

**Universidad
Continental**

FACULTAD DE INGENIERÍA

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

**Evaluación de la ampacidad del conductor
por efectos termicos para nuevas
condiciones de operación-usando el software
DLT Cad**

Jhony Oswaldo Oyola Castro

Huancayo, 2017

Tesis para optar el Título Profesional de
Ingeniero Electricista



Repositorio Institucional Continental
Tesis digital



Obra protegida bajo la licencia de [Creative Commons Atribución-NoComercial-SinDerivadas 2.5 Perú](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.5/peru/)

ASESOR

Ing. Cesar Chilet León

AGRADECIMIENTO

Nuestro agradecimiento sincero al decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad Continental.

Al decano de la Facultad de Ingeniería, Ing. Felipe Gutarra Meza, por su valioso aporte al desarrollo de las ciencias de ingeniería y su constante preocupación para motivarnos en el desarrollo de la investigación científica y engrandecimiento de la universidad.

Al asesor, Ing. Cesar Chilet León, por sus acertadas sugerencias y orientaciones en el campo metodológico de la ingeniería eléctrica, quien con su destreza y habilidades nos conduce por el camino exitoso de la investigación.

DEDICATORIA

A quienes creyeron en mí en todo momento, infinitas gracias.

Joaquín y Paulina

INDICE

PORTADA	i
ASESOR	ii
AGRADECIMIENTO	iii
DEDICATORIA	iv
INDICE	v
LISTA DE TABLAS	vii
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE CUADROS	ix
RESUMEN	x
ABSTRACT	xi
INTRODUCCIÓN	xii
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	1
1.1. PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	1
1.1.1. PROBLEMAS ESPECÍFICOS	2
1.2. OBJETIVOS	2
1.2.1. OBJETIVO GENERAL	2
1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	2
1.3. HIPÓTESIS	3
1.3.1. HIPÓTESIS GENERAL	3
1.3.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS	3
1.4. VARIABLES Y OPERACIONALIZACIÓN	3
1.4.1. VARIABLES	3
1.4.2. OPERACIONALIZACIÓN	3
1.5. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA	6
1.5.1. JUSTIFICACIÓN	6
1.5.2. IMPORTANCIA	6
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	7
2.1. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA	7
2.2. BASES TEÓRICAS	13
2.2.1. DESCRIPCIÓN DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN.	13
2.2.2. ASPECTOS GENERALES DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN.	17
2.2.3. CÁLCULO PARAMÉTRICO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.	28
2.2.4. CÁLCULOS POR INCREMENTO DE POTENCIA - UTILIZANDO DLT CAD	38
CAPÍTULO III METODOLOGÍA	49
3.1. MÉTODO, TIPO Y NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN	49
3.1.1. MÉTODO GENERAL	49
3.1.2. MÉTODO ESPECÍFICO	49
3.1.3. TIPO DE INVESTIGACIÓN	50
3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	50
3.2.1. DATOS PARA EL CÁLCULO	50
3.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	51
3.3.1. LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO	51
3.3.2. DISTANCIAS MÍNIMA DE SEGURIDAD	51
3.3.3. FRANJA DE SERVIDUMBRE	52
3.4. TÉCNICA DE TRATAMIENTO DE DATOS	52
3.4.1. PROCESAMIENTO DE DATOS	52
CAPITULO IV RESULTADOS	53
4.1. CÁLCULO DE AMPACIDAD APLICADO AL “ESTUDIO DEL INCREMENTO DE	

POTENCIA DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN 72.5KV ZONA I, ZONA II y ZONA III". ..	53
4.1.1. CÁLCULO DE ZONA I (H=2330 M S.N.M., T MÁX.=32 °C)	53
4.1.2. CÁLCULO DE LA ZONA II (H=3200 m s.n.m., T máx=25 °C).....	59
4.1.3. CÁLCULO DE LA ZONA III (H=4060 M S.N.M., T MÁX=21 °C)	64
4.2. CÁLCULO DE LA AMPACIDAD	69
4.3. SIMULACIÓN DE SOBRECARGA DEL CONDUCTOR PROPUESTO.....	71
4.4. EVALUACIÓN DE RESULTADOS	73
CONCLUSIONES.....	74
RECOMENDACIONES	75
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	76
ANEXOS.....	77

LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Rangos de variación de temperatura máxima en sierra.	16
Tabla 2: Rangos de variación de temperatura mínima en sierra.	16
Tabla 3: Valores de B1 y n en función de Rf y el n° de REYNOLDS.	34
Tabla 4: Información del Senamhi.....	35
Tabla 5: Número de RAYLEIGH (Gr y Pr) y constantes.	35
Tabla 6: Datos del conductor en estudio.....	39
Tabla 7: Ventaja y desventaja de las normas CIGRE e IEEE.	41
Tabla 8: Datos para el cálculo.....	43
Tabla 9: Distancias de vano.	45
Tabla 10: Distancias de vano de zona II a zona III.	47
Tabla 11: Distancias de vanos según tramos entre zonas contiguas.....	48
Tabla 12: Datos para el cálculo mecánico.	50
Tabla 13: Mínimas distancias verticales.	51
Tabla 14: Anchos mínimos de franja de servidumbre.....	52
Tabla 15: Datos generales para el cálculo de la zona I.	53
Tabla 16: Valores respecto al ángulo.....	57
Tabla 17: Datos generales para el cálculo de la zona II.	59
Tabla 18: Valores respecto al ángulo.....	63
Tabla 19: Datos generales para el cálculo de la zona III..	64
Tabla 20: Valores respecto al ángulo.....	68
Tabla 21: Resumen comparativo de resultados.....	71

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Circuito equivalente a líneas cortas.	20
Figura 2: Diagrama fasorial.	20
Figura 3: Diagrama fasorial.	21
Figura 4: Circuito nominal π	22
Figura 5: Circuito pi para líneas largas.	23
Figura 6: Equivalente pi de líneas de transmisión.	24
Figura 7: Circuito para hallar extremo transmisor.	25
Figura 8: Diagrama fasorial condiciones de recepción conocidas.	25
Figura 9: Diagrama fasorial condiciones de recepción conocidas.	26
Figura 10: Circuito para líneas cortas.	27
Figura 11: Circuito para líneas largas.	28
Figura 12: Diagrama topográfico – software DLTCAD.	72
Figura 13: Datos para el cálculo de ampacidad - DLTCAD.	72

LISTA DE CUADROS

Cuadro 1: VARIABLE INDEPENDIENTE (x): AMPACIDAD (Evaluación Térmica).....	4
Cuadro 2: VARIABLE DEPENDIENTE (y): OPTIMIZACIÓN OPERATIVA	5

RESUMEN

Mediante el presente tema de investigación, se evaluó el límite de capacidad de conducción (ampacidad), por efectos térmicos en el conductor ACSR, instalado actualmente en la línea de transmisión de 72.5 kV, del Sistema Interconectado Nacional considerando así, para tal investigación, el análisis de tres zonas; e interpretar los efectos de las diferentes variables que intervienen en el balance de generación y disipación de calor; con la finalidad de evaluar la capacidad de transmisión para las nuevas condiciones de operación permanente con una potencia nominal de transmisión de 25 MW, a la tensión de 72.5 kV.

La metodología de cálculo, desarrollada por el IEEE y el CIGRÉ, permite evaluar los factores que afectan a la sobrecarga de los conductores aéreos de las líneas de transmisión asociados con el análisis dinámico de la ampacidad de conductores de transmisión eléctrica e incertidumbres uniformizadas, aplicada en nuestro contexto nacional. A partir de la evaluación, se discutió el comportamiento de cada una de los factores ante diferentes condiciones de estudio en las tres zonas con diferentes parámetros eléctricos-ambientales y se compararon los resultados obtenidos de los factores de mayor énfasis al calentamiento térmico, refrigeración, ambiental, condición atmosférica, presencia de perturbaciones y cargas dinámicas en el sistema eléctrico. Todos estos factores son analizados técnicamente para poder determinar en qué medida se puede aumentar la capacidad de transporte de corriente en conductores sin causarles daños o reducción de la vida útil.

ABSTRACT

Through this research, we evaluated the capacity limit of driving (Ampacity), by thermal effects in the Conductor ACSR, currently installed in the transmission line of 72.5 kV, of the National Interconnected System considering as well for such research the analysis of three zones; and interpret the effects of different variables involved in the balance of generation and heat dissipation; with the purpose of evaluating the transmission capacity to the new conditions of permanent operation with a nominal power of 25 MW transmission, to the voltage of 72.5 kV.

Allowing at the same time assess the factors that affect the overhead of overhead conductors of the transmission lines through calculation methodology developed by the IEEE and the CIGRE; associated with the dynamic analysis of the ampacity of conductors of electricity transmission and uncertainties standardised, applied in our national context. That on the basis of the assessment, discussed the behavior of each one of the factors to different conditions of study in the three zones with different electrical parameters - environmental and compared the results of the factors of greater emphasis on the thermal heating, cooling, environmental, atmospheric condition, the presence of disturbances and dynamic loads on the electrical system. All of these factors are analyzed technically in order to determine the extent to which you can increase the capacity of current carrying conductors without causing damage or reduction of the life.

INTRODUCCIÓN

El presente informe de investigación titulado “EVALUACIÓN DE LA AMPACIDAD DEL CONDUCTOR POR EFECTO TÉRMICO PARA NUEVAS CONDICIONES DE OPERACIÓN – UTILIZANDO EL SOFTWARE DLT CAD” se elaboró con la finalidad de obtener el título profesional de Ingeniero Electricista, según las normas vigentes emanadas por la EAP de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Continental UC.

El suministro de energía eléctrica está en base a la energía demandada por el usuario y está ligado al desarrollo económico de la sociedad en cualquier campo ya sea industrial, comercial, agrícola, etc., y en consecuencia la utilización de la energía eléctrica es cada vez mayor.

Entonces podemos decir que la energía eléctrica juega un papel muy importante en el desarrollo de las actividades diarias. Esta investigación propone dar una alternativa para aprovechar mejor las líneas de transmisión; conduciendo mayor cantidad de potencia a través de sus conductores mediante la aceptación de una subida adicional en la temperatura de operación del conductor.

Tradicionalmente, la capacidad de transporte de las líneas eléctricas es determinada como un parámetro estático definido por las características de la línea, condiciones meteorológicas desfavorables para determinar corriente máxima de operación normal, llegándose a plantear una caracterización estacional de la capacidad de transporte. Por lo tanto, se va a permitir optimizar en el aprovechamiento de la línea, minimizando el riesgo de una sobreexplotación inadecuada.

La presente investigación está formada por cuatro capítulos.

CAPÍTULO I. Trata del planteamiento del problema, formulación del problema, problema general, específicos; objetivo general, específicos; hipótesis generales, específicas; justificación e importancia de la investigación.

CAPÍTULO II. Se presentan antecedentes del estudio, el marco teórico y bases teóricas, aspectos generales del área de estudio, y definición de términos básicos.

Los métodos normalizados de IEEE y CIGRÉ realizan una revisión general de los parámetros que tienen influencia en la determinación de la capacidad de transmisión de la corriente, como también fundamentar los criterios metodológicos para el cálculo de la ampacidad en conductores desnudos desarrollados en base a la necesidad dinámica de evaluación. Asimismo, presenta los tipos de cálculos asociados con el análisis térmico de

las líneas de transmisión y proponemos los flujos de algoritmos de cálculo en el software DLT CAD.

CAPÍTULO III. Se expone la metodología de la investigación, con el tipo de investigación, nivel de investigación, método de la investigación, diseño de la investigación, técnicas e instrumentos de recolección de datos: técnicas, instrumentos y criterios de validez y confiabilidad de los instrumentos.

CAPÍTULO IV. Se presenta el análisis e interpretación de resultados, análisis de datos, prueba de hipótesis y discusión de resultados.

Realizado en aplicaciones sobre el conductor en estudio según sus características generalizadas de fabricantes en cuanto a los conductores aéreos desnudos de aluminio-acero ACSR. Se utilizarán tres zonas de diferentes parámetros ambientales, se estudiará su respuesta dinámica ante un escalón de corriente y posteriormente su simulación de sobrecarga para ver su comportamiento ante diferentes escenarios y determinar cuánto tiempo es capaz de soportarlo

Finalmente se dan las conclusiones, recomendaciones, referencias bibliográficas y anexos.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La creciente demanda de energía en los diferentes sectores de la población e industrias, hace que constantemente sea necesario incrementar la capacidad de transporte de las líneas de transmisión que unen los sitios de generación con los centros de consumo. Esto implica la construcción de líneas adicionales de características similares a las que ya están en operación o aumentar el nivel de tensión de transmisión; las dos alternativas traen implícita una fuerte inversión económica lo cual solo es conveniente cuando el incremento de la demanda sea lo suficientemente grande para que justifique tal inversión. Con este trabajo se propone dar una alternativa para aprovechar mejor las líneas de transmisión que unen las centrales de generación con los lugares de consumo, transmitiendo mayor cantidad de potencia eléctrica sin modificar sustancialmente su infraestructura eléctrica, las cuales traducirá en beneficios económicos.

El presente tema de investigación pretende solucionar el análisis de las capacidades máximas como sobrecarga que se pueden lograr en concordancia con los distintos factores influyentes en el conductor y limitantes a su capacidad de las líneas aéreas de transmisión, que limite al conductor presentando tres zonas de estudio, a diferentes altitudes pudiendo observar efectos de las diferentes variables que intervienen en el balance de generación y disipación de calor, motivo por el cual el tema de investigación se da a incrementar la capacidad de transporte de potencia en los conductores de las líneas de transmisión aéreas; mediante una revisión y evaluación de los factores que tienen influencia en la determinación de la capacidad de sobrecarga de transporte de corriente, haciendo énfasis en el límite térmico para incrementar el valor tradicional de cargabilidad, por lo tanto se

plantea el siguiente problema general: ¿De qué manera los valores de corriente admisible ampacidad influyen en la optimización operativa para mantener condiciones de seguridad en estado estacionario, presentado en tres zonas de estudio pertenecientes a Unacem, durante 2016?

1.1.1. PROBLEMAS ESPECÍFICOS

- A. ¿De qué manera las condiciones locales de cada zona de estudio influyen en la operación del sistema eléctrico al incrementar la carga?
- B. ¿En qué medida los datos del conductor considerando la cargabilidad garantiza la confiabilidad del sistema?
- C. ¿Cómo la temperatura de conducción influye en la potencia a transmitir al abordar zonas de estudio a diferentes altitudes para aprovechamiento de la ampacidad del conductor a varios parámetros mecánicos y eléctricos?

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar los valores de corriente admisible (ampacidad) mediante parámetros de efectos térmicos en el conductor aéreo, con el propósito de conocer su influencia en la optimización operativa para mantener condiciones de seguridad en estado estacionario, presentado en tres zonas de estudio pertenecientes a Unacem, durante 2016.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- A. Conocer de qué manera las condiciones locales de cada zona de estudio influyen en la operación del sistema eléctrico al incrementar la carga.
- B. Determinar en qué medida los datos del conductor considerando la cargabilidad garantiza la confiabilidad del sistema.
- C. Analizar cómo la temperatura de conducción influye en la potencia a transmitir al abordar zonas de estudio a diferentes altitudes para aprovechamiento de la ampacidad del conductor a varios parámetros mecánicos y eléctricos.

1.3. HIPÓTESIS

1.3.1. HIPÓTESIS GENERAL

Los valores de corriente admisible (ampacidad) influyen en la optimización operativa para mantener condiciones de seguridad en estado estacionario, presentado en tres zonas de estudio pertenecientes a Unacem, durante 2016.

1.3.2. HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

- A. Las condiciones locales de cada zona de estudio influyen positivamente encontrando niveles aceptables en la operación del sistema eléctrico al incrementar la carga.
- B. Los datos del conductor considerando la cargabilidad garantizan la confiabilidad del sistema en términos de disponibilidad, seguridad, mantenimiento y fiabilidad.
- C. La temperatura de conducción influye positivamente en la potencia a transmitir al abordar zonas de estudio a diferentes altitudes para aprovechamiento de la ampacidad del conductor a varios parámetros mecánicos y eléctricos.
- D.

1.4. VARIABLES Y OPERACIONALIZACIÓN

1.4.1. VARIABLES

Variable independiente (x): Ampacidad (Evaluación Del Limite Térmico).

