADOS DEL MERCADO ELÉCTRICO

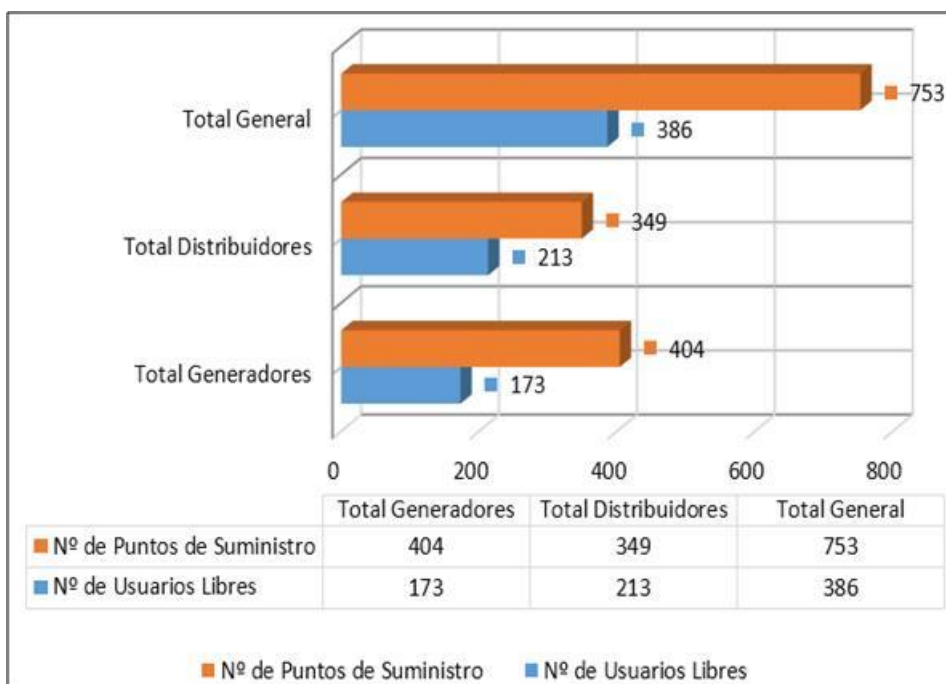
El Mercado Eléctrico Peruano cuenta con 02 tipos de clientes, los clientes regulados y un grupo de Clientes Libres, los cuales tiene la opción de tomar esta condición dada su elevada demanda de energía.

Tabla 4-3: Número de usuarios libres y puntos de suministro

TIPO	EMPRESA	dic-16	
		Nº de Usuarios Libres	Nº de Puntos de Suministro
Generadora	Aguas y Energía Peruana	1	1
	Celepsa	7	9
	Edegel	20	26
	Eepsa	5	5
	Egasa	1	1
	Egamsa	1	1
	Egenor	4	8
	Electroperú	18	40
	Emghuanza	6	11
	Engie	24	28
	Fénix Power	1	1
	Huanchor	3	5
	Kallpa	28	138
	San Gabán	3	7
	Santa Cruz	1	1
	Santa Rosa	15	17
	SDF Energía	2	3
	Shougesa	2	4
	Statkraft	14	79
	Termochilca	12	13
Termoselva	5	6	
Total Generadores		173	404
Distribuidora	Coelvisac	9	10
	Edelnor	106	197
	Electro Dunas	3	7
	Electro Oriente	1	1
	Electro Puno	1	1
	Electro Sur Este	2	2
	Electrocentro	1	1
	Electronoroeste	19	22
	Electronorte	3	4
	Hidrandina	8	9
	Luz Del Sur	51	80
	Seal	9	15
	Total Distribuidores		213

Fuente: OSINERGMIN – 2018

Figura 4-3: Usuarios libres - distribuidores Puntos de suministro



Fuente: OSINERGMIN – 2017

De la Tabla 4-3 y Figura 4-3 podemos afirmar que las empresas distribuidoras concentran el mayor número de usuarios libres que ascienden a 213 Usuarios que cuentan a su vez con 349 puntos de conexión, y por parte de las empresas generadoras ellos tienen 173 usuarios con sus 404 puntos de conexión, siendo el parque de usuarios a nivel nacional de 386 usuarios libres en todo el territorio nacional, importante información a la cual es manejado los precios a nivel de generación, siendo la principal característica del manejo de los precios de generación un acuerdo de partes entre el usuario libre y la empresa o usuario libre, de los cuales se tiene un resumen de los niveles de tensión a los cuales se tiene conectado los diferentes clientes libres.

En la Tabla 4-4 se muestran las principales cargas dentro del SEIN y la proyección de su consumo a corto plazo, donde se puede resaltar que el proyecto o demanda de potencia y energía es en la Zona Sur en el año 2018 que

asciende a 759 MW y 5824 GWh respectivamente, como proyecto específico nos referimos al Proyecto de Ampliación Cerro Verde en 500kV, con crecimiento entre los años 2015 al 2018 con una demanda de 1151 MW y 8004 GWh en potencia y energía.

Tabla 4-4: Proyección de principales cargas del SEIN expresadas en MW

PROYECTO	2015		2016		2017		2018	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Ampliación Aceros Arequipa-Pisco	--	7	--	26	--	26	6	201
Ampliación Antamina	15	128	30	284	30	281	75	616
Ampliación Bayovar-CCPSA	--	--	10	75	19	150	21	162
Ampliación Cerro Verde-500kV	152	374	259	1876	370	2877	370	2877
Ampliación Concentradora Cuajone (SPCC)	6	9	27	131	28	192	67	382
Ampliación Concentradora Toquepala (SPCC)	8	50	12	100	104	675	104	865
Ampliación Refinería Talara (PETROPERU)	3	24	4	31	29	256	78	682
Ampliación Shougang Hierro Perú	10	18	10	73	41	300	70	514
Ampliación Toromocho (Chinako)	28	165	62	553	96	832	102	1005
Ampliación UNACEM-Condorcha	11	61	11	124	11	125	11	125
Cementos Piura-CCPSA	14	44	14	114	14	105	14	105
Corani (Bear Creek)	--	--	--	--	20	133	41	266
El Porvenir (Milpo)	3	9	6	34	6	31	10	60
Galeno (Lumina)	3	24	10	79	20	157	48	377
Inmaculada- Suyamarca (Hochschild)	--	--	10	70	20	140	20	140
La Arena (Río Alto)	--	--	--	--	16	125	17	134
Las Bambas (MMG)	41	134	90	686	150	1192	150	1192
Mina Justa (Marcobre)	--	--	5	39	5	39	5	39
Nueva Planta de Oxidos VOLCAN	--	--	8	59	17	118	17	118
Ollachea (Kuri Kullu)	--	--	4	16	7	58	10	80
Pampa de Pongo (JMP)	--	--	--	--	16	140	16	140
Pukaqaqa (Milpo)	--	--	--	--	--	--	18	128
Quellaveco (Angloamerican)	--	--	--	--	--	--	2	22
Salmueras Sudamericanas - CCPSA	--	--	--	--	--	--	2	17
Total Proyectos - Zona Centro	68	388	142	1260	226	1892	334	2946
Total Proyectos - Zona Norte	20	91	37	299	98	793	179	1477
Total Proyectos - Zona Sur	207	568	392	2810	695	5268	759	5824

Fuente: COES-2018

Tabla 4-5: Proyección de Demanda del SEIN a Largo Plazo 2019-2028

PROYECTO	2023	2028
Accha - Azod- (Zincore Metals)	45	45
Ampliación Aceros Arequipa-Pisco	46	46
Ampliación Antamina	128	138
Ampliación Antapaccay	--	--
Ampliación Bayovar-CCPSA	29	29
Ampliación Cerro Verde-500kV	405	405
Ampliación Concentradora Cuajone (SPCC)	68	68
Ampliación Concentradora Toquepala (SPCC)	101	101
Ampliación El Brocal	--	--
Ampliación Fundición (SPCC)	10	10
Ampliación Quimpac -Oquendo II (Cloro Soda)	24	24
Ampliación Refinería (SPCC)	8	8
Ampliación Refinería Talara (PETROPERU)	90	90
Ampliación Shougang Hierro Perú	108	108
Ampliación SIDERPERU	3	3
Ampliación Toromocho (Chinalco)	--	--
Ampliación UNACEM-Cementos Lima	--	--
Ampliación UNACEM-Condorcha	25	26
Bongará-Cajamarquilla (Votorantim)	10	10
Cañariaco (Candente Copper)	--	--
Cementos Piura-CCPSA	16	16
Chucapaca	--	--
Constancia Ampliación	87	87
Corani (Bear Creek)	48	48
Coroccohuayco-Antapaccay	47	47

El Porvenir (Milpo)	21	21
Fosfatos de Bayovar-CCPSA	40	40
Galeno (Lumina)	119	119
Haquira (Antares)	120	120
Hilarion (Milpo)	--	--
Inmaculada- Suyamarca (Hochschild)	20	20
La Arena (Río Alto)	22	25
La Granja (Río Tinto)	59	59
Las Bambas (MMG)	156	156
Los Calatos (Hampton)	100	100
Los Chancas (SPCC)	100	100
Michiquillay (Angloamerican)	--	147
Mina Alpamarca (Volcan)	--	--
Mina Chapi (Milpo)	26	26
Mina Justa (Marcobre)	35	35
Mina Quechua	78	78
Minas Conga	--	--
Nueva Planta de Oxidos VOLCAN	17	17
Ollachea (Kuri Kullu)	9	2
Pachapagui (ICM)	--	--
Pampa de Pongo (JMP)	72	72
Pukaqaqa (Milpo)	40	40
Quellaveco (Angloamerican)	--	--
Río Blanco (Zijin Mining Group)	--	--
Salmueras Sudamericanas - CCPSA	35	35
Sulliden (Shahuindo)	10	10
Tia Maria (SPCC)	93	93

Fuente: COES-2018

4.2. CARACTERIZACIÓN DE LA OFERTA DE POTENCIA Y ENERGÍA DEL SEIN

Para cumplir con esta creciente demanda, se espera que la capacidad instalada de generación y los sistemas de transmisión de electricidad se cubierta con suficiencia.

Tabla 4-6: Oferta de Energía-Proyectos de expansión en Generación 2015–2018

Fecha de Entrada	Proyecto	Potencia [MW]
abr-15	CB La Gringa V	2
may-15	CT Eten - Reserva Fría	219
may-15	CH Machupicchu II	99.86
jul-15	CH Santa Teresa	98.12
ago-15	CH Quitaraca	111.8
sep-15	Ch Cheves I	168
sep-15	CH Tingo	8.8
sep-15	CT Puerto Maldonado - Reserva Fría	18
nov-15	CT Pucallpa - Reserva Fría	40
ene-16	CE Parque Tres Hermanas	97.15
ene-16	CH Chancay	19.2
feb-16	CH Cerro del Águila - G1	170
mar-16	CH 8 de Agosto	19
mar-16	CH El Carmen	8.4
mar-16	CH Cerro del Águila - G2	170
mar-16	CT Recka	181.3
may-16	CT Puerto Bravo - Nodo Energético del Sur	500
may-16	CH Cerro del Águila - G3	170
ago-16	CH Chaglla	405.82
sep-16	CT Chilca 1 - TG4	74
nov-16	CH RenovAndes H1	19.99
nov-16	CH Carpapata III	12.8
dic-16	CH Colca	12.05
ene-17	CH Yarucaya	16.5
ene-17	CH Laguna Azul	20
mar-17	CH Cola 1	10.4
mar-17	CT llo - Nodo Energético del Sur	500
mar-17	CT Chilca 1 - TV2	38.8
abr-17	CT Santo Domingo de los Olleros - TV	86
may-17	CH La Virgen	64

jul-17	CH Karpa	19
ago-17	CH Huatziroki I	11.08
ene-18	CH Pucará	149.8
ene-18	CH Ángel I	19.95
ene-18	CH Ángel II	19.95
ene-18	CH Ángel III	19.95
ene-18	CH Tulumayo IV	40
ene-18	CH Tulumayo V	65
ene-18	CH Macon	10
ene-18	CH Langui II	2.9
ene-18	CH Huasicancha	6.25
ene-18	CH Chilcay	12.01
ene-18	CH Pallca	10.1
ene-18	CH Muchcapata	8.1
ene-18	CH Nueva Esperanza	9.34
ene-18	CH Campanayoc	4.62
feb-18	CH Hydrika 5	10
feb-18	CH Hydrika 2	4
mar-18	CH Manta	19.78
jun-18	CT Santa Rosa - TV	129.1
jul-18	CH Hydrica 4	8
jul-18	CH Hydrica 1	6.6
jul-18	CH Hydrica 3	10
jul-18	CH Las Cruces	14.6
nov-18	CH Carhuac	15.8
ene-19	CH Santa Lorenza I	18.7