Variable dependiente (y): Optimización Operativa.

1.4.2. OPERACIONALIZACIÓN

Cuadro 1: VARIABLE INDEPENDIENTE (x): AMPACIDAD (Evaluación Térmica)

DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	DIMENSIONES	INDICADORES	VALOR QUE ADOPTA LA VARIABLE - ÍTEMS		
<p>Conceptualmente Ampacidad se define como la <i>corriente máxima, en amperes, que puede llevar un conductor en forma continua bajo las condiciones de uso sin exceder su capacidad térmica</i>, donde muestra una salida regulable en el software DLT CAD mediante el estudio de varios factores, manteniendo varios beneficios al ser adaptado a nuevas capacidades de líneas de transmisión.</p>	<p>Operacionalmente se define como la evaluación sobre los factores que afectan a la sobrecarga de los conductores aéreos de las líneas de transmisión mediante metodología de cálculo desarrolladas por el IEEE y el CIGRÉ; asociados con el análisis de la ampacidad de conductores de transmisión eléctrica e incertidumbres uniformizadas, aplicada en nuestro contexto nacional.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones locales • Datos del conductor. • Temperatura del conductor. 	<ul style="list-style-type: none"> • Indica los parámetros atmosféricos y/o meteorológicos presentes en un lugar, como velocidad del viento (m/s), temperatura ambiental (°C), tipo de atmosferas. • Indica valores como: Tipo de conductor, resistencia eléctrica en AC (Ohms/km), coeficientes térmicos. • Presenta datos como máxima corriente por conductor (A). 	<p>El estudio de la capacidad de conducción emplea categorías donde considera el estudio de la sobrecarga que se traducirá en beneficio económico al adoptar los factores que intervienen en el límite térmico del conductor mediante la variación de la corriente traducida en la sobrecarga que sufrirá la línea de transmisión al pasar los años, el estudio está orientado para diferentes escenarios tomando como referencia el territorio nacional.</p>		
TÉCNICAS		INSTRUMENTOS		NATURALEZA	ESCALA DE MEDICIÓN	FORMA DE MEDIR
<ul style="list-style-type: none"> • Evaluación • Revisión documental 		<ul style="list-style-type: none"> • Ficha de observación • Registro de Datos. 		<ul style="list-style-type: none"> • Variable cuantitativa 	<ul style="list-style-type: none"> • Nominal 	<ul style="list-style-type: none"> • Directa: polítomos.

Cuadro 2: VARIABLE DEPENDIENTE (y): OPTIMIZACIÓN OPERATIVA

DEFINICIÓN CONCEPTUAL	DEFINICIÓN OPERACIONAL	DIMENSIONES	INDICADORES	VALOR QUE ADOPTA LA VARIABLE –ÍTEMS	
Conceptualmente se define como la aplicación de métodos científicos analíticos avanzados en la mejora de la efectividad en las operaciones, decisiones y gestión de una empresa eléctrica donde se obtendrá una optimización operativa en evaluar la caracterización estacional de la capacidad de transporte que se traducirá en beneficios económicos al adaptar un incremento de potencia.	Operacionalmente se define como la tarea que brinda el servicio eléctrico del centro de generación al centro de consumo teniendo un salto cuantitativo cuando se produce o si se trata de realizar una caracterización dinámica de la capacidad de transporte, lo que permite una optimización en el aprovechamiento de la línea, a la vez que se minimiza el riesgo de una sobre-explotación inadecuada.	<ul style="list-style-type: none"> Operación del sistema eléctrico al incrementar la carga. Confiabilidad del sistema. Potencia a transmitir al abordar 	<ul style="list-style-type: none"> La operación del sistema comprende las actividades necesarias para garantizar dicha seguridad y continuidad, así como la correcta coordinación entre el sistema de producción y la red de transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta las redes de distribución con las condiciones de calidad exigibles en aplicación de la normativa vigente. Es la probabilidad de que un equipo o un sistema cumpla con su misión específica bajo condiciones de uso determinadas en un periodo determinado, en términos de disponibilidad, seguridad, mantenimiento y fiabilidad. Indicador de potencia alcanzada de acuerdo a la corriente máxima admisible por zona de estudio. 	Las categorías diagnósticas consideradas para el instrumento están basadas en las puntuaciones directas del instrumento y tomando como criterio que la máxima puntuación, revela evaluar el ahorro económico mediante el análisis, evaluación y estudio de la ampacidad que mejorará el aprovechamiento de la línea de transmisión a nivel nacional y en especial en la zona de estudio.	
TÉCNICAS	INSTRUMENTOS		NATURALEZA	ESC. DE MEDICIÓN	FORMA DE MEDIR
<ul style="list-style-type: none"> Observación Muestreo 	<ul style="list-style-type: none"> Observación. Muestra. Registro de datos. 		<ul style="list-style-type: none"> Variable: cuantitativa 	<ul style="list-style-type: none"> Nominal 	<ul style="list-style-type: none"> Directa: polítomos

1.5. JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA

1.5.1. JUSTIFICACIÓN

A. Justificación teórica

La investigación, realizada en el contexto teórico y/o práctico en el área de la ingeniería eléctrica, permitirá iniciar, desarrollar y concluir nuevas investigaciones que enriquecerá estudios a futuro sobre el tema en mención.

B. Justificación práctica

En ese sentido, la investigación tendrá carácter práctico, ya que se describirá la demostración práctica de la creciente demanda de energía en los diferentes sectores de la población e industrias, donde implica la construcción de líneas adicionales de características similares a las que ya están en operación o aumentar el nivel de tensión de transmisión; las dos alternativas traen implícita una fuerte inversión económica lo cual solo es conveniente cuando el incremento de la demanda sea lo suficientemente grande para que justifique tal inversión, en tal sentido se propone aprovechar mejor las líneas de transmisión con mayor cantidad de potencia.

C. Justificación metodológica

Es evidente que la aplicación de los instrumentos de investigación va servir para evaluar mejor la capacidad del conductor en las líneas de transmisión, con lo cual se puede ser extensivo a las empresas eléctricas que vendan energía eléctrica para incrementos de demanda.

1.5.2. IMPORTANCIA

El desarrollo de la investigación, tiene importancia académica, debido al estudio de ingeniería eléctrica, al determinar los parámetros de diseño; en el análisis y selección de alternativas a partir de propuestas escogiendo la mejor alternativa en el estudio y montaje del conductor.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. ANTECEDENTES DEL PROBLEMA

NACIONALES.

- a. **Bernardo Cárdenas Lorenzo, Tesis: “Conductividad Térmica”. (Para optar el grado de Ingeniero Electricista). Lima – Perú. Universidad Nacional Mayor De San Marcos. Facultad de Ciencias Físicas. 2005.**

El autor hace un análisis en examinar la conductividad térmica de los metales por lo cual es necesario estudiar los conceptos “propiedades físicas” y estructura, los cuales son convencionales y necesarios de precisar. Por ejemplo una de los rasgos principales de la estructura del metal son los defectos de la estructura cristalina; es decir, sitios vacantes, dislocaciones, defectos de empaquetamiento y átomos de impureza que en cantidades reducidas puede influir en las propiedades físicas del metal cuando se le transmite cierta cantidad de calor.

En la investigación se hace referencia a métodos de medición de la conductividad térmica, métodos estacionarios, referida al método de medición de la conductividad térmica de los metales, la determinación de la conductividad térmica relativa y la conductividad térmica a altas temperaturas. Teniendo así aplicaciones más usuales, los metales del aluminio, cobre y níquel

Las conclusiones a las que arribó el autor son:

- La conductividad térmica es una propiedad de los materiales que dice: cuán fácil es la conducción del calor a través de ellos. Es elevada en los metales. La conductividad

térmica de los metales puros es tanto mayor cuanto más alta es la conductividad eléctrica.

- Desde el punto de vista físico, el fenómeno de la conductividad térmica representa la transferencia de energía cinética. En los cristales metálicos la transferencia de energía térmica se lleva a cabo mediante dos tipos de portadores: los electrones de conducción y las oscilaciones de la red cristalina. Las relaciones de Widemann- Franz y de Lorentz son válidas con aproximaciones, solo para temperaturas relativamente altas por encima de 0 °C, permite extender a las leyes generales a los fenómenos de la conductividad térmica, lo cual concuerda con datos experimentales lo cual ayuda a formar una idea acerca de la conductividad térmica.
- Para medir la conductividad térmica los métodos que adquirieron mayor difusión son los métodos estacionarios para lo cual se presenta instrumentos de la medición relativa de la conductividad térmica y la conductividad térmica a altas temperaturas.

INTERNACIONALES.

- b. **Emmanuel Arcos Hernández. Tesis: “Análisis de la transferencia de calor en un conductor eléctrico usando métodos asintóticos”. (Para optar el grado de Ingeniero Electromecánico). México. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de México. 2007.**

El autor diseña y presenta el análisis de la transferencia de calor en un conductor eléctrico que se encuentra inmerso en aire, usando métodos asintóticos, partiendo de un balance de energía a un elemento diferencial del conductor, se determina la ecuación diferencial de energía en el conductor, con sus respectivas condiciones de frontera. Posteriormente, se estiman parámetros adimensionales que relacionen las propiedades físicas del fenómeno para dos importantes límites: cuando la generación de calor interno crece y cuando la generación de calor interno tiende a cero además se adimensionaliza la ecuación reduciéndola a un sistema de ecuaciones ordinarias en función de la temperatura (θ) χ y de dos importantes parámetros adimensionales, β , es la razón de la escala de la longitud de penetración térmica a la longitud total del conductor y, α , en el que se involucra los efectos de la generación de calor interno.

Para obtener la temperatura adimensional longitudinal del conductor, la ecuación diferencial de calor adimensional se resuelve mediante el método de capa límite empleando técnicas de perturbación regular.

Las conclusiones a las que arribó el autor son:

- Uno de los objetivos principales del presente trabajo fue el destacar la importancia del estudio de la transferencia en un cable aéreo tipo ACSR. Para ello fue formulado un modelo térmico que, al ser adimensionalizado, sirve para cualquier conductor; sin embargo, las gráficas mostradas solo exponen el comportamiento de los cables ACSR 54/19. Debido al hecho que se tomó como referencia el conductor DRAKE ACSR; es decir, el modelo matemático sirve también para el cable Linnet, Hawk.
 - Posteriormente, se grafican los resultados en variables adimensionales con el fin de agrupar la solución de una gran variedad de conductores ACSR, aunque como se detalla en la investigación, es posible mostrar los resultados con las variables físicas del material, pero los resultados representarían a un solo conductor.
 - Los resultados muestran que la temperatura máxima del conductor depende en gran medida de la intensidad de corriente eléctrica: mientras más grande sea el flujo de corriente eléctrica la generación de calor interna crece, por tanto la temperatura de la superficie longitudinal en el conductor se incrementa. También se observa que el valor del coeficiente de transferencia de calor por convección es pequeño debido a las condiciones del aire circundante.
- c. **Miguel Armando Castañeda Martínez. Tesis: “Cálculo de los alimentadores exclusivos de CFE, para la nueva red de 23kV de distribución subterránea”. (Para optar el grado de Ingeniero Electricista). México. Universidad Nacional Autónoma de México. 2012.**

El autor hace mención al conocimiento de las distintas características eléctricas en un sistema de distribución y la aplicación de los conceptos fundamentales de la teoría de la electricidad es el centro de importancia para diseñar y operar un sistema. El estudio de las cargas así como de sus características no recae solamente en el uso de diversos aparatos conectados a ella para conformar la carga de un consumidor individual, sino también involucra el grupo de consumidores que integran la carga de una zona.

En la actualidad la carga, se ha ido incrementando considerablemente lo cual ha llevado a hacer un cambio importante en el sistema eléctrico, la red de distribución subterránea que está implementada de 23kV/6.6kV, ahora se implementará a 23 kV incrementando la potencia de transmisión mejorando así el servicio y la calidad de la energía. No obstante, es importante que el alimentador principal también se cambie y se mejoren sus

condiciones, implementado un nuevo sistema, con variantes modernas que permitan la optimización de la red en general.

En esta investigación aborda el cálculo de los conductores principales a la ciudad, de la subestación eléctrica Odón de Buen, a las Subestaciones FI, UNAM, para su correcta distribución de estas a todas las subestaciones derivadas que conforman la red eléctrica subterránea, en base a todos los parámetros y conceptos mencionados y las características de estudio que estos involucran, lo cual nos permitirá tener confiabilidad en nuestro sistema de distribución.

Las conclusiones fueron:

- En esta tesis y/o investigación se presenta una propuesta justificada con desarrollos basados en la teoría de autores con vasta experiencia en el ramo de distribución eléctrica, con análisis y desarrollos que fundamentan el diseño para la elección de los alimentadores y que le dan mayor veracidad a los resultados.
- En la actualidad, en la realización de proyectos eléctricos se está perdiendo el interés por realizar trabajos que cuenten con estudios que den paso a la elaboración de propuestas adecuadas para un sistema. Es por eso que dentro de este trabajo se presentó una serie de estudios como: estructura y materiales presentes en los cables de energía, ampacidad, caída de tensión, nivel de cortocircuito, demanda máxima en cada una de las subestaciones generales y tensión de jalado.
- Uno de los puntos más importantes de la tesis es el estudio de demanda máxima, ya que de no haberlo realizado los resultados se hubieran visto muy afectados y la propuesta hubiera sido completamente diferente; todo esto debido a que el dato de la demanda máxima fue considerado a partir de la coincidencia que tenían las demandas de cada instituto durante el transcurso de un determinado periodo y no como una demanda constante. Esto nos permitió minimizar las dimensiones del proyecto y aunque en este trabajo no se aborda de manera concisa la parte económica podemos asegurar que los costos se redujeron.
- Por otra parte, los valores obtenidos permiten garantizar que dentro de las condiciones normales de operación del sistema los alimentadores cumplirán con su tarea encomendada de manera satisfactoria.

- d. **Joaquín Zueco Jordán. Tesis: “Solución de problemas inversos en conducción de calor mediante el Método de Solución por Redes”. (Para optar el grado de licenciado en Física Pura). Cartagena – Colombia. Universidad Politécnica de Cartagena. Facultad de Ingeniería. 2003.**

Este trabajo presenta una estrategia de la conducción del calor, ya sea en medios con propiedades térmicas constantes o dependientes de la temperatura. Es aspecto físico de gran relevancia tanto desde el punto teórico como también técnico, en problemas relacionados con la industria metalúrgica, la soldadura, estudio de aleaciones y plásticos y tratamiento y fabricación de materiales en general, etc.

El problema directo es el problema clásico. En el problema inverso se conoce “parte de la solución” y lo que hay que determinar, por así decirlo, es “una parte del planteamiento”; ejemplo: cuando se trata de determinar características térmicas de un medio o parámetros de cualquier índole que intervienen en un problema, tales como condiciones de contorno, geometría, etc. En general, el problema inverso puede tener muchas soluciones por lo que se habla de él como un problema de planteamiento incompleto.

Los problemas inversos que surgen en situaciones donde es extremadamente difícil realizar mediciones, se pueden encontrar en diversas ramas de la ciencia y tecnología, y es especialmente durante las pasadas dos décadas la cuando la metodología para obtener soluciones a estos problemas se ha desarrollado muy intensamente.

Finalmente, las conclusiones son:

- Se establecen, dentro del campo de la transmisión de calor, nuevos procedimientos de estimación de funciones (que pueden ser extendidos al problema de estimación de parámetros) basados en el uso de funciones continuas del tipo “lineal a tramos” (piece wise functions). También se incluye un procedimiento para la estimación simultánea de las propiedades térmicas conductividad y calor específico.
- En base a los modelos conocidos de solución de problemas directos, se han establecido modelos en red para la estimación de diferentes problemas inversos en transferencia de calor. En concreto: estimación de variables asociadas a las condiciones de contorno, (flujos de calor - temperaturas - coeficiente de convección); estimación de propiedades térmicas dependientes de la temperatura, (calor específico - conductividad - calor específico y conductividad simultáneamente); y estimación de la generación interna de calor.