Fuente: COES – 2018

**Tabla 4-7: Oferta de Energía-Proyectos de Generación Largo plazo
2019 – 2028**

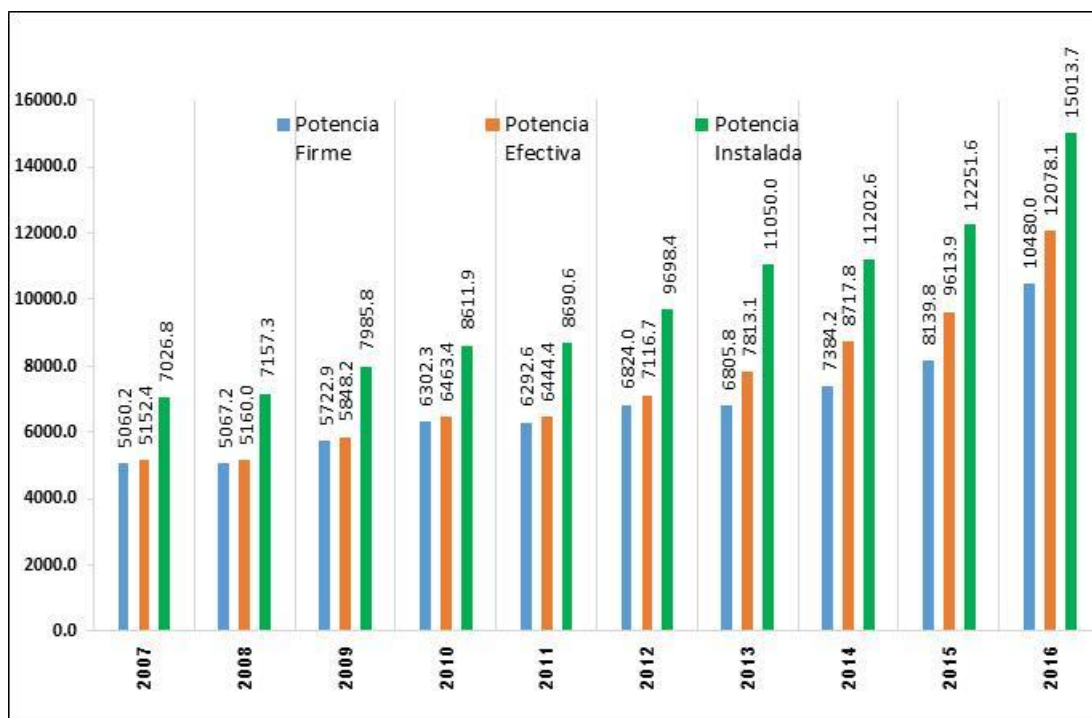
CENTRAL	POTENCIA [MW]	AÑO DE INGRESO
CH Olmos I	50	2019
CH Belo Horizonte	180	2019
CH Moyopampa (Ampliación)	60	2020
CH Rapay II	80	2020
CH Curibamba	191.4	2021
CH Soro (CH Molloco)	164.7	2021
CH Llatica (CH Molloco)	115.3	2021
CH Chilia	180	2021
CH Milloc	19.4	2021
CH El Caño	120	2022
CH Uchuhuerta	37.5	2022
CH Veracruz	633	2022
CH San Gabán III	187	2022
CH Utcubamba I	124	2022
CH Oco 2010	170.4	2023
CH San Miguel (Mara 320) (Ex Mara I)	362	2023
CH Chadin II	600	2024
CH Lluta I	214.4	2024
CH Lluta I	60.7	2024
CH Lluclia	236.7	2024
CH Churo	36	2024
CH Santa Teresa II	268	2024
CH San Gaban I	147.6	2024
CH Campuy (Mara 300) (Ex Mara 2)	373	2024
CH San Gaban IV - Corani	82	2024
CH San Gaban IV - Ollachea	235.4	2024
CH Cheves III	121	2026
CH Tarucani	48.5	2026
CH Retamal	188.6	2026
CH Santa Rita	255	2026
CH Pucapata (Mara 230) (Ex Mara 3)	225	2026
CH Santa Maria (Ex Oreja de Perro)	746	2026
CH Tambo 60	580	2026
CH Mainique I	607	2026
CH Amazonas	122	2026
CH Río Grande	350	2026
CH Mazán	150	2026
CH Mara 290 (Ex Mara 4)	370	2028

Fuente: COES – 2018

4.2.1.OFERTA DE POTENCIA ELÉCTRICA DEL SEIN

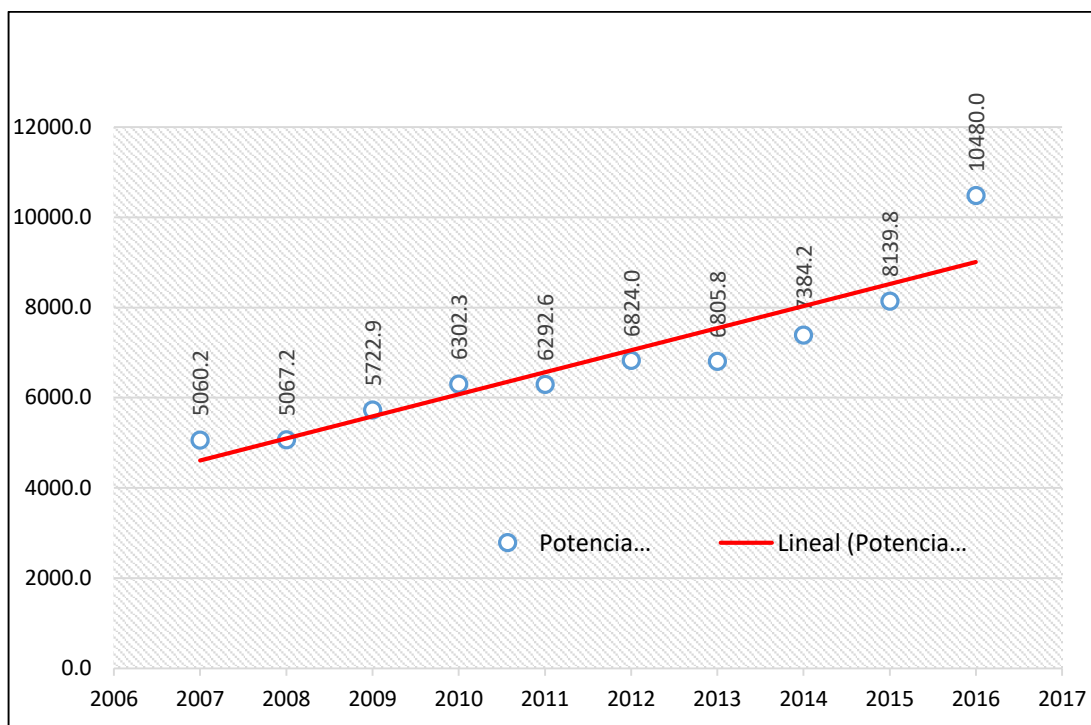
La oferta de potencia tiene tres variables las cuales dan señales de la oferta de potencia del SEIN según la información analizada, se tiene la Potencia Firme, la Potencia Efectiva y la Potencia Instalada, en la Figura 4-4 mostramos la oferta de potencia del periodo 2007 al 2016. Que muestra un crecimiento sostenido y casi constante.

Figura 4-4: Evolución de la oferta de potencia eléctrica del SEIN 2007-2016



Fuente: OSINERGMIN – 2017

Figura 4-5: Crecimiento de la potencia firme eléctrica del SEIN 2007-2016



Fuente: OSINERGMIN – 2017

En las Figuras 4-4 y 4-5, se muestran el comportamiento de la oferta de Potencia en sus 03 modalidades como son Potencia Instalada, Potencia Efectiva y Potencia Firme, éste último es considerado para la remuneración tarifaria en cuanto a la potencia en las tarifas de energía que requiere una evaluación previa para su consideración por parte del Osinergmin, siendo su comportamiento casi oscilante a diferencia del último año donde se ve un claro incremento que asciende al 28.75 % representando un cuatro veces el porcentaje respecto al promedio anual, en la Figura 9 específicamente mostramos la tendencia del comportamiento que es levemente creciente.

4.2.2.OFERTA DE ENERGÍA EN EL SEIN

La evaluación y análisis de la evolución de la oferta de energía del SEIN para este análisis es realizada en el periodo 2007 al 2018, información rescatada de la base de datos de parte del COES.

La Producción Anual de las Centrales de Generación Eléctrica – 2015-2016, podemos mencionar que en este último año se ha tenido un fuerte incremento del 8.5% de la producción global de energía a nivel nacional, representando un mayor crecimiento a nivel porcentual de la producción de energías renovables que representa el 28.75 %, seguido de la producción energía termoeléctrica con un incremento de 2,748.27 GW-h, que representa un incremento de la producción de 13%, respecto al año 2015.

Se tiene la siguiente oferta de energía:

Tabla 4-8: Producción anual de centrales de generación eléctrica por fuente, 2007-2016 (GWh)

AÑO	MALACAS AGUAYTIA	CAMISEA	HIDRO	CARBON	D2-R6-	OTROS	TOTAL
	LA ISLA				R500		
2007	1 742.5	5 573.5	18 588.5	840.1	510.3	0	27 254.9
2008	1 908.8	7 409.8	18 010.2	909.3	1 320.5	0	29 558.7
2009	2 819.8	6 447.0	18 751.7	930.2	858.9	0	29 807.6
2010	1 448.6	9 997.9	18 964.6	1 066.9	871.3	77.5	32 426.8
2011	1 192.3	12 269.9	20 404.1	732.4	531.5	87.3	35 217.4
2012	1 484.4	13 856.1	20 848.6	555.5	354.1	222.5	37 321.2
2013	716.3	16 311.0	21 128.6	836.6	254.2	422.7	39 669.4
2014	897.1	19 012.9	21 002.9	163.2	87.7	632	41 795.9
2015	1 149.6	19 523.1	22 456.2	248.1	214.1	948.9	44 540.0
2016	1 132.6	21 321.4	23 009.6	772.9	656.2	1 433.6	48 326.4
Total Crec. 2010/2016	-4.00%	13.50%	3.30%	-5.20%	-4.60%	62.60%	6.88%

Fuente: OSINERGMIN – 2018

4.3. CALIDAD DE TENSIÓN EN SISTEMA DE TRANSMISIÓN

4.3.1. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN EN ESTUDIO PARÁMETROS ELECTROMECÁNICOS

En la Tabla 4-9 y Tabla 4-10, se resume los datos generales de los tramos de líneas del proyecto.

Tabla 4-9: Características básicas de la línea

TRAMO	NIVEL DE TENSIÓN	CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN			DISTANCIA (km)	DISPOSICIÓN
		POTENCIA DE CÁLCULO	POTENCIA DE DISEÑO	POTENCIA LÍMITE TÉRMICO POR EMERGENCIA		
L.T. Pumiri - San Román	220 kV	250 MVA	450 MVA	585 MVA	76,18	Simple terna - Disposición triangular
L.T. Puno - San Román	220 kV	250 MVA	450 MVA	585 MVA	29,96	
L.T. Enlace San Román – Punto de conexión línea de 138 kV existente (L-1012, Puno – Juliaca)	138 kV	100 MVA	100 MVA	130 MVA	0,80	
L.T. Pumiri – Azángaro	138 kV	100 MVA	100 MVA	130 MVA	3,69	

Fuente: Transmisora Eléctrica del Sur 2

Tabla 4-10: Condiciones de servicio de las líneas de transmisión

DESCRIPCIÓN	LÍNEA DE TRANSMISIÓN			
	L.T. Pumiri –San Román 220 Kv	L.T. San Román - Puno 220 kV	Enlace San Román – línea L1012 en 138 kV	L.T. Pumiri – Azángaro existente en 138 kV
Tensión máxima de operación [kV]	245	245	145	145
Nivel Básico de Aislamiento Estándar [kVp]	1 050	1 050	550	550
Frecuencia del sistema [Hz]	60	60	60	60
Número de circuitos	1	1	2	1
Nivel de contaminación [mm/kV]*	20	20	20	20

Fuente: Transmisora Eléctrica del Sur 2

Los conductores del sistema son del tipo ACAR (Conductor de aluminio reforzado con aleación de aluminio) por sus buenas características de

conducción de corriente al tener resistencia eléctrica baja y muy buena carga de rotura.

Para la evaluación a los conductores de fase se consideró las siguientes verificaciones:

- ✓ Capacidad de transmisión, ampacitancia.
- ✓ Campos electromagnéticos.
- ✓ Efecto corona.
- ✓ Ruido audible y radio interferencia.
- ✓ Regulación de tensión.
- ✓ Evaluación económica.
- ✓ Pérdidas Joule.

Las características generales de los conductores evaluados se tomaron del catálogo de fabricantes, estas se muestran en la Tabla 14-11.

Tabla 4-11: Conductores pre-seleccionados para líneas de 220 kV y 138 kV

CARACTERÍSTICAS	ACAR 500 MCM	ACAR 600 MCM	ACAR 800 MCM	ACAR 900 MCM	ACAR 1200 MCM
Sección (mm ²)	253,4	304	405,4	456,1	608
Diámetro (mm).	20,67	22,64	26,14	27,73	32,02
Masa (kg/m).	0,697	0,836	1,115	1,255	1,673
Resistencia a 75°C en CA (Ω /km).	0,148	0,123	0,0923	0,0820	0,0615
Carga a la rotura (kg).	6 001	7 151	9 206	10 282	13 709

Fuente: Transmisora Eléctrica del Sur 2

4.3.2. PARAMETROS ELECTRICOS DE LAS NUEVAS INSTALACIONES

Se ha descrito información técnica y características relevantes respecto a nuevas subestaciones y líneas de transmisión utilizadas en líneas a 220 kV y 138 kV. En la ejecución de la ingeniería de las líneas de transmisión asociadas al proyecto Azángaro – Juliaca – Puno 220 kV, se aplicaron modelos de simulación en el programa DlgSILENT para líneas de transmisión, obteniendo los parámetros eléctricos de las líneas del proyecto mostrados en la Tabla 4-12.