- Se han obtenido estimaciones precisas de flujos incidentes para un amplio espectro de formas de onda (constante, triangular, sinusoidal y en escalón), con discontinuidades en los cambios de flujo (primera derivada), usando medios con propiedades térmicas constantes o dependientes de la temperatura. Las estimaciones se obtiene bajo la forma de función lineal a tramos (piece wise function) en todos los casos sin conocimiento a priori de la forma de onda a determinar. Para cada forma de onda se estudia la influencia en la estimación de los parámetros más significativos: error en las medidas, número de términos del funcional y valor inicial de la estimación. Se observó que se trabajó con errores estrictamente aleatorios y con errores sujetos a una distribución normal.
- e. Jesús Oscar Ugalde Vargas. Tesis: “Cálculo y selección de conductores aislados para instalaciones eléctricas en baja, media y alta tensión”. (Para optar el grado de Ingeniero Electricista). México. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2013.**

En esta tesis se investiga toda clase de instalación eléctrica, siempre se perseguirá primordialmente un objetivo, debe ser segura en su operación, tanto para los usuarios como para el personal de la compañía suministradora. Otro factor que se considera es el de garantizar la continuidad y calidad del servicio (mantener la regulación de voltaje dentro de los límites establecidos).

Los conductores se encuentran entre los elementos más importantes, pues estos son el medio empleado para el transporte de la corriente. La selección adecuada de los conductores, aislamientos y elementos adicionales es fundamental para la operación óptima de las instalaciones eléctricas. Dicha selección involucra una serie de criterios que deben tenerse en cuenta para tal efecto.

Las conclusiones del autor son:

- Un conductor con una sección menor a la mínima requerida, al transportar la corriente, se sobrecalentaría y se dañaría su aislamiento, dando lugar a cortocircuitos y a pérdidas económicas debidas al corte de energía y a la sustitución de los conductores dañados. Esto aunado al riesgo potencial a los usuarios y a sus bienes.
- En instalaciones con altas corrientes de cortocircuito, el aislamiento debe ser capaz de resistir la máxima sollicitación térmica durante un evento de estas características. Si no se tomara en cuenta esto, al dimensionar el conductor, el aislamiento se dañaría

paulatinamente, hasta provocar el contacto entre partes vivas y tierra o entre conductores.

- Idealmente un sistema eléctrico de potencia debería estar exento de interrupciones en el suministro de energía. Si bien siempre será susceptible de sufrir interrupciones a nivel local, nuevamente la selección adecuada de los conductores contribuye a reducirlas al mínimo. La regulación de tensión debe permanecer dentro de niveles tolerables, porque los equipos a alimentar trabajan con un voltaje nominal (con tolerancias de), y si la tensión estuviera fuera de estos límites, estos equipos se dañarían y se tendría que proceder al remplazo de los mismos. Nuevamente, la selección apropiada de los conductores resulta crítica en la regulación de tensión

2.2. BASES TEÓRICAS

2.2.1. DESCRIPCIÓN DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN.

2.2.1.1. Descripción de la zona de análisis.

Los cálculos análisis del presente estudio de investigación se realizaron tomando tres (03) altitudes:

- Altitud a 2330 m s.n.m.
- Altitud a 3200 m s.n.m.
- Altitud a 4060 m s.n.m.

Estas tres (03) altitudes están ubicadas a diferente temperatura ambiental del Perú. Es decir, en las tres (03) metodologías se considera las variadas condiciones que se presentan en el país, como son la contaminada atmósfera salina, húmeda y casi sin lluvias en la zona; la altitud de los Andes con su clima templado; así como la atmósfera cálida y lluviosa de la selva.

En el presente capítulo se describe las tres (03) zonas de análisis correspondiente a una línea de transmisión de 72.5kV, así como las características técnicas más importantes en la línea.

La línea de transmisión de 72.5KV de 34 km de longitud aproximada, instalado en estructuras de celosía de acero, con disposición triangular en simple terna. El conductor analizado es del tipo ACSR, con una

sección de 95 mm² de aleación de aluminio y 15 mm² de acero (95/15), haciendo una sección total de 109.7 mm²., la línea de transmisión transmite una potencia en condiciones normales de 12 MW. La línea atraviesa terrenos como se mencionó ubicados entre los 2500 y 4100 m s.n.m, se ha elaborado la presente investigación referido a la capacidad de conducción del conductor para incrementar el doble de potencia nominal teniendo así 25 MW.

A. Línea de transmisión 72.5KV

La línea de transmisión 72.5 kV ubicada en la sierra del país, con alturas que comprenden de 2200 a 4100 m s.n.m.

La presente investigación es evaluar el límite de capacidad de conducción (ampacidad), por efectos térmicos en el conductor ACSR 95/15, instalado en la línea de transmisión de 72.5 kV.

La zona en estudio tiene terrenos arenosos intercalados con terrenos de cultivo. La temperatura ambiente varía entre 21 °C y 32 °C. La atmósfera es corrosiva, contiene humedad y contaminación leve procedente de la atmósfera.

B. Conductor ACSR 95/25 mm²

ACSR (conductor de aluminio reforzado con acero), que consta de un núcleo de acero galvanizado, está rodeado por capas concéntricas de alambre de aluminio y grasa si es necesario.

Aplicación:

Conductor (AAC y ACSR) han sido ampliamente utilizados en las líneas de transmisión de energía con varias tensiones, debido a que tienen buenas características como la estructura simple, la instalación conveniente y mantenimiento, bajo coste y gran capacidad de transmisión.

Especificaciones:

Conductor desnudo ACSR cumple o supera las siguientes especificaciones ASTM:

- B-230 de alambre de aluminio, 1350-H19 para usos eléctricos Stranded-Concentric-Lay
- B-231 conductores de aluminio,
- B-232 Aluminio Conductores, Concentric-Lay-Stranded, recubierto de acero reforzado (ACSR)
- B-341 Aluminio-Acero Revestido Core Alambre para conductores de aluminio, acero Reforzado (ACSR / AZ)
- B-498 galvanizado Acero Core Alambre para conductores de aluminio, acero reforzado (ACSR / AZ)
- B-500 Zinc y Aluminio recubierto trenzado de acero Núcleo de aluminio Conductores, con refuerzo en acero (ACSR)

Material Estándar:

1. El conductor de aluminio duro utilizado para la AAC y ACSR se ajusta al estándar GB / T 17048 hasta 1997 (equivalente a IEC 60889: 1987)
2. El alambre de acero recubierto de zinc utilizado para ACSR confirma IEC 60888: 1987
3. La producción se puede organizar de acuerdo a requerimiento de los clientes, tales como material estándar, etc.
4. También podemos producir productos de acuerdo a la Norma de BS215, ASTM B232, y DIN48204.

2.2.1.2. Datos climatológicos del Senamhi.

El Senamhi brinda a tomadores de decisiones, planificadores agricultores, medios y a la población en general, una síntesis útil y oportuna de las condiciones climáticas de lluvias y temperaturas a nivel nacional. Incluidos las previsiones para los próximos tres meses.

A. Condiciones climáticas.

La llegada del verano para el hemisferio sur trajo consigo un incremento de los vientos del oeste en altura, los cuales intervinieron en el comportamiento deficitario de lluvias en el norte del país. Asimismo, la configuración anómala de la Alta de Bolivia caracterizada por su contribución de humedad generó inestabilidad propiciando lluvias fuertes en la sierra central (Huánuco, Cerro de Pasco, Junín y Lima) y deficiencias en la sección occidental de la sierra sur.

B. Temperatura máxima del aire.

La temperatura máxima del aire se manifiesta por rangos de variación máximo y mínimo en el territorio nacional durante los meses del año:

Tabla 1: Rangos de variación de temperatura máxima en sierra.

SECTOR	VALOR MÍNIMO	ALT (M)	VALOR MÁXIMO	ALT (M)
Sierra Norte	6.32 °C (Granja Porcón - Cajamarca)	3261	30.2 °C (Magdalena - Cajamarca)	1257
Sierra Central	10.96 °C (Cerro de Pasco - Pasco)	4260	28.7 °C (Pacarán - Cañete)	721
Sierra Sur	10.88 °C (Ananea - San Antonio de Putina)	4660	34.3 °C (Quinistaquillas - Mariscal Nieto)	1590

C. Temperatura mínima del aire.

D.

La temperatura mínima del aire se manifiesta por rangos de variación máximo y mínimo en el territorio nacional durante los meses del año:

Tabla 2: Rangos de variación de temperatura mínima en sierra.

SECTOR	VALOR MÍNIMO	ALT (M)	VALOR MÁXIMO	ALT (M)
Sierra Norte	6.3 °C (Granja Porcón - Cajamarca)	3261	18.5 °C (Magdalena - Cajamarca)	1257
Sierra Central	1.5 °C (Laive - Chupaca)	3831	17.8 °C (San Benito - Contumaza)	1600
Sierra Sur	-8.4 °C (Vilacota - Tarata)	4444	16.5 °C (Huancano - Pisco)	844

2.2.1.3. Códigos, normas y procedimientos.

Los códigos y normas nacionales e internacionales que se han consultado en el presente estudio serán, como requerimiento mínimo, según las últimas ediciones y/o enmiendas indicadas en los siguientes documentos:

- Código Nacional de Electricidad Suministro – 2011 (CNE-2011)
- IEEE Std 738, Standar for Calculating the Current-Temperature Relationship of Bare Overhead Conductors
- American Society for Testing and Materials (ASTM)
- CIGRÉ: THE THERMAL BEHAVIOR OF OVERHEAD CONDUCTORS.
- Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión y sus Fundamentos Técnicos. Real Decreto R.D. No. 337/9 de mayo de 2014.Instruccion Técnica Complementaria No. ITC-RAT 02. España, 2014.

2.2.2. ASPECTOS GENERALES DE LA CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN.

2.2.2.1. Límite térmico de los conductores

Cuando el conductor opera a muy altas temperaturas se produce un envejecimiento prematuro, así como la pérdida de sus propiedades mecánicas (de manera irreversible y acumulativa). La magnitud de este fenómeno dependerá de la temperatura alcanzada y del tiempo de duración. De acuerdo a la práctica internacional se ha adoptado como temperatura máxima admisible (en régimen permanente) entre 75 °C a 90 °C, temperatura donde el conductor sufrirá una pérdida significativa de sus propiedades. En los diseños de líneas de transmisión en el Perú se ha empleado una temperatura máxima de operación (por límite térmico) de 75 °C.

2.2.2.2. Descripción general del cálculo de capacidad de corriente

El cálculo de la capacidad de corriente de los conductores se usa para determinar el valor de corriente por límite térmico que se puede transportar a través del conductor, bajo ciertos parámetros ambientales; o en viceversa obtener la temperatura de operación del conductor a determinado valor de corriente circulante, bajo los mismos parámetros ambientales.

La temperatura en estado estacionario de un conductor es alcanzada siempre que el calor ganado por el conductor sea igual al calor perdido. Por tanto, el cálculo en estado estacionario de la capacidad térmica para un conductor trenzado desnudo, en donde son conocidos los parámetros ambientales del estado estacionario (T_a = temperatura ambiente, V_v = velocidad del viento, etc.), se efectúa mediante una ecuación de balance térmico.

De la ecuación de balance térmico se obtiene la corriente (I) que produce la temperatura del conductor bajo las condiciones ambientales establecidas, mediante la siguiente expresión.

$$Q_C + Q_R = Q_S + I^2 * R_{Tc} \quad (2.1)$$

Donde:

$$Q_C = \text{Calor perdido por convección} \left(\frac{W}{m} \right)$$

$$Q_R = \text{Calor perdido por radiación} \left(\frac{W}{m} \right)$$

$$Q_S = \text{Calor ganado por irradiación solar} \left(\frac{W}{m} \right)$$

I = Corriente del conductor en amperios a 60Hz

R_{Tc} = Resistencia del conductor en $\frac{\text{ohm}}{\text{Km}}$ a 60Hz.

El desarrollo matemático se ajusta para cualquier parámetro de temperatura del conductor y diferentes condiciones ambientales, pudiendo mostrar pérdidas de calor ya sea de radiación o convección, no son linealmente dependientes de la temperatura del conductor, en términos de corriente y variables ambientales para el proceso iterativo. Para determinar una corriente de conductor se siguen los siguientes pasos:

- Se asume la temperatura de conductor (T_c);
- se calculan las correspondientes pérdidas de calor;
- se calcula la corriente de conductor que resulta de la temperatura inicial de conductor asumida;
- la corriente calculada es comparada con la corriente de conductor dado;
- la temperatura del conductor es luego aumentada o disminuida hasta que la corriente calculada iguale a la corriente dada.

2.2.2.3. Regulación de tensión

La regulación de tensión es la diferencia entre los valores de tensión del extremo transmisor y el del extremo receptor, con relación a la tensión de recepción.

$$REG\% = \frac{V_T - V_R}{V_R} \times 100 \quad (2.2)$$

Los modelos matemáticos apropiados para propósitos de regulación de tensión se dividen en líneas cortas (hasta 80 km), líneas medias (80 km y 240 km) y líneas largas (más de 240 km).

A. Líneas de longitud cortas.

Para calcular la regulación de tensión en este tipo de línea se tiene dos casos:

- Primer caso: Hallar la tensión en el extremo transmisor conociendo la tensión en el extremo receptor.

Figura 1: Circuito equivalente a líneas cortas.

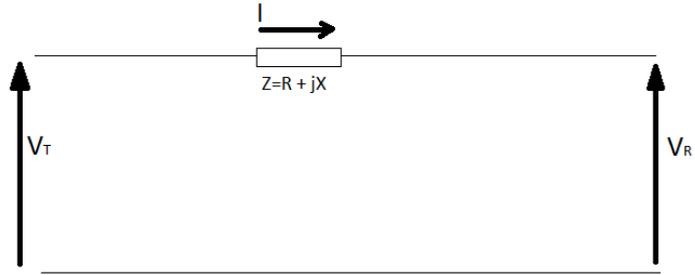
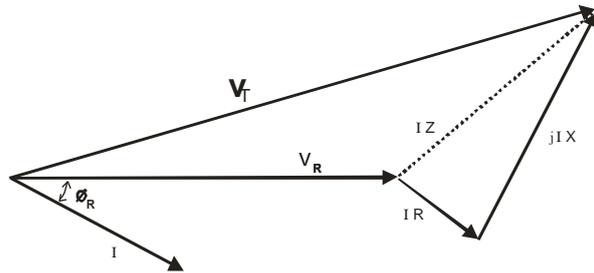


Figura 2: Diagrama fasorial.



$$V_T = V_R + IZ \quad (2.3)$$

$$Z = R + jX \quad (2.4)$$

$$I = |I|(\cos\phi_R + j\text{Sen}\phi_R) \quad (2.5)$$

Reemplazando (2.3) y (2.4) en (2.2) queda

$$V_T = (V_R + IR\cos\phi_R - IX\text{Sen}\phi_R) + j(IX\cos\phi_R + IR\text{Sen}\phi_R) \quad (2.6)$$

En magnitud:

$$V_T = \sqrt{\left((V_R + IR\cos\phi_R - IX\text{Sen}\phi_R)^2 + I^2(X\cos\phi_R + R\text{Sen}\phi_R)^2\right)} \quad (2.7)$$

Si IR e IX no superan el 10 % de V_R se puede despreciar la componente en cuadratura y la expresión queda.

$$V_T = V_R + IRCos\phi_R - IXSen\phi_R \quad (2.8)$$

$$REG = 100I(RCos\phi_R - XSen\phi_R)/V_R \quad \% \quad (2.9)$$

- Segundo caso: Hallar la tensión en el extremo de recepción conociendo la tensión en el extremo transmisor. Siguiendo el mismo procedimiento del caso anterior.

$$V_R = (V_T - IRCos\phi_E + IXSen\phi_E) - j(IXCos\phi_E + IRSen\phi_E) \quad (2.10)$$

En magnitud:

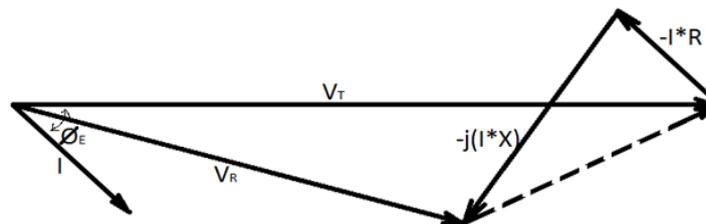
$$V_R = \sqrt{\left((V_T - IRCos\phi_E + IXSen\phi_E)^2 + I^2(XCos\phi_E + IRSen\phi_E)^2\right)} \quad (2.11)$$

Despreciando la componente en cuadratura.

$$V_R = V_T - I(RCos\phi_E - XSen\phi_E)$$

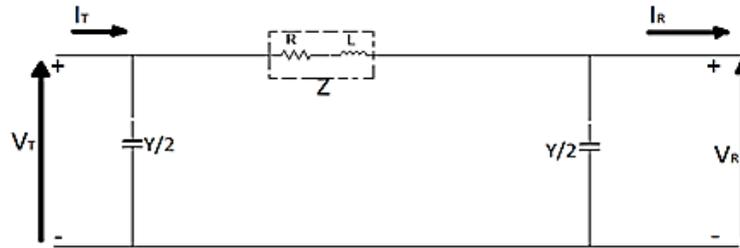
$$REG = 100I(RCos\phi_E - XSen\phi_E)/V_R \quad (\%) \quad (2.12)$$

Figura 3: Diagrama fasorial



B. Líneas de longitud media.

Figura 4: Circuito nominal π



Haciendo referencia a la Figura 4 se tiene:

$$V_T = \left(V_R \frac{Y}{2} + I_R \right) Z + V_R$$

$$V_T = \left(\frac{ZY}{2} + 1 \right) V_R + Z I_R \quad (2.13)$$

$$I_T = V_T \frac{Y}{2} + V_R \frac{Y}{2} + I_R \quad (2.14)$$

Sustituyendo (2.12) en (2.13) se tiene.

$$\begin{vmatrix} V_T \\ I_T \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} A & B \\ C & D \end{vmatrix} \begin{vmatrix} V_R \\ I_R \end{vmatrix} \quad (2.15)$$

Donde:

$$A = D = \frac{ZY}{2} + 1$$

$$B = Z$$

$$C = Y \left(1 + \frac{ZY}{4} \right)$$

$$\text{La regulación} = \frac{V_T / A - V_R}{V_R} \times 100 \quad (2.16)$$

C. Líneas de longitud largas.

Las líneas largas se pueden representar por medio de diferentes circuitos equivalentes, en este caso se utilizará el equivalente pi por ser el más común y para los cálculos un método simplificado, con el cual se ahorra tiempo y dan una buena aproximación.