Tabla 4-12: Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión

Línea de Transmisión	Nivel de Tensión [kV]	Longitud [km]	R1	X1	B1	R0	X0	B0
			Ω/km	Ω/km	$\mu\text{S}/\text{km}$	Ω/km	Ω/km	$\mu\text{S}/\text{km}$
Azángaro – Pumiri	138	3,10	0,0540	0,4606	3, 6202	0,4236	1, 2986	2, 0963
San Román – LT con Juliaca	138	0,74	0,0708	0,4646	3, 6086	0,4298	1, 3229	2, 2295
San Román – LT con puno	220	0,74	0,0705	0,4654	3, 6083	0,4210	1, 3653	2, 2281
Pumiri – San Román	220	77,50	0,0524	0,3904	4, 2336	0,3855	1, 1715	2, 5762
San Román - Puno	220	33,11	0,0524	0,3904	4, 2336	0,3855	1, 1715	2, 5762

Fuente: Transmisora Eléctrica del Sur 2

En la Tabla 4-13 se muestran los parámetros eléctricos de los autotransformadores de Pumiri y San Román, los cuales tienen características similares.

Tabla 4-13: Parámetros eléctricos de autotransformadores

Parámetro	HV	MV	LV
Potencia Nominal [MVA] (ONAN/ONAF1/ONAF2)	100/125/150	100/125/150	16.66/20.83/25
Tensión Nominal [kV]	220	138	10.5
Corriente nominal [A]	393,66	627,57	1374,68
SIL/BIL [kVp]	750/950	No Aplica/650	No Aplica/75
Conexión	Y	Auto-Y	Δ
Grupo de conexión para banco trifásico	YNa0d11		
Frecuencia Nominal [Hz]	60		

Fuente: Transmisora Eléctrica del Sur 2

En la Tabla 4-14 se muestran los parámetros obtenidos del reporte de pruebas de los autotransformadores de San Román y Pumiri.

Tabla 4-14: Parámetros reporte de pruebas de Autotransformadores

PARAMETROS		SAN ROMAN	PUMIRI
No load losses [kW]		29,785	30,497
% No load current 100%		0.028	0.031
Parametro	Tap	San Roman	Pumiri
HV/MV Load Losses [kW]	1	331,00	333,97
	11	296,09	298,20
	21	338,15	335,54
MV/LV Load Losses [kW]	11	53,50	54,49
LV/HV Load Losses [kW]	1	50,36	51,44
	11	51,20	52,04
	21	54,67	55,65
Impedancia HV/MV*	1	12,89	12,90
	11	12,47	12,50
	21	12,61	12,66
Impedancia MV/LV*	11	6,20	6,21
Impedancia LV/HV*	1	8,90	8,92
	11	8,72	8,75
	21	8,61	8,64

Fuente: Transmisora Eléctrica del Sur 2

En las Tablas 4-15 y 4-16, se presentan las tensiones en P.U. de la región Puno en base a las tensiones de operación registradas en la base de datos del COES, obtenidas en los flujos de potencia realizados para el año 2018, ante los casos con proyecto (CP) y sin proyecto (SP), en escenarios de demanda máxima, media y mínima, y ante despachos de Avenida y Estiaje.

Tabla 4-15: Tensión en Subestaciones – Red con/sin proyecto – Región Puno – Despacho de Avenida – 2018

SUBESTACION	TENSION	DEMANDA MINIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MAXIMA	
	OPERACIÓN [kV]	SP	CP	SP	CP	SP	CP
Puno	220	1.01	0.99	1.01	1	0.98	0.99
Pumiri	220	---	1	---	1.02	---	1.01
San Román	220	---	1.01	---	1.02	---	1.01
San Gabán III	220	---	---	---	---	---	---
San Gabán IV	220	---	---	---	---	---	---
San Gabán	138	1	0.99	1	1	1	1
San Rafael	138	0.98	0.98	0.98	0.99	0.98	0.98
Ángel I	138	1.03	1.02	1.02	1.02	1.03	1.02
Ángel II	138	1.03	1.02	1.02	1.02	1.03	1.02
Ángel III	138	1.03	1.02	1.02	1.03	1.03	1.03
Azángaro	138	1	0.99	1	1.01	0.99	1
Pumiri	138	---	0.99	---	1.01	---	1
Juliaca	138	0.99	0.99	0.98	1	0.96	0.99
San Román	138	---	1	---	1.01	---	1
JulN-Jul138	138	---	1	---	1.01	---	1
JulN-Jul138_2	138	---	1	---	1.01	---	1
Puno	138	1	0.98	0.99	0.99	0.98	0.98
Ayaviri	138	1	1	1	1.01	1	1

Elaboración propia

Sobre los perfiles de tensión en las subestaciones que se muestran en la Tabla 4-16, podemos verificar que los perfiles de tensión se encuentran en la gran mayoría dentro de los valores recomendados encontrándose sin embargo, inicialmente la subestación de Juliaca (Taparachi), esto antes de incorporar el nuevo sistema de transmisión con un nivel de tensión de 0.96 P.U. que equivale

indicar que tiene un 4% de caída de tensión en época de avenida con una demanda Máxima que representa una mala calidad de tensión y una vez implementado el proyecto se llega a superar el inconveniente mostrándose en la simulación un perfil de tensión de 0.99 P.U. que equivale a indicar que solo tiene una caída de tensión del 1% presentándose una mejora del 3% de mejora en su nivel de tensión. Así mismo las subestaciones de transformación de las centrales Ángel 1 y 2 presentaban un nivel de tensión 1.03 P.U., superiores a los recomendados, luego de la incorporación del proyecto se supera el problema presentándose una mejora al presentarse un nivel de tensión de 1.02 P.U. un valor más aceptable al inicial, Por otro lado en el caso de la subestación de la central Ángel 3 por razón de la implementación del proyecto empeora y mantiene los niveles de tensión de 1.02 y 1.03 P.U., con una demanda media y mantiene en 1.03 P.U. con una demanda máxima, que amerita una regulación de tensión en cada subestación.

Tabla 4-16: Tensión en Subestaciones en Operación Normal - Red con/sin proyecto – Despacho Estiaje – 2018

SUBESTACION	TENSION	DEMANDA MINIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MAXIMA	
	OPERACION [kV]	SP	CP	SP	CP	SP	CP
Puno	225	1.01	1	0.99	1	0.98	0.99
Pumiri	220	---	1.01	---	1.01	---	1.01
San Román	220	---	1.02	---	1.01	---	1.01
San Gabán III	220	---	---	---	---	---	---
San Gabán IV	220	---	---	---	---	---	---
San Gabán	142	0.99	0.98	0.99	0.99	0.99	0.99
San Rafael	141	0.99	0.98	0.99	0.99	0.98	0.99
Angel I	138	1.02	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02
Angel II	138	1.02	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02
Angel III	138	1.01	1.01	1.02	1.02	1.02	1.02
Azángaro	138	1.01	1.01	1.01	1.01	0.99	1.02
Pumiri	138	---	1.01	---	1.01	---	1.02
Juliaca	138	1	1.02	1	1.01	0.98	1
San Román	138	---	1.02	---	1.02	---	1
JulN-Jul138	138	---	1.02	---	1.02	---	1
JulN-Jul138_2	138	---	1.02	---	1.02	---	1
Machupicchu II	138	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Machupicchu	138	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02	1.02
Macusa	138	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01	1.01
Ollachea	138	1.01	1.01	1.02	1.02	1.01	1.02
Puno	138	1.01	1.01	1	1.01	0.99	1
Ayaviri	138	1.01	1.02	1.01	1.01	0.99	1.01

Elaboración propia

En caso de operación con despacho en estiaje bajo el ingreso de la línea Azángaro – Juliaca – Puno 220 KV mejora el perfil de la zona, en especial de las subestaciones Juliaca y Azángaro a nivel de 138 KV.

4.4. LA CARGABILIDAD DE LOS SISTEMAS DE TRANSMISIÓN EN LA REGIÓN PUNO

4.4.1. CARGABILIDAD EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

En las Tablas 4-17y 4-18, se presentan los niveles de cargabilidad de las líneas de Transmisión en valores porcentuales de la región Puno en base a la operación registradas en la base de datos del COES, obtenidas en la simulación de los

flujos de potencia realizados para el año 2018, ante los casos con proyecto (CP) y sin proyecto (SP), en escenarios de demanda máxima, media y mínima, y ante despachos de Avenida y Estiaje.

Tabla 4-17: Cargabilidad en Líneas de Transmisión - Despacho de Avenida - Red con/sin proyecto - Año 2018

LINEA DE TRANSMISION	TENSION NOMINAL	DEMANDA MNIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MAXIMA	
	[kV]	SP	CP	SP	CP	SP	CP
Moquegua - Puno	220	25.08	33.49	19.27	25.45	15.85	12.47
Onocora - San Gabán	220	---	---	---	---	---	---
Tintaya - Azángaro	220	---	---	---	---	---	---
Onocora - SanGabanI 1	220	---	---	---	---	---	---
Onocora - SanGabanI 2	220	---	---	---	---	---	---
JuliacaN - Puno	220	---	23.44	---	17.15	---	17.83
AzángaroN - Juliaca	220	---	20.59	---	17.89	---	17.05
Azángaro - Juliaca	138	67.2	34.49	64.31	32.55	68.5	36.25
Azángaro - SanRafael	138	38.88	38.9	35.95	36.33	34.49	35.03
El Angel 1 - El Angel 2	138	13.58	13.58	15.2	15.25	14.46	14.39
El Angel 2 - El Angel 3	138	27.79	27.65	30.38	30.48	28.89	28.75
Juliaca - Puno Tramo 1	138	56.17	28.79	47.12	22.19	41.44	31.45
Juliaca - Puno Tramo 2	138	---	23.72	---	18.02	---	29.08
Macusani - Azángaro	138	45.22	45.21	41.44	41.9	39.35	40.22
San Gaban - El Angel 3	138	42.17	41.88	45.58	45.74	43.33	43.12
San Gaban - Ollachea	138	51.27	51.52	48.98	48.89	47.85	48.12
SanGaban - Macusani	138	89.63	89.98	85.91	85.96	84.95	84.65
SanGaban - SanRafael	138	53.36	53.56	50.49	50.58	49.22	49.53
SanGabanI_Mazuco	138	6.51	8.2	12.28	12.28	14.14	14.18
T.Ayaviri - Azángaro	138	26.42	9.46	21.9	4.64	11.27	6.23
Puno-SanRománTramo 2	138	---	12.57	---	9.57	---	13.81
Juliaca - San Román	138	---	10.84	---	8.14	---	13.29
Pumiri - Azángaro	138	---	51.36	---	44.64	---	42.61

Elaboración propia

Tabla 4-2: Cargabilidad en Líneas de Transmisión - Despacho de Estiaje Red con/sin proyecto - Año 2018

LINEA DE TRANSMISION	TENSION NOMINAL [kV]	DEMANDA MINIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MAXIMA	
		SP	CP	SP	CP	SP	CP
Moquegua - Puno	220	37.55	41.97	42.46	51.44	54.75	71.2
Onocora - San Gabán	220	---	---	---	---	---	---
Tintaya - Azángaro	220	---	---	---	---	---	---
Onocora - SanGaban1	220	---	---	---	---	---	---
Onocora - SanGaban2	220	---	---	---	---	---	---
JuliacaN - Puno	220	---	21.42	---	22.01	---	27.9
AzángaroN - Juliaca	220	---	10.92	---	12.28	---	15.19
Azángaro - Juliaca	138	28.21	10.73	31.39	10.51	29.09	15.84
Azángaro - SanRafael	138	20.72	20.31	24.42	24.2	26.65	24.89
El Angel 1 - El Angel 2	138	5.33	5.44	5.34	5.38	5.32	5.26
El Angel 2 - El Angel 3	138	10.66	10.89	10.68	10.77	10.65	10.52
Juliaca - Puno Tramo 1	138	46.12	32.3	56.19	19.29	65.53	10.21
Juliaca - Puno Tramo 2	138	---	30.05	---	38.96	---	48.04
Macusani - Azángaro	138	32.89	32.34	37.5	37.33	42.24	38.15
San Gaban - El Angel 3	138	15.98	16.01	16.06	16.19	16.57	16.03
San Gaban - Ollachea	138	4.9	3.9	3.76	4.65	6.17	2.8
SanGaban - Macusani	138	14.03	13.57	12.31	11.98	8.93	10.21
SanGaban - SanRafael	138	7.21	6.13	11.41	10.96	14.25	11.35
SanGabanII_Mazuco	138	8.52	6.65	12.3	12.3	14.38	14.26
T.Ayaviri - Azángaro	138	37.47	24.1	44.7	28.23	59.34	31.89
Tintaya - T.Ayaviri	138	39.94	26.78	47.29	30.9	64.42	37.3
Puno - San Román Tramo 2	138	---	13.97	---	7.96	---	3.92
Juliaca - San Román	138	---	13.9	---	18.07	---	22.36
Pumiri - Azángaro	138	---	26.56	---	29.03	---	36.37

Elaboración propia

Tanto para el caso con y sin proyecto en el año 2018, en condiciones de avenida y estiaje, se presenta un comportamiento adecuado del sistema a nivel de cargabilidad de líneas, dado que se mantiene dentro de los criterios establecidos, para toda la región Puno.