De la Figura (5)

$$Z_q = RSKr + jXSKx \quad (2.17)$$

$$Z_q = R_q + jX_q$$

$$R_q = RSKr \quad X_q = XSKx$$

$$\phi_q = \text{arc. tan}(X_q / R_q)$$

$$Z'_q = -j(2x'/s)(kr - jkx)10^4 \quad (2.18)$$

Factores de corrección.

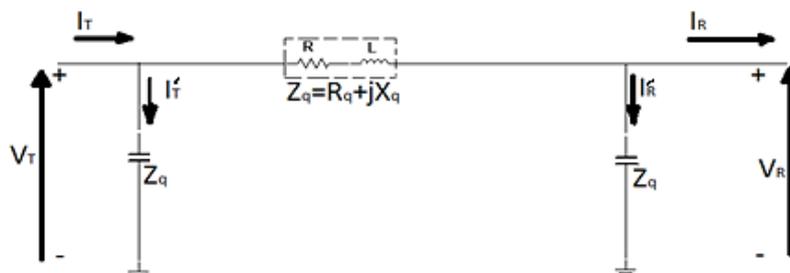
$$Kx = 1 - (s^2 / 600)(x/x' - r^2 / xx') \quad (2.19)$$

$$Kr = 1 - xs^2 / (300x') \quad (2.20)$$

$$kx = (rs^2 / (1200x')) \quad (2.21)$$

$$kr = 1 - (xs^2) / (1200x') \quad (2.22)$$

Figura 5: Circuito pi para líneas largas.

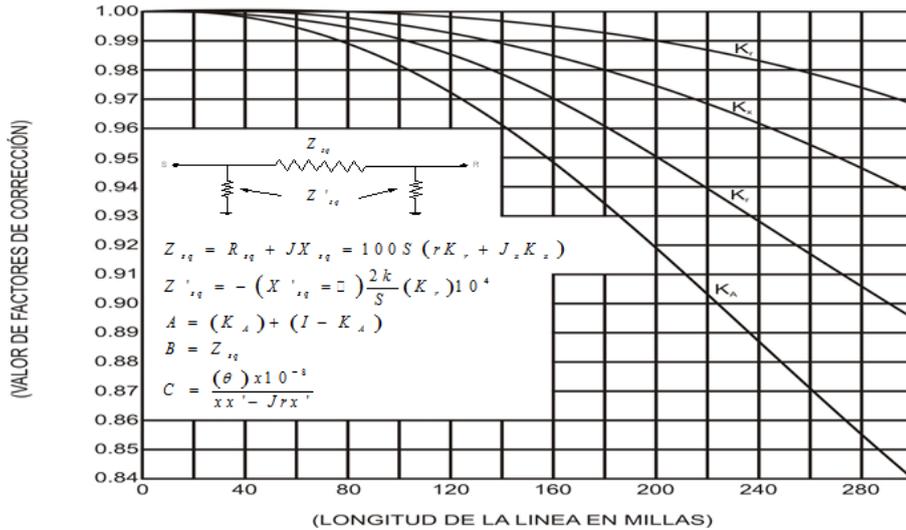


El valor de kx casi nunca es mayor a 0.005 por lo que se puede despreciar y Z'_q queda únicamente capacitiva.

$$Z'_q = -j(2x'kr/s)10^4 \quad (2.23)$$

Valores para K_r , K_x , kr se encuentran en la Figura 6 siguiente:

Figura 6: Equivalente pi de líneas de transmisión.



S = Longitud de la línea en cientos de milla.

R = Resistencia del conductor en ohms por milla.

X = Reactancia inductiva en ohms por milla.

x' = Reactancia capacitiva en mega ohms por milla.

De la figura5

$$V_T = (I_T - I'_T)Z_q + V_R \quad (2.24)$$

$$V_T = (I_R + I'_R)Z_q + V_R \quad (2.25)$$

$$I'_T = V_T / Z'_q$$

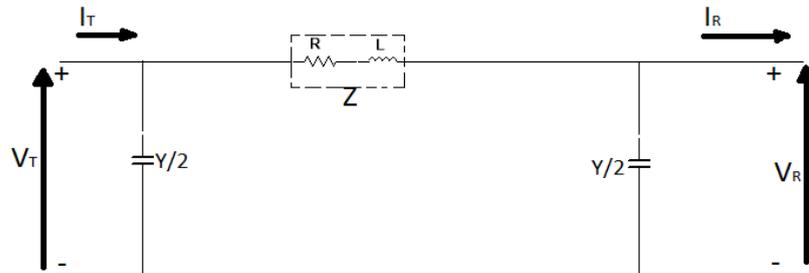
$$I'_R = V_R / Z'_q$$

$$I_q = I_T - I'_T = I_R + I'_R \quad (2.26)$$

La regulación de tensión se puede obtener de la siguiente manera:

Primer caso: Hallar la tensión en el extremo transmisor conociendo la tensión en el extremo receptor.

Figura 7: Circuito para hallar extremo transmisor.



Del diagrama de la figura anterior:

$$I_q = I_R \cos \phi_R + j(I'_R + I_R \text{sen} \phi_R)$$

$$I_q = I_q \cos \phi_q + jI_q \text{sen} \phi_q$$

Reemplazando el valor de I'_R

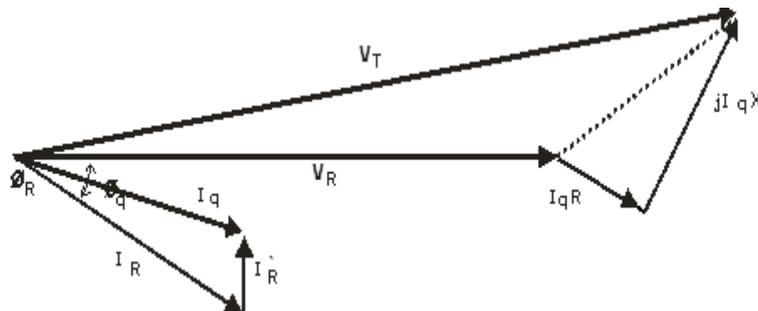
$$I_q = I_R \cos \phi_R + j(V_R / Z'_q + I_R \text{sen} \phi_R) \quad (2.27)$$

$$V_T = V_R + I_q Z_q$$

Luego:

$$REG = 100(I_q Z_q) / V_R (\%) \quad (2.28)$$

Figura 8: Diagrama fasorial condiciones de recepción conocidas.



Segundo caso: Hallar la tensión en el extremo receptor conociendo la tensión en el extremo transmisor. De Figura 7

$$V_R = V_T - I_q Z_q \quad (2.29)$$

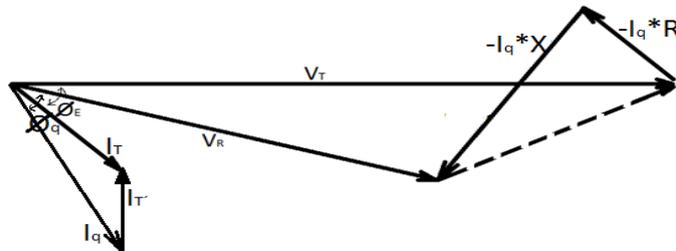
$$I_q = I_T \cos \phi_E + j(I_T' + I_T \text{Sen} \phi_E)$$

$$I_q = I_q \cos \phi_q + j I_q \text{Sen} \phi_q$$

Reemplazando el valor de I_E'

$$I_q = I_T \cos \phi_E + j(-V_T / Z_q' + I_T \text{Sen} \phi_E) \quad (2.30)$$

Figura 9: Diagrama fasorial condiciones de recepción conocidas.



Para cálculos de regulación de tensión puede usarse la ecuación (2.11) para líneas cortas, pero con los valores de I_q , R_q , X_q , ϕ_q , en vez de I , R , X , ϕ_E .

2.2.2.4. Capacidad de cortocircuito

En el diseño de una línea de transmisión se debe considerar también la posibilidad de que sus conductores tengan que soportar el paso de corrientes de cortocircuito en caso de falla y de sobrecarga temporal en periodos de emergencia.

A. Cortocircuito

Condiciones de cortocircuito para calcular los conductores son de cortocircuito trifásico y de cortocircuito monofásico. Corrientes transitorias y de gran amplitud el calentamiento es esencialmente adiabático, de

modo que se desprecia el calentamiento solar, corona y las pérdidas por convección, radiación y evaporación. La ecuación de calor está dada por:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(Lr \frac{\partial T}{\partial r} \right) + Q_v - r.c \frac{\partial T}{\partial t} = 0 \quad (2.31)$$

B. Sobrecarga temporales

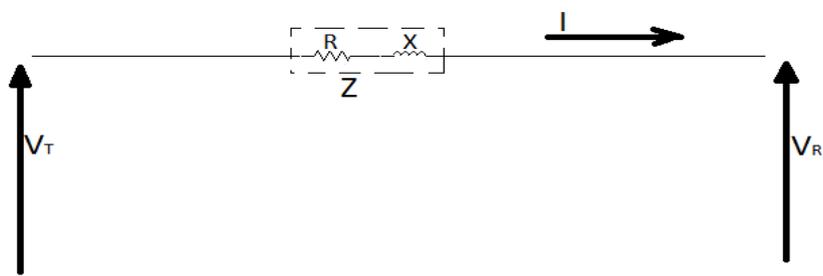
En líneas de transmisión se presentan las condiciones de transportar corrientes más elevadas que la normal o, a veces menores, estas producen aumento de temperatura en el primer caso y disminución en el segundo. Como consecuencia de ello la línea va a sufrir cambios en todo lo que tiene que ver con temperatura y corriente, razón por la que merece ser considerada en el momento del cálculo.

2.2.2.5. Pérdidas por transmisión

La potencia saliente del extremo transmisor no llega en su totalidad en el extremo de recepción, sino algo menor. La cantidad de potencia que se ha perdido en el camino produce el calentamiento de los conductores conocido como efecto Joule y al igual que la regulación de tensión, para calcular las pérdidas se consideran dos casos.

A. Cálculo de las pérdidas en líneas cortas.

Figura 10: Circuito para líneas cortas.



El cálculo de pérdidas está dado por:

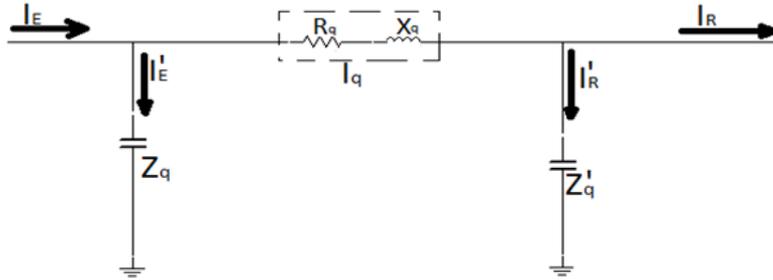
$$P_{\text{perd}} = 3 I^2 R \quad (2.32)$$

En porcentaje de los KW entregados a la carga.

$$P_p = \sqrt{3} \frac{(IR)}{E_1 \cos \phi_R} \quad (2.33)$$

B. Cálculo de las pérdidas en líneas largas.

Figura 11: Circuito para líneas largas.



Las pérdidas de potencia están dadas por:

$$P_{per} = 3I_q^2 R_q \quad (2.34)$$

En porcentaje de los KW entregados a la carga

$$P_p = 1.73 \frac{I_q R_q}{E_1 \cos \phi_r} \quad (2.35)$$

Las pérdidas anuales de energía serán:

$$P_e = 8760 P_{per} FQ \quad (2.36)$$

$$FQ = 0.15 FC + 0.85 FC^2 \quad (2.37)$$

2.2.3. CÁLCULO PARAMÉTRICO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.

2.2.3.1. Cálculo de la ampacidad en estado estable

En régimen permanente el equilibrio térmico del conductor se logra cuando el calor generado al interior y exterior del conductor por unidad de tiempo es el mismo que el calor evacuado o disipado por el conductor por unidad de tiempo.

$$P_{generada} = P_{disipada} \quad (2.38)$$

Fuentes de generación de calor

P_J = Calor generado por efecto Joule. (w/m)

P_M = Calor generado por el flujo magnético interior del conductor (w/m)

P_S = Calor generado por radiación solar incidente al conductor (w/m)

P_I = Calor generado por el efecto corona en el conductor (w/m)

$$P_{gen} = P_J + P_M + P_S + P_I \quad (2.39)$$

Modos De Disipación Del Calor

P_J = Calor disipado por convección. (w/m)

P_M = Calor disipado por radiación (w/m)

P_S = Calor disipado por evaporación (w/m)

$$P_{eva} = P_c + P_r + P_w \quad (2.40)$$

Por lo tanto, en régimen permanente, debe cumplirse que la potencia generada deberá ser igual a la potencia disipada o evacuada por el conductor desnudo, se cumple la siguiente ecuación del balance térmico:

$$P_J + P_M + P_S + P_I = P_C + P_R + P_W \quad (2.41)$$

2.2.3.2. Detalle de la ecuación de balance térmico

A. Potencia generada por efecto Joule en el conductor.

La potencia generada por efecto Joule en el conductor se calcula con la ecuación:

$$P_j = I^2 \cdot R_{CC} [1 + \alpha(\theta - 20^\circ C)] \quad (2.42)$$

Donde:

I = Corriente que circula por el conductor (amperios)

R_{cc} = Resistencia del conductor en corriente continua por unidad de Longitud (Ω/m)

α = Variación de la resistencia con la temperatura ($^{\circ}C^{-1}$).

Θ = Temperatura media operación del conductor ($^{\circ}C$) = $75^{\circ}C$

B. Potencia generada por el efecto del campo magnético en el conductor.

El flujo magnético creado por la corriente alterna a través del conductor produce un calentamiento adicional debido a las corrientes inducidas en el propio conductor. Este fenómeno es insignificante en conductores no ferrosos a frecuencia industrial; sin embargo, podría ser significativo en conductores de aluminio-acero, como es el caso del presente estudio.