4.4.2. CARGABILIDAD EN SUBESTACIONES DE TRANSFORMACIÓN

En las Tablas 4-19 y 4-20, se presentan los niveles de cargabilidad de los transformadores de las subestaciones de transformación en valores porcentuales de la región Puno en base a la operación registradas en la base de datos del COES, obtenidas en la simulación de los flujos de potencia realizados para el año 2018, ante los casos con proyecto (CP) y sin proyecto

(SP), en escenarios de demanda máxima, media y mínima, y ante despachos de Avenida y Estiaje.

Tabla 4-19: Cargabilidad en Transformadores – Despacho Avenida – Red con/sin proyecto – Región Puno - 2018

TRANSFORMADOR S.E.T.	TENSION NOMINAL [kV]	DEMANDA MINIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MAXIMA	
		SP	CP	SP	CP	SP	CP
Puno	220/138/10	23,83	2,09	17,41	4,77	13,59	6,86
Pumiri	220/138/10,5	---	31,80	---	30,79	---	29,58
San Román	220/138/10,5	---	7,34	---	11,45	---	11,45
Azángaro T50-162	138/60/22,9	35,87	35,88	46,77	36,86	25,93	25,94
Juliaca	138/60/10	5,83	5,77	7,83	7,62	10,13	9,83
Juliaca	138/22,9/10	23,55	23,30	54,55	54,42	65,29	63,23
Azángaro T79-162	138/60/22,9	31,87	31,87	46,60	42,30	21,74	21,46
Puno T97-162	138/60/23	28,51	18,77	41,75	28,63	41,69	29,94
Puno T53-162	138/60/23	27,63	27,55	32,85	33,04	41,01	40,69

Elaboración propia

Como se observa en la Tabla 4-19, resultado de la simulación de flujo de potencia donde se puede observar que en condiciones de avenida los niveles de cargabilidad de los transformadores de potencia se presenta un comportamiento adecuado en cuanto al nivel de cargabilidad, dado que se mantiene dentro de los criterios establecidos, para el caso de toda la región Puno.

Tabla 4-20: Cargabilidad en Transformadores – Despacho Estiaje – Red Con/Sin Proyecto – Región Puno - 2018

NOMBRE	TENSION NOMINAL [kV]	DEMANDA MINIMA		DEMANDA MEDIA		DEMANDA MAXIMA	
		A0	A1	A0	A1	A0	A1
Puno	220/138/10	43,50	23,61	46,57	19,19	56,01	22,58
Pumiri	220/138/10,5	---	18,87	---	17,75	---	19,87
San Román	220/138/10,5	---	18,85	---	15,50	---	17,45
Azángaro T50-162	138/60/22,9	30,26	35,93	36,07	36,06	21,41	19,44
Juliaca	138/60/10	5,50	5,51	7,33	7,24	9,73	9,77
Juliaca	138/22,9/10	16,00	16,81	36,97	41,81	52,82	52,86
Azángaro T79-162	138/60/22,9	28,88	30,86	40,52	40,56	20,06	19,43
Puno T97-162	138/60/23	18,03	18,33	22,41	22,25	39,96	26,71
Puno T53-162	138/60/23	26,98	26,99	31,30	31,39	40,23	40,55

Elaboración propia

En la Tabla 4-20, que muestra los niveles de cargabilidad de los transformadores de potencia en condiciones de estiaje muestra que los niveles de cargabilidad presentan niveles de cargabilidad normales, dado que se mantienen sus valores dentro de los criterios establecidos por las normas técnicas.

CONCLUSIONES

- De los resultados sobre cargabilidad de los transformadores de potencia en condiciones de avenida y estiaje, los niveles que presentan un comportamiento adecuado en cuanto al nivel de cargabilidad, dado que se mantiene dentro de los criterios establecidos, para el caso de las subestaciones de toda la región Puno.
- El ingreso del Sistema de Transmisión Azángaro – Juliaca – Puno, Línea de transmisión y subestaciones asociadas 220 kV, mejora el perfil de tensiones de la zona, en especial de las subestaciones Juliaca y Azángaro a nivel de 138 kV.
- Las tensiones que superan el valor permisible según el Procedimiento N°20 del COES, son subestaciones que tienen asociado generación, como lo es el caso de las subestaciones de las centrales Ángel I, Ángel II y Ángel III, dichas subestaciones presentan un perfil de tensión elevado, que solo parcialmente es superado en la operación normal en despacho de avenida.
- En definitiva, el ingreso del proyecto línea de transmisión 220 KV Azángaro – Juliaca – Puno, mejora los perfiles de tensión y la cargabilidad de los elementos de la zona de influencia, además de conformar junto a otras líneas de 220 KV el anillo Moquegua – Azángaro – Tintaya – Socabaya que garantiza la confiabilidad de la zona sur del Perú.

RECOMENDACIONES

- El análisis descriptivo de la demanda máxima de potencia, demanda de energía y la oferta de la energía, siempre al transcurrir el tiempo sufre diversas variaciones por la aplicación de diversas políticas que influyen en su evolución y es necesario realizar futuras investigaciones, en las cuales se recomienda seguir profundizando, con nuevas metodologías de investigación.
- En materia de política energética, sería saludable mantener el ritmo de crecimiento de la oferta de energía priorizando como recursos energéticos los que menos impacto socio-ambiental presentan, de esa manera la demanda nacional de energía no sea afectada.
- El organismo encargado de la operación del SEIN (COES), es necesario realice un mejor manejo y presentación de las diferentes variables de operación técnica y comercial del mercado eléctrico nacional, los cuales ayudarán a un mejor entendimiento y evaluación y por ende para su mejoramiento habiendo estos sufrido cambios constantes en los criterios de presentación y cálculo de sus diferentes parámetros.
- Para el estado peruano siendo inminente el desarrollo de la interconexión eléctrica internacional éste de parte del estado fortalezca el sistema de transmisión interna, y este proyecto ayuda al mismo, y se sugiere continuar en el cometido.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Apaza, T. M. (2017). ESTUDIO DE CONTROL Y DISMINUCION DE PERDIDAS DENTRO DEL SERVICIO ELECTRICO PUNO. Universidad Nacional del Altiplano. Puno: UNAP.
- Aragón, C. I., & Eusebio, P. F. (2013). El Sistema Eléctrico de Interconexión Perú-Ecuador y su Incidencia en los Costos Totales de Energía Eléctrica en el Perú. Lima: Universidad nacional de Ingeniería. Recuperado el 28 de 03 de 2018, de http://cybertesis.uni.edu.pe/bitstream/uni/2277/1/aragon_ci.pdf
- Buenalaya, C. S. (2013). Fijación de Precios en Barra Mayo 2013 – Abril 2014. Lima: División de Generación y Transmisión – Osinergmin. Recuperado el 02 de 03 de 2017, de www2.osinerg.gob.pe/procreg/Tarifasbarra/PrdcmntoFjcionPreciosBrraPrdoMyo2013Abril2014/130314-PRE-AP-Fita2013PrepublicacionPreciosBarra.ppt
- Celis, M. J. (Agosto de 2016). Metodología para la estimación de hundimientos de tensión en sistemas eléctricos empleando una cantidad limitada de medidores de calidad de potencia. Universidad del Valle. Santiago de Cali: UNIVALLE.
- COES, C. d. (2016). Valorización de las Transferencias de Potencia. Lima: COES. Obtenido de <http://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/ValorizacionTransferencias/ValorizacionTransferenciaEP>.
- Cuyutupa, G. J. (2013). Diseño de la línea de transmisión Pomacocha - Carhuamayo en 220kv. Universidad Nacional del Centro del Perú. Huancayo: UNCP.
- Gascó, G. M. (2013). Integración de energías renovables en redes eléctricas inteligentes. Universidad de Alicante. Alicante: UA.

- González, Q. J. (2002). Compensación de potencia reactiva en sistemas contaminados con armónicos. Universidad Central Marta Abreu de las Villas. Santa Clara: UCMAV.
- Husson, G. (2004). Reflexiones Generales y Enseñanzas del nuevo Mercado Eléctrico Andino. Argentina: Centro Argentino de Estudios Internacionales, Programa Integración Regional. Obtenido de <http://www19.iadb.org/intal/intalcdi/PE/2008/01407.pdf>
- Martinez, M. A. (2002). Analisis y estudios de lineas de transmision en C. A. desbalanceadas. Universidad Autonoma de Nuevo Leon. UANL.
- Matos, G., Chalmeta, R., & Coltell, O. (2006). Metodología para la Extracción del Conocimiento Empresarial a partir de los Datos. Información tecnológica. Cuba: Universidad de Oriente Santiago de Cuba, Departamento de Computación,. Obtenido de <https://dx.doi.org/10.4067/S0718-07642006000200011>
- Mendez, L. J. (2006). Evolucion de los costos de transmision en el Sistema Electrico Peruano. Universidad Nacional de Ingenieria. Lima: UNI.
- Meza, H. R. (2015). TRABAJOS DE MANTENIMIENTO A LÍNEAS DE TRANSMISIÓN. UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO. México: UNAM. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/handle/132.248.52.100/7511>
- Muñoz, G. R. (2015). Anáñisis del suministro eléctrico, mejoras de los índices y niveles de calidad en la distribución de energía eléctrica. Valenciana, España: Universidad Miguel Hernández.
- Muñoz, G. R. (2015). Anáñisis del suministro eléctrico, mejoras de los índices y niveles de calidad en la distribución de energía eléctrica. Valenciana, España:. Universidad Miguel Hernández. España: UMH.
- Ortega, M. J., & Alvarez, V. E. (2001). Método para la Determinación del Pago de la Potencia del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y su

Aplicación. Cusco: Universidad Nacional de San Antonio Abad del Cusco.

OSINERGMIN, Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería del Perú. (2012). Reporte de Análisis Económico Sectorial Sector Eléctrico Año 1 – N° 1 – Julio 2012. Lima: OSINERGMIN. Recuperado el 20 de 10 de 2017, de http://www.osinergmin.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/77.htm

Parra, P. A. (2005). VALORIZACION ESTANDAR DE SISTEMAS DE TRANSMISION. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima: UNI.

Reinoso, V. J. (2013). Diseño y simulación de una línea de transmisión de extra alta tensión de 500kv. Universidad Nacional de Ingeniería. Lima: UNI.

Romero, H. J. (Abril de 2010). Guía práctica para el diseño y proyecto de líneas de transmisión de alta tensión en Chile. Universidad de Chile. Santiago de Chile: UChile.

Salazar, A. M. (2013). Alternativas de solución para el incremento de cargabilidad en líneas de transmisión del sistema eléctrico nacional. Universidad Nacional Autónoma de México . México: UNAM.

Santander, H. L. (Diciembre de 2015). Diseño electromecánico de líneas de transmisión incluyendo compensación distribuida. Universidad Nacional Autónoma de México. México: UNAM.

Téllez, G. S. (2011). Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados. Universidad Nacional de Colombia. UNC.

Villanueva, C. M. (2017). GESTIÓN DE MANTENIMIENTO BASADO EN LA CONFIABILIDAD DE LAS REDES DEL SUB SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICO 22.9/13.2 KV DE SAN GABÁN – OLLACHEA. Universidad Nacional del Altiplano . Puno: UNAP.

Villegas, G. J., & Loyola, F. E. (2015). Mantenimiento Técnico y Construcción en Líneas de Alta Tensión y la Prevención de los Riesgos en los Habitantes del Cantón Milagro, Provincia del Guayas. UNIVERSIDAD ESTATAL DE MILAGRO. Ecuador: UNEMI.

Zambrano, M. G. (Diciembre de 2009). INGENIERÍA DE DETALLE PARA EL DISEÑO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A 115KV. Universidad Simón Bolívar. Caracas: USB.

ANEXOS

Anexo 01: Tabla 4-14: Tensión en Subestaciones – Red con/sin proyecto – región Puno – Despacho de Avenida – Año 2018.

Anexo 02: Tabla 4-15: Tensión en Subestaciones – Red con/sin proyecto Región Puno – Despacho de Estiaje- Año 2018.

Anexo 03: Tabla 4-16: Cargabilidad en Líneas de Transmisión – Red con / sin proyecto Región Puno Despacho de Avenida – Año 2018.

Anexo 04: Tabla 4-18: Cargabilidad en Transformadores — Red con / sin proyecto – Región Puno - Despacho de Estiaje Año 2018.

Anexo 05: Sistema interconectado sudeste ampliación proyecto Línea Azángaro – Juliaca – Puno.

Anexo 06: Diagrama unifilar de operación.