Este efecto se tiene en cuenta considerando un aumento de la resistencia del conductor por efecto pelicular. Se considera despreciable para el caso de barras tubulares; para el caso de conductores cableados se considera la resistencia para corriente alterna (considerando el efecto pelicular), se considera que no sobrepasa el 3 %. De esta forma, la potencia generada por efecto joule y por el campo magnético, quedaría así:

$$P_j + P_M = I^2 \cdot R_{ca} [1 + \alpha(\theta - 20^{\circ}C)] \quad (2.43)$$

Donde:

R_{ca} = Resistencia en corriente alterna, considera el 3 % por efecto pelicular (Ω/m).

C. Potencia generada por efecto de la radiación solar sobre el conductor.

La radiación solar es el término importante, en la ecuación del balance térmico; la potencia generada por la radiación solar, P_s , que incide sobre el conductor se expresa por la ecuación siguiente:

$$P_s = \alpha_s \cdot \psi \cdot D_{ext} \quad (2.44)$$

Donde:

P_s = Potencia generada por radiación solar (w/m)

α_s = Coeficiente adimensional que representa la absorción de calor a través de la superficie del conductor.

$\alpha_s = 0.27$ (conductores de aluminio brillante).

$\alpha_s = 0.95$ (conductores degradados en ambiente industrial).

$\alpha_s = 0.5$ (En la mayoría de los casos si no existen datos).

Ψ = Radicación solar en la zona geográfica donde está instalado el conductor en W/m^2

D_{ext} = Diámetro exterior del conductor (mts).

▪ **C.1. Potencia generada por efecto corona.**

El calentamiento por efecto corona solo es significativo con gradientes de tensión en la superficie del conductor muy elevados. Al nivel de tensión de la línea de transmisión de 72.5 Kv. del presente estudio este término no se considera en los cálculos.

▪ **C.2. Evacuación de calor por convección.**

La evacuación del calor por convección se puede dividir en dos, convección natural y convección forzada, la convección natural se manifiesta en ausencia de viento. Cuando la velocidad del viento V es inferior a 0,5 m/s predomina la convección natural y cuando aumenta la velocidad del viento se presenta la convección forzada.

En la convección forzada es necesario conocer el Angulo ϕ que forma la dirección del viento con el conductor. La ecuación general que describe la convección es la siguiente:

$$P_c = \pi \cdot \lambda_{\mathcal{F}} \cdot (\theta - \theta_{amb}) \cdot Nu \quad (2.45)$$

Donde:

λ_f = Conductividad térmica del aire en función de la temperatura en W/(m. °C).

$$\lambda_f = 2,42 \cdot 10^{-2} + 7,2 \cdot 10^{-5} \cdot \theta_f$$

$$\theta_f = \frac{\theta + \theta_{amb}}{2} \quad (2.46)$$

Donde:

θ_f = Temperatura media del conductor en °C

θ_{amb} = Temperatura ambiente en °C

Nu = Número de Nusselt (depende del tipo de conducción a aplicar)

1. Convección forzada.

Cuando la velocidad del viento es mayor que $V = 0.5$ m/s, se considera la convección forzada; cuando el viento es perpendicular al eje del conductor el número del Nusselt viene dado por la siguiente ecuación:

$$N_{u90} = B_1 \cdot (Re) \quad (2.47)$$

Donde:

B_1 = Parámetro que depende del número del Reynolds

n = Parámetro que depende del número del Reynolds

Re = Número de Reynolds.

R_f = Rugosidad del conductor desnudo.

El número de Reynolds para un viento perpendicular al eje de la línea se calcula como:

$$Re = \frac{\rho_r \cdot V \cdot D}{\nu_f} \quad (2.48)$$

Re = Número de Reynolds

ρ_r = Densidad relativa del aire

V = Velocidad del viento (m/s)

ν_f = Viscosidad cinemática del aire en la superficie del conductor m²/s

D = Diámetro del conductor (m)

Densidad relativa del aire.

Para el cálculo de la densidad relativa del aire en función de la altura de operación de la línea de transmisión, se tiene la siguiente expresión:

$$\rho_r = e^{-1.16 \cdot 10^{-4} \cdot y} \quad (2.49)$$

ρ_r = Densidad relativa del aire

y = Altura de trabajo del conductor (m s.n.m.)

Viscosidad cinemática del aire.

Para el cálculo de la viscosidad cinemática del aire en función de la temperatura media se tiene la siguiente expresión: $\nu_f = 1.32 \cdot 10^{-5} + 9.5 \cdot 10^{-8} \cdot \theta_f$ (2.50)

ν_f = Viscosidad cinemática del aire en la superficie del conductor (m²/s)

θ_f = Temperatura media (°C)

$$\theta_f = (t_s + t_a)/2 \quad (2.51)$$

t_s = Temperatura en la superficie del conductor (°C)

t_a = Temperatura ambiente (°C)

Rugosidad del cable.

Una vez calculado el número de Reynolds evaluar: Si el valor de $Re > 2650$ se procede a calcular la rugosidad del cable considerando la siguiente ecuación:

$$R_f = \frac{d}{2*(D-d)} \quad (2.52)$$

Donde:

D = Diámetro del conductor (m)

d = Diámetro del hilo externo del conductor (m)

Rf = 0 (Para el caso de barras tubulares)

Valores de B1 y n

Una vez determinado el número de Reynolds, de la siguiente tabla n. ° 3, se determina los valores de B1 y n, que servirán para el cálculo del número de Nusselt.

Tabla 3: Valores de B1 y n en función de Rf y el n° de REYNOLDS.

Tipo de Superficie	Re		B ₁	n
	Desde	Hasta		
Toda superficie	10 ²	2,65 x 10 ³	0,641	0,471
$R_f \leq 0,05$	2,65 x 10 ³	5 x 10 ⁴	0,178	0,633
$R_f > 0,05$	> 2,65 x 10 ³	5 x 10 ⁴	0,048	0,8

Una vez determinado en número de Nusselt sin intervención del ángulo de incidencia, procedemos a calcular el número de Nusselt, corregido en función del ángulo de incidencia del viento con la línea, La ecuación es:

$$N_{u,\vartheta} = N_u * (A_1 + B_2 * \text{sem}^{m_1}(\vartheta)) \quad (2.53)$$

Los valores de A1, B2, m1, dependen del valor del ángulo que forma la dirección del viento con el eje de la línea de transmisión. En el caso del presente estudio los ángulos evaluados por zonas, según información del Senamhi, están en el intervalo de 24 a 90 grados. De la tabla n.° 4 se establece las constantes mencionadas.

Tabla 4: Información del Senamhi.

h	A1	B2	m1
$0^\circ < \vartheta < 24^\circ$	0,42	0,68	1,08
$24^\circ < \vartheta < 90^\circ$	0,42	0,58	0,9

Si el viento forma un ángulo ϑ con el eje de la línea de cálculo del número de Nusselt se realiza aplicando la siguiente ecuación:

$$Nu_{\vartheta} = Nu_{90} [A_1 + B_2 \cdot \text{Sen}^{m_1}(\vartheta)] \quad (2.54)$$

Si no se conoce el ángulo de la dirección del viento, por lo general se recomienda adoptar un ángulo de 45° , resultando:

$$Nu_{45} = Nu_{90} [0,42 + 0,58 \cdot \text{Sen}^{0,9}(45)] = 0,8446 \cdot Nu_{90} \quad (2.55)$$

Para vientos de velocidad pequeña ($v < 0,5\text{m/s}$) el ángulo de incidencia es poco significativo, de forma que se utiliza la expresión siguiente para corregir número de Nusselt:

$$Nu_{(v < 0,5\text{m/s})} = 0,55 \cdot Nu_{90} \quad (2.56)$$

2. Convección natural. Para convección natural, ($v = 0$), el número de Nusselt viene dado por la presión siguiente:

$$Nu = A_2 \cdot (\text{Gr} \cdot \text{Pr})^{m_2} \quad (2.57)$$

Las constantes A_2 y m_2 dependen del número de Rayleigh ($\text{Gr} \cdot \text{Pr}$), que es el producto del número de Grashof por el número de Prandtl, según se muestra en la tabla n.º 5:

Tabla 5: Número de RAYLEIGH (Gr y Pr) y constantes.

Gr. Pr		A_2	m_2
Desde	Hasta		
10^2	10^4	0,850	0,188
10^4	10^6	0,480	0,250

Número de Grashof

El número de Grashof, se calcula con la siguiente ecuación:

$$Gr = \frac{D_{ext}^3 (\theta - \theta_{amb}) \cdot g}{(\theta_f + 273) \cdot (\nu_f)^2} \quad (2.58)$$

Donde:

D_{ext} : = Diámetro del conductor (mts).

ν_f = Viscosidad cinemática del aire (m²/s)

g = Constante de gravedad = 9,807 m/s².

Número de PRANDT

El número de Prandtl se puede estimar en función de la temperatura como:

$$Pr = 0,715 - 2,5 \times 10^{-4} \cdot \theta_f \quad (2.59)$$

Cuando la velocidad de viento es inferior a 0,5 m/s, CIGRE (La Conferencia Internacional de Grandes Redes Eléctricas) recomienda calcular la evacuación de calor por convección según lo indicado:

- Viento con dirección conocida (45°, si se desconoce)
- Con el número de Nusselt corregido para viento de velocidad pequeña, es decir: ($v < 0,5$ m/s).
- Convección natural.

Evacuación de calor por radiación.

La ecuación que describe la potencia calorífica evacuada por unidad de longitud debida a radiación es la siguiente:

$$P_r = \pi \cdot D_{ext} \cdot \xi \cdot \sigma_B [(\theta + 273)^4 - (\theta_{amb} + 273)^4] \quad (2.60)$$

Donde:

D_{ext} = Diámetro exterior del conductor (mts).

σ_B = Constante de Stefan – Boltzman = 5,67 10⁻⁸ W / (m². °C⁴)

ξ = Coeficiente de emisividad del conductor = 0,5 (por lo general)

θ_{amb} = Temperatura ambiente (°C)

θ = Temperatura media de la superficie del conductor (°C).

Evaluación de calor por evaporación.

La disipación por evaporación se vuelve significativa cuando el conductor se encuentra bajo la lluvia. Sin embargo, el enfriamiento por evaporación no se considera en el estudio, lo cual hace que la evaluación del límite térmico del conductor se realice en condiciones de mayor seguridad.

Cálculo de la temperatura de equilibrio en el conductor.

La ecuación de equilibrio térmico del conductor de la línea de transmisión, sin considerar los términos despreciados resulta:

$$(P_j + P_M) + P_S = P_r + P_C \quad (2.61)$$

Potencia calorífica generada

$$(P_j + P_M) + P_S = [I^2 R_{Ca} [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)] + \alpha_s \cdot \psi \cdot D_{ext}] \quad (2.62)$$

Potencia calorífica disipada

$$P_r + P_C = \pi \cdot D_{ext} \cdot \xi \cdot \sigma_B \cdot [(\theta + 273)^4 - (\theta_{amb} + 273)^4] + \pi \cdot \lambda_f \cdot (\theta - \theta_{amb}) \cdot Nu \quad (2.63)$$

Cálculo de la corriente admisible en el conductor.

$$I_{m\acute{a}x..adm} = \sqrt{\frac{P_r + P_C - P_S}{R'_{ca\theta}}} \quad (2.64)$$

$R'_{ca\theta}$ = Resistencia en CA del conductor a temperatura admisible (Ω/m).

Considerando las condiciones ambientales y una corriente de circulación a través del conductor, se calcula la temperatura θ que alcanza el conductor en régimen permanente. Se puede calcular también la

corriente máxima admisible que puede circular por el conductor, para no sobrepasar una temperatura máxima admisible, bajo ciertas condiciones ambientales.

2.2.4. CÁLCULOS POR INCREMENTO DE POTENCIA - UTILIZANDO DLT CAD

2.2.4.1. Procedimiento de evaluación.

La evaluación de la capacidad de sobre carga de un conductor para la evaluación estática se utilizara los criterios del Capítulo III, mediante algoritmos de cálculo utilizando los flujos estructurados implementados en el software DLT CAD.

El procedimiento se inicia de una estado permanente con corriente, temperatura fija del conductor, aplicando diversos tipos de escalones de corriente, mostrando así un gráfico y/o tabla del comportamiento de la temperatura del conductor; realizando así resultados que muestran sobrecargas que pueda soportar el conductor, y durante qué tiempo, sin llegar a dañar valores máximos permitidos.

2.2.4.2. Conductor empleado en el estudio.

En la aplicación se van a utilizar el conductor de característica estándar emitidas por fabricantes de Aluminio-Acero ACSR. Teniendo así datos del conductor entre ellos sus propiedades concretas que harán que se comporten de forma diferente ante los escalones de corriente, teniendo diversas situaciones de análisis.

El conductor desnudo es de aluminio con alma de acero, que a continuación se muestran sus propiedades fundamentales recolectadas son:

Tabla 6: Datos del conductor en estudio.

DATOS DE CONDUCTOR			
ITEM	DESCRIPCIÓN	Unid.	Valor
1.0	Tipo	ACSR	-
2.0	Calibre	95/15	
3.0	Sección transversal	109.7	mm ²
4.0	Numero de alambres de aluminio	26	und
5.0	Numero de alambres de acero	7	und
6.0	Diámetro de los alambres de aluminio	2.15	mm
7.0	Diámetro de los alambres de acero	1.67	mm
8.0	Diámetro exterior del conductor	13.6	mm
9.0	Peso unitario	0.381	kg/m
10.0	Resistencia mínima a la rotura	3558	Kg
11.0	Resistencia eléctrica máxima cc a 20 °C	0.32	ohm/km
12.0	Módulo de elasticidad final para el aluminio	5004	kg/mm ²
13.0	Módulo de elasticidad final para el acero galvanizado	2141	kg/mm ²
14.0	Coefficiente de dilatación para el aluminio	0.0000189	1/°C
15.0	Coefficiente de dilatación para el acero galvanizado	0.000012	1/°C

El valor indicado en las tablas servirá para poder analizar y realizar la determinación de la corriente máxima admisible – ampacidad. La corriente se calculará para que el conductor no supere su temperatura máxima, teniendo diferentes temperaturas ambientes analizadas en las tres zonas y una velocidad de viento según el Senamhi.

Al efectivizar las simulaciones es necesario conocer diferentes escenarios en base a las condiciones de las zonas de la evaluación a realizar, que se pueden dar a lo largo de un año, en especial en invierno y verano. Por lo tanto, se realiza el estudio para baja, mediana y alta temperatura ambiental y para cada una de ellas se analizará una condición de viento según la zona dada en m/s.

2.2.4.3. Fuentes de cálculo en DLT CAD

El método de cálculo que proporciona DLT CAD es el empleo de balance de energía basado en las recomendaciones de CIGRE, complementados con el estándar n.º 738 de la IEEE, y para ello el software tiene las siguientes fuentes principales para el desarrollo de sus cálculos, donde cuya función principal es evaluar los efectos mecánicos que se producirá en el conductor ACSR 95/15 actualmente instalado debido al efecto térmico por transportar 25 MW.

En cuanto a las normativas CIGRE e IEEE, se ha visto que el método CIGRE utilizado es muy similar a otros como la IEEE, diferenciándose en pequeñas matices, excepto en el calentamiento solar, la IEEE proporciona un método más completo, pero su influencia de dicho termino es menos relevante que las pérdidas por convención, apartado que desarrolla más a fondo el método CIGRE.

El método normado de CIGRE se ha seleccionado para implementar y realizar un estudio evaluativo de la capacidad dinámica de sobrecarga de una línea aérea de alta tensión. Dada que los resultados de corriente admisible son muy parecidos para los documentos CIGRE e IEEE, los principios motivos para la elección expuesta es que esta norma proporciona unas ecuaciones para régimen transitorio térmico que se puedan implementar, no teniendo que deducirlas si se quisiera implementar en la norma IEEE, además este documento no utiliza unidades coherentes, por lo que hay que prestar especial atención al modo en que se utilizan los datos con esta norma, además su adquisición es problemática y costosa.

En la tabla n.º 7 se muestra un resumen de ventajas y desventajas de las normativas CIGRE e IEEE para el estudio de capacidad dinámica de sobre carga de conductores de transmisión.

Tabla 7: Ventaja y desventaja de las normas CIGRE e IEEE.

	CIGRE	IEEE
V E N T A J A S	<ul style="list-style-type: none"> -Presenta un método muy completo para las pérdidas por convección. -Proporciona un método para la capacidad dinámica del conductor. - Proporciona un método completo para el cálculo térmico del conductor. - Utiliza unidades coherentes. - Más restrictivo en corriente permitida en el conductor en régimen estable. 	<ul style="list-style-type: none"> - Presenta un método completo para el cálculo térmico del conductor. - Es sensible a cambios de altitud. - Presenta un método muy completo para el calentamiento solar.
D E S V E N T A J A S	<ul style="list-style-type: none"> -No es sensible a cambios de altitud 	<ul style="list-style-type: none"> - Presenta un método menos detallado para las pérdidas por convección. - El valor de la resistencia eléctrica es interpolado, no exacto. - No utiliza unidades coherentes. - No proporciona un método completo para el cálculo de la capacidad dinámica del conductor. - Norma actualizada tiene costo de compra excesivo.

A. Levantamiento topográfico.

Se realizaron los trabajos de topografía para el levantamiento de los datos de campo, referidos a los siguientes requerimientos: Levantamiento topográfico del perfil de línea; coordenadas de ubicación de las estructuras (torres), medición de las flechas existentes, y distancia mínima del conductor más bajo al suelo.

Con los datos topográficos anteriores se realiza los cálculos en el software DLT CAD y se analiza el comportamiento de las flechas en los vanos así como el incremento de las mismas para la nueva potencia de transmisión de 25 MW.

B. Equipo topográfico

El equipo empleado en las actividades de levantamiento topográfico fue una Estación Total marca LEICA Plus TS06 5 segundos R500 Flex Line con certificado de calibración n.º 003883 realizado por GEOTOP SAC, y sus respectivos componentes como prisma, trípode y otros.

2.2.4.4. Datos para el cálculo

Los datos para el cálculo se obtuvieron de la información brindada por el Senamhi, Código Nacional de Electricidad y del cálculo de límite térmico en caso de la temperatura máxima tanto para potencia de 12 MW y 25 MW

Tabla 8: Datos para el cálculo.

DATOS PARA EL CÁLCULO			
ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNID.
1.0	Sección	109.7	(mm ²)
2.0	Diámetro exterior	13.6	(mm)
3.0	N.º de hilos	33	
4.0	Peso unitario	0.381	(kg/m)
5.0	Tiro de rotura	3558	(kg)
6.0	M.E. final	7546	(kg/mm ²)
7.0	Coef. Dilatación	0.0000189	(1/°C)
8.0	T. mínima	-10	°C
9.0	T. media	15	°C
10.0	T. máxima 12 MW	57	°C
11.0	T. máxima 25 MW	71	°C
12.0	Velocidad del viento	57	km/h

2.2.4.5. Procesamiento de datos

De la información recopilada y la obtenida en campo realizado en el trabajo topográfico, se utilizó el software de diseño de líneas de transmisión DLT CAD. Realizado la simulación para operación de línea a 12 MW y con los datos de perfil topográfico y distancia de flechas se ha observado lo siguiente:

- a) Existen flechas con distancias coincidentes con los cálculos realizados.
- b) Se observa flechas con distancias diferentes a las calculadas por el software DLTCAD, probablemente por la deformación del conductor en transcurso del tiempo o mantenimientos de línea realizados.

2.2.4.6. Criterios para la determinación de flechas

A. Determinación de flecha a 12 MW

Para la evaluación del incremento de flecha se tomó como punto inicial la capacidad actual de la línea que es de 12 MW para la cual hicimos los cálculos de flecha con las condiciones siguientes:

HIPOTESIS N.º 1: ESFUERZO CONSTANTE (E.D.S.)

- Temperatura :15 °C
- Velocidad de viento :0 km/h
- Espesor de hielo :0 mm
- Esfuerzo de trabajo :18 % del tiro de rotura (condición inicial)

HIPÓTESIS N.º 2: TEMPERATURA MÍNIMA SIN HIELO

- Temperatura :-10 °C
- Velocidad de viento :0 km/h
- Espesor de hielo :0 mm
- Esfuerzo de trabajo :40 % del tiro de rotura

HIPÓTESIS N.º 3: TEMPERATURA MÍNIMA CON HIELO

- Temperatura :-10 °C
- Velocidad de viento :0 km/h
- Espesor de hielo :2 mm
- Esfuerzo de trabajo :40 % del tiro de rotura

HIPÓTESIS N.º 4: VELOCIDAD MÁXIMA

- Temperatura :5 °C
- Velocidad de viento :57 km/h
- Espesor de hielo :0 mm
- Esfuerzo de trabajo :40 % del tiro de rotura

HIPÓTESIS N.º 5: TEMPERATURA MÁXIMA

- Temperatura :57 °C
- Velocidad de Viento:0 km/h
- Espesor de hielo :0 mm
- Esfuerzo de trabajo :40 % del tiro de rotura

La temperatura máxima en estado se calcula con la metodología para el estudio del límite térmico para una potencia de 12 MW, obteniéndose una temperatura de operación de 57 °C, que se emplea como temperatura máxima en el cálculo de la hipótesis n.º 5 para determinar la máxima flecha en estado a actual con la cual obtuvimos los resultados siguientes para un vano promedio de 300 m y un vano máximo de 865 m que es la máxima que se presenta en la línea de 72.5 KV.

Tabla 9: Distancias de vano. .

Vano (m)	Desnivel (m)	Hip. 1		Hip. 5	
		T. Max(Kg)	Flecha(m)	T. Max(Kg)	Flecha(m)
300	3	646.67	6.7	534.64	8.12
865	8.65	666.63	55.98	646.18	57.91

B. Determinación de flecha a 25 MW.

Para la evaluación del incremento de flecha a una potencia de operación de 25 MW se tomó las condiciones siguientes:

HIPÓTESIS N.º 1: ESFUERZO CONSTANTE (E.D.S.)

- Temperatura :15 °C
- Velocidad de viento :0 km/h
- Espesor de hielo :0 mm
- Esfuerzo de trabajo :18 % del tiro de rotura (condición inicial)

HIPÓTESIS N.º 2: TEMPERATURA MÍNIMA SIN HIELO

- Temperatura :-10 °C
- Velocidad de viento :0 km/h
- Espesor de hielo :0 mm
- Esfuerzo de trabajo :40 % del tiro de rotura

HIPÓTESIS N.º 3: TEMPERATURA MÍNIMA CON HIELO

- Temperatura :-10 °C
- Velocidad de viento :0 km/h
- Espesor de hielo :2 mm
- Esfuerzo de trabajo :40 % del tiro de rotura

HIPÓTESIS N.º 4: VELOCIDAD MÁXIMA

- Temperatura :5 °C
- Velocidad de viento :57 km/h
- Espesor de hielo :0 mm
- Esfuerzo de trabajo :40 % del tiro de rotura

HIPÓTESIS N.º 5: TEMPERATURA MÁXIMA

- Temperatura :71 °C
- Velocidad de viento :0 km/h
- Espesor de hielo :0 mm
- Esfuerzo de trabajo :40 % del tiro de rotura

Con la metodología de cálculo de límite térmico para una potencia de 25 MW se obtiene la temperatura máxima de operación de 71 °C, el mismo que se usa en la hipótesis n.º 5 de máxima flecha. Con lo anterior se obtiene las flecha para la nueva potencia de transmisión de 25 MW y vano promedio de 300 m y un vano máximo de 865 m, máximo valor encontrado en el trayecto de la línea de transmisión 72.5 kv. Zona I a Zona III.

Tabla 10: Distancias de vano de zona II a zona III.

Vano (m)	Desnivel (m)	Hip. 1		Hip. 5	
		T. Max(Kg)	Flecha(m)	T. Max(Kg)	Flecha(m) 71°C
300	3	646.67	6.7	506.93	8.58
865	8.65	666.63	55.98	639.79	58.54

2.2.4.7. Incremento de flecha para nueva potencia.

Para obtener los valores de incremento o disminución de flecha debido a la nueva potencia de operación de 25 MW, se realizó la comparación de flecha a temperatura máxima de operación para 25 MW y lo realmente existente y especificado por el levantamiento topográfico de la línea. De igual manera, comparar las distancia de seguridad mínima al suelo, según las tablas del código vigente.

Tabla 11: Distancias de vanos según tramos entre zonas contiguas.

ΔF	Vano (m)	Hip. 5 (12 MW)		Hip. 5 (25 MW)		Δ Flecha (m)
		T. Max(Kg)	Flecha(m)	T. Max(kg)	Flecha(m)	
TRAMO 01	300	582.61	7.45	546.96	7.94	0.49
	865	655.83	56.98	648.81	57.65	0.67
TRAMO 02	300	574.24	7.56	538.38	8.07	0.51
	865	654.26	57.13	646.99	57.83	0.7
TRAMO 03	300	564.94	7.68	529.1	8.21	0.53
	865	652.46	57.3	644.95	58.03	0.73

Los valores necesarios de cada flecha en los vanos, para adecuarse a las nuevas condiciones de operación de 25 MW, se resumen en el cuadro a final del presente informe.

2.2.4.8. Análisis del tiro de rotura para la nueva potencia.

El tiro de rotura para la nueva potencia de operación de la línea 72.5 kv, zona I a zona II, no presentará mayores prestaciones, porque deberá adecuarse las nuevas flechas a lo establecido en los cálculos mecánicos realizados con el software DLTCAD. Para las condiciones de operación a 25 MW.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

3.1. MÉTODO, TIPO Y NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1. MÉTODO GENERAL.

La metodología empleada en la investigación es la metodología CIGRE, complementada con el estándar IEE-738, empleado en la práctica de la ingeniería a nivel americano, para la evaluación de la capacidad de conducción de conductores desnudos por efectos térmicos. Se analizará las diferentes partes del método en régimen permanente; basado principalmente en el balance de energía recibida con la energía disipada; es decir, se establece la ecuación donde el calor generado es igual al calor evacuado por el conductor.

3.1.2. MÉTODO ESPECÍFICO.

Este método emplea para establecer el balance, de cuatro parámetros:

- (1) Efectos de radiación,
- (2) convección para mostrar el calor evacuado,
- (3) efectos de radiación solar, y
- (4) efecto Joule para mostrar el calor generado,

Así mostrar estos efectos y relacionarlos para desarrollar ecuaciones de calor. En la investigación, en el régimen permanente de funcionamiento, se asume al

conductor en equilibrio térmico, por lo tanto, no mostrará acumulación de calor, desarrollando un equilibrio entre el calor disipado y generado por el conductor.

3.1.3. TIPO DE INVESTIGACIÓN.

El tipo de investigación de acuerdo al fin que se persigue es una investigación tecnológica; de acuerdo a los tipos de datos analizados, es una investigación cuantitativa; y de acuerdo a la metodología para demostrar la hipótesis es una investigación experimental.

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

3.2.1. DATOS PARA EL CÁLCULO

Los datos para el cálculo de Hipótesis lo obtuvimos de la información brindada por el Senamhi, Código Nacional de Electricidad y del cálculo de límite térmico en caso de la temperatura máxima tanto para potencia de 12 MW y 25 MW.

Tabla 12: Datos para el cálculo mecánico.

DATOS PARA EL CÁLCULO			
ITEM	DESCRIPCIÓN	VALOR	UNID.
1.0	Sección	109.7	(mm ²)
2.0	Diámetro exterior	13.6	(mm)
3.0	N.º de hilos	33	
4.0	Peso unitario	0.381	(Kg/m)
5.0	Tiro de rotura	3558	(Kg)
6.0	M.E. final	7546	(Kg/mm ²)
7.0	Coef. dilatación	0.0000189	(1/°C)
8.0	T. mínima	-10	°C
9.0	T. media	15	°C
10.0	T. máxima 12 MW	57	°C
11.0	T. máxima 25 MW	71	°C
12.0	Velocidad del viento	57	km/h

3.3. TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.3.1. LEVANTAMIENTO TOPOGRÁFICO

Se realizaron los trabajos de topografía para el levantamiento de los datos de campo, referidos a los siguientes requerimientos: Levantamiento topográfico del perfil de línea; coordenadas de ubicación de las estructuras (torres), medición de las flechas existentes, y distancia mínima del conductor más bajo al suelo.

Con los datos topográficos anteriores se realiza los cálculos en el software DLT CAD y se analiza el comportamiento de las flechas en los vanos, así como el incremento de las mismas para la nueva potencia de transmisión de 25 MW.

Los valores obtenidos sobre datos topográficos, se muestra en el anexo 2 y asimismo dichos datos fueron alcanzados por empresas contratistas que brindan servicio a la empresa productora de cemento, Unión Andina de Cementos S.A.A. (Unacem) con sede en Condorcocha, Tarma.

3.3.2. DISTANCIAS MÍNIMA DE SEGURIDAD

Las distancias de seguridad bajo norma en el diseño de líneas de transmisión son:

Tabla 13: Mínimas distancias verticales.

DISTANCIA VERTICAL MÍNIMA DE SEGURIDAD EN 72.5 KV		
ITEM	DESCRIPCIÓN	D. V.
1.0	Al cruce de vías de ferrocarril al canto superior del riel	9.4 m
2.0	Al cruce de carreteras y avenidas	7.6 m
3.0	Al cruce de calles	7.6 m
4.0	Al cruce de calles y caminos rurales	7.6 m
5.0	A lo largo de carreteras y avenidas	7.0 m
6.0	A lo largo de calles	7.0 m
7.0	A lo largo de calles y caminos rurales	7.0 m
8.0	A áreas no transitadas por vehículos	5.5 m
9.0	Sobre el nivel más alto de rio no navegable	7.0 m
10.0	A terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, pastos, bosques, huertos, etc.	7.0 m

Fuente: Código nacional de electricidad, SUMINISTRO.

3.3.3. FRANJA DE SERVIDUMBRE.

Los anchos mínimos de la franja de servidumbre están establecidos en el Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011, tabla 219, según la tensión nominal de la línea de transmisión se indica estos valores mínimos:

Tabla 14: Anchos mínimos de franja de servidumbre.

Tensión nominal de la línea de transmisión (kV)	Ancho de faja (m)
10-15	6
20-36	11
60-70	16
115-145	20
Hasta 220	25

De acuerdo a lo indicado en el cuadro, la línea de transmisión repotenciada tiene un ancho de faja de servidumbre de 16 metros (8 metros a cada lado del eje). Siendo la longitud de la línea de transmisión 34 km, el área de servidumbre será aproximadamente de 0.544 Km². O como equivalente a 54.4 Ha.

3.4. TÉCNICA DE TRATAMIENTO DE DATOS

3.4.1. PROCESAMIENTO DE DATOS

De la información recopilada y la obtenida en campo realizado en el trabajo topográfico, se utilizó el software de diseño de líneas de transmisión DLT CAD. Realizada la simulación para operación de línea a 12 MW y con los datos de perfil topográfico y distancia de flechas se ha observado lo siguiente:

- A. Existen flechas con distancias coincidentes con los cálculos realizados.
- B. Se observa flechas con distancias diferentes a las calculadas por el software DLTCAD, probablemente por la deformación del conductor en transcurso del tiempo o mantenimientos de línea realizados.
- C. Las distancias coincidentes y no coincidentes entre las fechas calculadas por software y las fechas existentes se muestran en el anexo n.º 3.

CAPITULO IV

RESULTADOS

4.1. CÁLCULO DE AMPACIDAD APLICADO AL “ESTUDIO DEL INCREMENTO DE POTENCIA DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN 72.5KV ZONA I, ZONA II y ZONA III”.

4.1.1. CÁLCULO DE ZONA I (H=2330 M S.N.M., T MÁX.=32 °C)

Tabla 15: Datos generales para el cálculo de la zona I.

P	POTENCIA TRANSMITIDA (MW)			25
T	TENSION DE TRANSMISION (KV)			72.5
FP	FACTOR DE POTENCIA			0.95
I	CORRIENTE TRANSMITIDA			209.564526
T1	Temperatura mínima del conductor °C			20
R1	Resistencia a la temperatura mínima (ohm/°C)			0.00031
T2	Temperatura máxima admisible del conductor en (°C)			80
R2	Resistencia a temperatura máxima (ohm /°C)			0.00042
Ta	Temperatura ambiente (°C)			32
RTc	resistencia corregida a la temperatura del conductor (ohm)			0.000332
h	altura del conductor respecto al nivel del mar msnm			2330
Fh	factor de corrección por altura			1.403254964
γ_l	azimut de la línea			105.71
N	día del año			30
δ	declinación solar (°)			11.54567455
ϕ	latitud en la que se encuentra la línea (°)			11.5
Z	horas desde el medio día a intervalos de 15° (12:00 = 0°, 13:00 = 15°)			0
H	altitud del sol en grados (°C)			89.95432545
γ_s	azimut del sol (°C)			0
n	es el ángulo de incidencia de a radiación solar (°)			90.01236723
ID	ver en tabla depende de H y del día			1000
Id	ver en tabla depende de H y del día			0
ϵ	coeficiente de emisividad del terreno			0.2
ϵ	coeficiente de emisividad			0.5
IS	Irradiación Solar			1844.10034
α	coeficiente de absorción solar			0.8
D	diámetro del conductor en (m)			0.0136

Ps	CALOR GANADO DEBIDO ALSOL (w/m)			20.0638117
t_a	Temperatura ambiente (°C)			32
t_s	Temperatura en la superficie del conductor (°C)			75
Tfilm	Temperatura media (°C)			53.5
θ_s	incremento de la temperatura del conductor en la superficie (°C)			43
λ_f	conductividad térmica del AIRE (W/m*°C)			0.028052
ν_f	viscosidad cinemática del aire (m2/s)			1.82825E-05
V	velocidad del viento (m/s)			0.6
d	diámetro del hilo externo del conductor (m)			0.00215
Rf	Rugosidad de la superficie del conductor (m)			0.093886463
σ	constante de boltzmn (w/m2)			5.76E-08
ϑ	Angulo de incidencia del viento sobre el conductor (°)			45
A1	constante dependiendo del ángulo de incidencia del viento y conductor			0.42
B2	constante dependiendo del ángulo de incidencia del viento y conductor			0.58
m1	constante dependiendo del ángulo de incidencia del viento y conductor			0.9
ρ_r	densidad relativa del aire			0.763171987
Re	número de Reynolds			340.6253749
β1	constante que depende del numero de reynolds			0.641
n	constante que depende del numero de reynolds			0.471
Nur	Número de Nusselt			9.989885152
Nur-corr	Número de Nusselt corregido con dirección del viento			8.437305671
PF	PERDIDA DE CALOR DEBIDO A LA CONVECCION FORZADA (w/m)			31.97318803
PR	PERDIDA DE CALOR DEBIDO A LA RADIACION (W/m)			7.39840999
Rac	resistencia del conductor a la corriente alterna (ohm/m)			0.0004026
I	CALCULO DE LA CORRIENTE			218.9925581

A. Calentamiento solar.

Fórmula:

$$P_s = \alpha_s D I_s = 0.5 * 0.0136 * I_s \quad (4.1)$$

$$I_s = fh \left[I_D \left(\text{senn} + \frac{\pi}{2} \alpha \text{sen} H \right) + I_d \left(1 + \frac{\pi}{2} \alpha \right) \right] \quad (4.2)$$

Hallando I_s :

$$n = \cos^{-1}(\cos H \cos(\gamma_s - \gamma_L)) \quad (4.3)$$

$$\gamma_L = 105.71$$

$$\gamma_s = \text{sen}^{-1} \left(-\cos \delta \frac{\text{sen} Z}{\cos H} \right) \quad (4.4)$$

$$Z = 12 \text{ pm} = 0^\circ$$

$$\delta = 23.4 \text{sen} \left[0.0172 * N * \frac{180}{\pi} \right] \quad (4.5)$$

$$\delta = 23.4 \text{sen} \left[0.0172 * 30 * \frac{180}{\pi} \right]$$

$$H = \arcsen(\text{sen } \phi \text{sen } \delta + \cos \phi \cos \delta \cos Z) \quad (4.6)$$

$$H = \arcsen(\text{sen } 11.5^\circ \text{sen } 11.54^\circ + \cos 11.5^\circ \cos 11.54^\circ \cos 0^\circ)$$

$$\delta = 11.54$$

$$H = 89.95^\circ$$

$$\gamma_s = \text{sen}^{-1} \left(\cos \delta \frac{\text{sen } z}{\cos H} \right) \quad (4.7)$$

$$\gamma_s = \text{sen}^{-1} \left(\cos 11.54^\circ \frac{\text{sen } 0}{\cos 89.95^\circ} \right)$$

$$\gamma_s = 0$$

$$n = \cos^{-1}(\cos H \cos(\gamma_s - \gamma_L)) \quad (4.8)$$

$$n = \cos^{-1}(\cos 89.95^\circ \cos(0 - 105.71))$$

$$n = 90.012$$

$$fh = 1 + 1.48 * 10^{-4} * 2330 + 1.076 * 10^{-8} * 2330^2$$

$$fh = 1.403$$

Elegimos un ambiente que se pudiera presentar en condiciones extremas que viene a ser “excepcionalmente claro y seco” en la tabla de curvas de radiación solar anexo C para una altitud solar de H=89.95 la cual nos da valores de radiación directa ID = 1000 w/m2 y una radiación indirecta de Id = 0 w/m2 y un emisividad del terreno de 0.2 para suelo y yerba que es nuestro caso

$$I_s = 1.403 \left[1000 (\sin 90.012 + \frac{\pi}{2} (0.2) \sin 89.95) \right] + 0 \left(1 + \frac{\pi}{2} 0.2 \right) \quad (4.9)$$

Hallamos el calor ganado debido al sol:

$$I_s = 1844.1$$

$$P_s = \alpha_s D I_s = 0.8 * 0.0136 * 1844.1$$

$$P_s = 20.063 \text{ (w/m)}$$

B. Pérdida de calor debido a la convección forzada PF

$$P_f = \pi \lambda_f \theta_s Nu_g \quad (4.10)$$

$$\lambda_f = 2.42 * 10^{-2} + 7.2 * 10^{-5} * \theta_s \quad (4.11)$$

$$\lambda_f = 2.42 * 10^{-2} + 7.2 * 10^{-5} * 53.5 = 0.028 \quad (4.12)$$

$$Nu = B_1 * R_e^n$$

B1 Y N depende del número de Reynolds

$$t_a = 32$$

$$t_s = 75$$

$$\theta_s = 75 - 32 = 43 \quad (4.13)$$

$$Re = \frac{\rho_r * V * D}{V_f}$$

$$\rho_r = e^{-1.16 * 10^{-4} * y} \quad (4.14)$$

$$\rho_r = e^{-1.16 * 10^{-4} * 2330} = 0.763$$

$$v_f = 1.32 * 10^{-5} + 9.5 * 10^{-8} * \theta_f \quad (4.15)$$

$$v_f = 1.32 * 10^{-5} + 9.5 * 10^{-8} * 53.5 = 1.8282 * 10^{-5}$$

$$Re = \frac{0.763 * 0.6 * 0.0136}{1.8282 * 10^{-5}}$$

$$R_e = 340.625$$

El número de Reynolds no es mayor de 2650 por eso no es necesario calcular la rugosidad del conductor y tomamos valores de B1=0.641 y n=0.471

$$Nu = 0.641 * 340.62^{0.471}$$

$$N_u = 9.9898$$

Ahora calculamos el Nussel corregido para un ángulo de 45°, que es el promedio para nuestra línea de transmisión y como vemos este ángulo es mayor de 24° y los valores según la tabla son A1=0.42, B2=0.58, m1=0.9

Tabla 16: Valores respecto al ángulo.

ϑ	A1	B2	m1
$0^\circ < \vartheta < 24^\circ$	0,42	0,68	1,08
$24^\circ < \vartheta < 90^\circ$	0,42	0,58	0,9

$$Nu_g = Nu * (A_1 + B_2 * \text{sen}^{m_1}(\vartheta)) \quad (4.16)$$

$$Nu_g = 9.85 * (0.42 + 0.58 * \text{sen}^{0.9}(45^\circ)) = 8.319$$

$$P_f = \pi * 0.028 * 53.5 * 9.319$$

$$P_f = \pi \lambda_f \theta_s Nu_g$$

$$Nu_g = 9.85 * (0.42 + 0.58 * \text{sen}^{0.9}(45^\circ)) = 8.319$$

$$P_f = 31.97$$

C. Pérdida de calor debido a la radiación PR

$$P_R = \sigma \pi D \varepsilon [(\theta_s + t_a + 273)^4 - (t_a + 273)^4] \quad (4.17)$$

$$P_R = 5.76 * 10^{-8} (\pi)(0.0136)(0.5)[(43 + 32 + 273)^4 - (32 + 273)^4]$$

$$P_R = 7.39$$

D. Corriente admisible I

$$P_R = 7.39$$

$$P_F = 31.97$$

$$P_s = 20.06 \text{ (w/m)}$$

$$I = \left(\frac{31.97 + 7.39 - 20.06}{0.0004026} \right)^{1/2}$$

$$I = 218.9 \text{ A}$$

4.1.2. CÁLCULO DE LA ZONA II (H=3200 m s.n.m., T máx=25 °C)

Tabla 17: Datos generales para el cálculo de la zona II.

P	POTENCIA TRANSMITIDA (MW)			25
T	TENSION DE TRANSMISION (KV)			72.5
FP	FACTOR DE POTENCIA			0.95
I	CORRIENTE TRANSMITIDA			209.564526
T1	Temperatura mínima del conductor °C			20
R1	Resistencia a la temperatura mínima (ohm/°C)			0.00031
T2	Temperatura máxima admisible del conductor en (°C)			80
R2	Resistencia a temperatura máxima (ohm /°C)			0.00042
Ta	Temperatura ambiente (°C)			32
RTc	resistencia corregida a la temperatura del conductor (ohm)			0.000332
h	altura del conductor respecto al nivel del mar msnm			3200
Fh	factor de corrección por altura			1.5837824
γ_l	azimut de la línea			105.71
N	día del año			30
δ	declinación solar (°)			11.54567455
ϕ	latitud en la que se encuentra la línea (°)			11.5
Z	horas desde el medio día a intervalos de 15° (12:00 = 0°, 13:00 = 15°)			0
H	altitud del sol en grados (°C)			89.95432545
γ_s	azimut del sol (°C)			0
n	es el ángulo de incidencia de a radiación solar (°)			90.01236723
ID	ver en tabla depende de H y del día			1000
Id	ver en tabla depende de H y del día			0
ε	coeficiente de emisividad del terreno			0.2
ε	coeficiente de emisividad			0.5
Is	Irradiación Solar			2081.34212
α	coeficiente de absorción solar			0.8
D	diámetro del conductor en (m)			0.0136

Ps	CALOR GANADO DEBIDO AL SOL (w/m)			22.64500227
t_a	Temperatura ambiente (°C)			25
t_s	Temperatura en la superficie del conductor (°C)			75
Tfilm	Temperatura media (°C)			50
θ_s	incremento de la temperatura del conductor en la superficie (°C)			50
λ_f	conductividad térmica del AIRE (W/m*°C)			0.0278
ν_f	viscosidad cinemática del aire (m2/s)			0.00001795
V	velocidad del viento (m/s)			0.6
d	diámetro del hilo externo del conductor (m)			0.00215
Rf	Rugosidad de la superficie del conductor (m)			0.093886463
σ	constante de boltzmn (w/m2)			5.76E-08
ϑ	Angulo de incidencia del viento sobre el conductor (°)			45
A1	constante dependiendo del ángulo de incidencia del viento y conductor			0.42
B2	constante dependiendo del ángulo de incidencia del viento y conductor			0.58
m1	constante dependiendo del ángulo de incidencia del viento y conductor			0.9
ρ_r	densidad relativa del aire			0.689913656
Re	número de Reynolds			313.6320575
β_1	constante que depende del numero de reynolds			0.641
n	constante que depende del numero de reynolds			0.471
Nur	Número de Nusselt			9.608864299
Nur-corr	Número de Nusselt corregido con dirección del viento			8.11550123
PF	PERDIDA DE CALOR DEBIDO A LA CONVECCION FORZADA (w/m)			35.43888267
PR	PERDIDA DE CALOR DEBIDO A LA RADIACION (W/m)			8.342818238
Rac	resistencia del conductor a la corriente alterna (ohm/m)			0.0004026
I	CALCULO DE LA CORRIENTE (amperios)			229.1298614

A. Calentamiento solar

Fórmula:

$$P_s = \alpha_s DI_s = 0.8 * 0.0136 * I_s \quad (4.18)$$

Hallando I_s :

$$I_s = fh [I_D (\text{senn} + \frac{\pi}{2} \alpha \text{sen} H) + I_d (1 + \frac{\pi}{2} \alpha)] \quad (4.19)$$

$$I_s = 1.5837 [1000 (\text{sen}90.012 + \frac{\pi}{2} (0.2) \text{sen}89.95)] + 0(1 + \frac{\pi}{2} 0.2)$$

$$n = \cos^{-1}(\cos H \cos(\gamma_s - \gamma_L)) \quad (4.20)$$

$$\gamma_L = 105.71$$

$$\gamma_s = \text{sen}^{-1}(-\cos \delta \frac{\text{sen} Z}{\cos H}) \quad (4.21)$$

$$Z = 12 \text{ pm} = 0^\circ$$

$$\delta = 23.4 \text{sen} [0.0172 * N * \frac{180}{\pi}] \quad (4.22)$$

$$\delta = 23.4 \text{sen} [0.0172 * 30 * \frac{180}{\pi}]$$

$$\delta = 11.54$$

$$H = \arcsen(\text{sen} \phi \text{sen} \delta + \cos \phi \cos \delta \cos Z) \quad (4.23)$$

$$H = \arcsen(\text{sen}11.5^\circ \text{sen}11.54^\circ + \cos11.5^\circ \cos11.54^\circ \cos0^\circ)$$

$$H = 89.95^\circ$$

$$\gamma_s = \text{sen}^{-1}(\cos \delta \frac{\text{sen} z}{\cos H}) \quad (4.24)$$

$$\gamma_s = \text{sen}^{-1}\left(\cos 11.54 \frac{\text{sen} 0}{\cos 89.95}\right)$$

$$\gamma_s = 0$$

$$n = \cos^{-1}(\cos H \cos(\gamma_s - \gamma_L)) \quad (4.25)$$

$$n = \cos^{-1}(\cos 89.95^\circ \cos(0 - 105.71))$$

$$n = 90.0123$$

$$fh = 1 + 1.48 * 10^{-4} * 3200 + 1.076 * 10^{-8} * 3200^2$$

$$fh = 1.5837$$

Elegimos un ambiente que se pudiera presentar en condiciones extremas como viene hacer “excepcionalmente claro y seco” en la tabla de curvas de radiación solar anexo C para una altitud solar de H=89.95 la cual nos da valores de radiación directa $I_D = 1000 \text{ w/m}^2$ y una radiación indirecta de $I_d = 0 \text{ w/m}^2$ y la constante de emisividad del terreno es 0.2

Hallamos el calor ganado debido al sol:

$$I_s = 2081.34$$

$$P_s = \alpha_s D I_s = 0.8 * 0.0136 * 2081.34$$

$$P_s = 22.64 \text{ (w/m)}$$

B. Pérdida de calor debido a la convección forzada PF

$$P_f = \pi \lambda_f \theta_s Nu_g \quad (4.26)$$

$$\lambda_f = 2.42 * 10^{-2} + 7.2 * 10^{-5} * 45 = 0.0276$$

$$Nu = B_1 * R_e^n \quad (4.27)$$

B1 Y N depende del número de Reynolds

$$t_a = 25$$

$$t_s = 75$$

$$\theta_s = 75 - 25 = 50$$

$$Re = \frac{\rho_r * V * D}{V_f} \quad (4.28)$$

$$\rho_r = e^{-1.16 * 10^{-4} * y} \quad (4.29)$$

$$\rho_r = e^{-1.16 * 10^{-4} * 3200}$$

$$\rho_r = 0.6899$$

$$v_f = 1.32 * 10^{-5} + 9.5 * 10^{-8} * \theta_f \quad (4.30)$$

$$v_f = 1.32 * 10^{-5} + 9.5 * 10^{-8} * 50 = 1.795 * 10^{-5}$$

$$Re = \frac{0.6899 * 0.6 * 0.0136}{1.795 * 10^{-5}}$$

$$Re = 313.63$$

El número de Reynolds no es mayor de 2650, por tanto no es necesario calcular la rugosidad del conductor y tomamos valores de B1=0.641 y n=0.471

$$Nu = 0.641 * 313.63^{0.471}$$

$$Nu = 9.608$$

$$Nu = 9.608$$

Ahora calculamos el Nussel corregido por ángulo de incidencia de 45° y como vemos en la tabla los coeficientes para un ángulo mayor a 24° son A1=0.42, B2=0.58, m1=0.9

Tabla 18: Valores respecto al ángulo.

ϑ	A1	B2	m1
$0^\circ < \vartheta < 24^\circ$	0,42	0,68	1,08
$24^\circ < \vartheta < 90^\circ$	0,42	0,58	0,9

$$Nu_g = Nu * (A_1 + B_2 * \text{sen}^{m_1}(\vartheta)) \quad (4.31)$$

$$Nu_g = Nu * (0.42 + 0.58 * \text{sen}^{0.9}(45^\circ)) = 8.115$$

$$P_f = \pi \lambda_f \theta_s Nu_g$$

$$P_f = \pi * 0.0278 * 50 * 8.1155$$

$$P_f = 35.43$$

C. Pérdida de calor debido a la radiación PR

$$P_R = \sigma \pi D \varepsilon [(\theta_s + t_a + 273)^4 - (t_a + 273)^4]$$

$$P_R = 5.76 * 10^{-8} (\pi)(0.0136)(0.5)[(50 + 25 + 273)^4 - (25 + 273)^4] \quad (4.32)$$

$$P_R = 8.34$$

D. Corriente admisible I

$$P_R = 8.34$$

$$P_F = 35.43$$

$$P_s = 22.64 \text{ (w/m)}$$

$$I = \left(\frac{35.43 + 8.34 - 22.64}{0.0004026} \right)^{1/2}$$

$$I = 229.1 \text{ A}$$

4.1.3. CÁLCULO DE LA ZONA III (H=4060 M S.N.M., T MÁX=21 °C)

Tabla 19: Datos generales para el cálculo de la zona III..

P	POTENCIA TRANSMITIDA (MW)			25
T	TENSION DE TRANSMISION (KV)			72.5
FP	FACTOR DE POTENCIA			0.95
I	CORRIENTE TRANSMITIDA			209.564526
T1	Temperatura mínima del conductor °C			20
R1	Resistencia a la temperatura mínima (ohm/°C)			0.00031
T2	Temperatura máxima admisible del conductor en (°C)			80
R2	Resistencia a temperatura máxima (ohm /°C)			0.00042
Ta	Temperatura ambiente (°C)			32
RTc	resistencia corregida a la temperatura del conductor (ohm)			0.000332
h	altura del conductor respecto al nivel del mar msnm			4060
Fh	factor de corrección por altura			1.778243536
γ_l	azimut de la línea			105.71
N	día del año			30
δ	declinación solar (°)			11.54567455
ϕ	latitud en la que se encuentra la línea (°)			11.5
Z	horas desde el medio día a intervalos de 15° (12:00 = 0°, 13:00 = 15°)			0
H	altitud del sol en grados (°C)			89.95432545
γ_s	azimut del sol (°C)			0
n	es el ángulo de incidencia de a radiación solar (°)			90.01236723
ID	ver en tabla depende de H y del día			1000
Id	ver en tabla depende de H y del día			0
ε	coeficiente de emisividad del terreno			0.2
ε	coeficiente de emisividad			0.5
Is	Irradiación Solar			2336.895
α	coeficiente de absorción solar			0.8
D	diámetro del conductor en (m)			0.0136

Ps	CALOR GANADO DEBIDO AL SOL (w/m)			25.4254176
t_a	Temperatura ambiente (°C)			21
t_s	Temperatura en la superficie del conductor (°C)			75
Tfilm	Temperatura media (°C)			48
θ_s	incremento de la temperatura del conductor en la superficie (°C)			54
λ_f	conductividad térmica del AIRE (W/m*°C)			0.027656
ν_f	viscosidad cinemática del aire (m2/s)			0.00001776
V	velocidad del viento (m/s)			0.6
d	diámetro del hilo externo del conductor (m)			0.00215
Rf	Rugosidad de la superficie del conductor (m)			0.093886463
σ	constante de boltzmn (w/m2)			5.76E-08
θ	Angulo de incidencia del viento sobre el conductor (°)			45
A1	constante dependiendo del ángulo de incidencia del viento y conductor			0.42
B2	constante dependiendo del ángulo de incidencia del viento y conductor			0.58
m1	constante dependiendo del ángulo de incidencia del viento y conductor			0.9
ρ_r	densidad relativa del aire			0.624411407
Re	número de Reynolds			286.8917273
β_1	constante que depende del numero de reynolds			0.641
n	constante que depende del numero de reynolds			0.471
Nur	Número de Nusselt			9.213894165
Nur-corr	Número de Nusselt corregido con dirección del viento			7.781915438
PF	PERDIDA DE CALOR DEBIDO A LA CONVECCION FORZADA (w/m)			36.51064508
PR	PERDIDA DE CALOR DEBIDO A LA RADIACION (W/m)			8.853436345
Rac	resistencia del conductor a la corriente alterna (ohm/m)			0.0004026
I	CALCULO DE LA CORRIENTE			222.5415662

A. Calentamiento solar.

Fórmula:

$$P_s = \alpha_s DI_s = 0.8 * 0.0136 * I_s \quad (4.33)$$

$$I_s = fh [I_D (\text{senn} + \frac{\pi}{2} \alpha \text{sen} H) + I_d (1 + \frac{\pi}{2} \alpha)] \quad (4.34)$$

Hallando I_s :

$$n = \cos^{-1}(\cos H \cos(\gamma_s - \gamma_L)) \quad (4.35)$$

$$\gamma_L = 105.71$$

$$\gamma_s = \text{sen}^{-1}(-\cos \delta \frac{\text{sen} Z}{\cos H}) \quad (4.36)$$

$$Z = 12 \text{ pm} = 0^\circ$$

$$\delta = 23.4 \text{sen} [0.0172 * N * \frac{180}{\pi}] \quad (4.37)$$

$$\delta = 23.4 \text{sen} [0.0172 * 30 * \frac{180}{\pi}]$$

$$\delta = 11.54$$

$$H = \arcsen(\text{sen} \phi \text{sen} \delta + \cos \phi \cos \delta \cos Z) \quad (4.38)$$

$$H = \arcsen(\text{sen} 11.5^\circ \text{sen} 11.54^\circ + \cos 11.5^\circ \cos 11.54^\circ \cos 0^\circ)$$

$$H = 89.95^\circ$$

$$\gamma_s = \text{sen}^{-1}(\cos \delta \frac{\text{sen} z}{\cos H}) \quad (4.39)$$

$$\gamma_s = \text{sen}^{-1}(\cos 11.54 \frac{\text{sen} 0}{\cos 89.95})$$

$$\gamma_s = 0$$

$$n = \cos^{-1}(\cos H \cos(\gamma_s - \gamma_L)) \quad (4.40)$$

$$n = \cos^{-1}(\cos 89.95^\circ \cos(0 - 105.71))$$

$$fh = 1 + 1.48 * 10^{-4} * 3980 + 1.076 * 10^{-8} * 4060^2$$

$$n = 90.012$$

$$fh = 1.7782$$

Elegimos un ambiente que se pudiera presentar en condiciones extremas que viene a ser “excepcionalmente claro y seco” en la tabla de curvas de radiación solar anexo C para una altitud solar de H=89.95 la cual nos da valores de radiación directa $I_D = 1000 \text{ w/m}^2$ y una radiación indirecta de $I_d = 0 \text{ w/m}^2$ y una constante de emisividad del terreno de 0.2

$$I_s = fh [I_D (\text{senn} + \frac{\pi}{2} \varepsilon_T \text{sen} H) + I_d (1 + \frac{\pi}{2} \varepsilon_T)] \quad (4.41)$$

$$I_s = 1.7782 [1000 (\text{sen}90.012 + \frac{\pi}{2} (0.2) \text{sen}89.95)] + 0(1 + \frac{\pi}{2} 0.2) \quad (4.42)$$

$$Re = \frac{\rho_r * V * D}{V_f}$$

$$I_s = 2336.89$$

Hallamos el calor ganado debido al sol

$$P_s = \alpha_s D I_s = 0.8 * 0.0136 * 2336.89$$

$$P_s = 25.42 \text{ (w/m)}$$

B. Pérdida de calor debido a la convección forzada PF

$$P_f = \pi \lambda_f \theta_s Nu_g \quad (4.43)$$

$$\lambda_f = 2.42 * 10^{-2} + 7.2 * 10^{-5} * 54 = 0.0276$$

$$Nu = B_1 * R_e^n \quad (4.44)$$

B1 Y N depende del número de Reynolds

$$t_a = 21$$

$$\theta_s = 75 - 21 = 54$$

$$\rho_r = e^{-1.16 * 10^{-4} * y} \quad (4.45)$$

$$\rho_r = e^{-1.16 * 10^{-4} * 4060}$$

$$\rho_r = 0.6244$$

$$v_f = 1.32 * 10^{-5} + 9.5 * 10^{-8} * \theta_f \quad (4.46)$$

$$v_f = 1.32 * 10^{-5} + 9.5 * 10^{-8} * 48 = 1.776 * 10^{-5}$$

$$Re = \frac{0.6244 * 0.6 * 0.0136}{1.776 * 10^{-5}}$$

$$Re = 286.89$$

Bueno el número de Reynolds no es mayor de 2650 por eso no es necesario calcular la rugosidad del conductor y tomamos valores de B1=0.641 y n=0.471

$$Nu = 0.641 * 286.89^{0.471}$$

$$Nu = 9.2138$$

Ahora calculamos el Nussel corregido por ángulo de incidencia de 45° que es mayor a 24 y usaremos los valores según la tabla son A1=0.42, B2=0.58, m1=0.9

Tabla 20: Valores respecto al ángulo.

ϑ	A1	B2	m1
$0^\circ < \vartheta < 24^\circ$	0,42	0,68	1,08
$24^\circ < \vartheta < 90$	0,42	0,58	0,9

$$Nu_g = Nu * (A_1 + B_2 * \text{sen}^{m_1}(\vartheta)) \quad (4.47)$$

$$Nu_g = Nu * (0.42 + 0.58 * \text{sen}^{0.9}(45^\circ)) = 7.78$$

$$P_f = \pi \lambda_f \theta_s Nu_g$$

$$P_f = \pi * 0.0276 * 54 * 7.78$$

$$P_f = 36.51$$

C. Pérdida de calor debido a la radiación PR

$$P_R = \sigma \pi D \varepsilon [(\theta_s + t_a + 273)^4 - (t_a + 273)^4] \quad (4.48)$$

$$P_R = 5.76 * 10^{-8} (\pi)(0.0136)(0.5)[(54 + 21 + 273)^4 - (21 + 273)^4]$$

$$P_R = 8.8534$$

D. Corriente admisible I

$$P_R = 8.8534$$

$$P_f = 36.51$$

$$P_s = 25.42 \text{ (w/m)}$$

$$I = \left(\frac{36.51 + 8.8534 - 25.42}{0.0004026} \right)^{1/2}$$

$$I = 222.5 A$$

4.2. CÁLCULO DE LA AMPACIDAD

A. Consideraciones generales

En este rubro procedemos a calcular los valores de corriente admisible (ampacidad), en el conductor tipo ACSR de sección 95/15 mm², instalado en la línea de transmisión de 72.5 Kv, para una potencia de transmisión de 25 MW.

Por las diferencias que existen tanto en altitud sobre el nivel del mar (m s.n.m.), como en temperatura ambiente en el recorrido de la línea de transmisión estudiada; se ha realizado la división de la línea en tres zonas más representativas:

ZONA I: Caracterizado por ser una zona baja altitud, de ingreso a la selva, el cual tiene las siguientes características:

- a. Altitud sobre el nivel del mar: h = 2 330 m s.n.m.
- b. Temperatura ambiente T_{máx} = 32°C (Senamhi)

ZONA II: Caracterizado por ser una zona intermedia altitud en el recorrido de la línea, el cual tiene las siguientes características:

- a. Altitud sobre el nivel del mar: h = 3200 m s.n.m.
- b. Temperatura ambiente T_{máx.} = 25 °C (Senamhi)

ZONA III: Caracterizado por ser una zona alta altitud, el cual tiene las siguientes características:

- a. Altitud sobre el nivel del mar: h = 4060 m s.n.m.
- b. Temperatura ambiente T_{máx.} = 21 °C (Senamhi)

B. Cálculo de la corriente nominal

Las nuevas condiciones de operación de la línea de transmisión son:

P nominal = 25 MW

V nominal = 72.5 Kv.

$$I = \frac{P * 10^6}{\sqrt{3} * V * 10^3 * fp} \quad (4.49)$$

$$I = \frac{25 * 10^6}{\sqrt{3} * 72.5 * 10^3 * 0.95}$$

$$I = 209.5 A$$

C. Cálculo de la resistencia del conductor.

$R_{20cc} = 0.32 \text{ Ohm/km}$ (Fuente: CEPER CABLES conductores y cables del Perú)

$\alpha = 0.00403 \text{ } 1/C$ (Fuente: CEPER CABLES conductores y cables del Perú)

$\alpha = \text{Coeficiente de resistencia electrica por temperatura}$

$$R_{75cc} = R_{20cc} \cdot [1 + \alpha \cdot (\theta - 20)]$$

$$R_{75cc} = 0.32 [1 + 0.00403 \cdot (75 - 20)]$$

$$R_{75cc} = 0.390928 \text{ ohm / km}$$

Para incorporar el efecto pelicular, se incrementa la resistencia en un $y = 3 \%$, de esta forma se considera la resistencia para corriente alterna:

$$R_{75ca} = R_{75cc} [1 + y]$$

$$R_{75ca} = 0.390928 [1 + 3/100]$$

$$R_{75ca} = 0.4026 \text{ ohm/km}$$

D. Resultados obtenidos

Tabla 21: Resumen comparativo de resultados.

ITEM	DESCRIPCIÓN	ZONA I	ZONA II	ZONA III
1	Altura de operación del conductor (m s.n.m.)	2330	3200	4060
2	Temperatura ambiente (°C)	32	25	21
3	Temperatura en la superficie del conductor (°C)	75	75	75
4	Velocidad del viento (m/s)	0.6	0.6	0.6
I	CORRIENTE ADMISIBLE (A)	218.9	229.1	222.5
ITEM	DESCRIPCIÓN	ZONA I	ZONA II	ZONA III
1	Calor ganado debido al sol (w/m)	20.06	22.64	25.42
2	Calor disipado por radiación (w/m)	7.39	8.34	8.85
3	Calor disipado por convección (w/m)	31.97	35.43	36.51
I	CORRIENTE ADMISIBLE (A)	218.9	229.1	222.5

En los cuadros anteriores se observa que los valores admisibles de capacidad de corriente del conductor existente, en todas las zonas de la línea de transmisión tienen magnitudes superiores a la corriente nominal para las nuevas condiciones de operación a 25 MW, con una corriente nominal de 209.5 amperios. Los detalles de los cálculos obtenidos en los cuadros anteriores corresponden al cálculo de la ampacidad aplicada al estudio del incremento de la Potencia de la Línea De Transmisión 72.5kV, correspondiente a cada zona.

4.3. SIMULACIÓN DE SOBRECARGA DEL CONDUCTOR PROPUESTO.

Aplicando al conductor la sobrecarga para una potencia de 25MW a transmitir, se observará cada vez mayor la intensidad de corriente con el fin de obtener el tiempo que soportan dicha sobrecarga sin llegar a sobrepasar su temperatura máxima.

Se muestra las simulaciones expuestas por el DLT CAD a las tres zonas propuestas. Para cada zona se muestra según los cálculos desarrollados anteriormente, mostrado

variaciones de sobrecarga expresadas en condiciones realizadas para mostrar capacidades a ser utilizadas sin sobrecargar la línea de transmisión en estudio.

Figura 12: Diagrama topográfico – software DLTCAD.

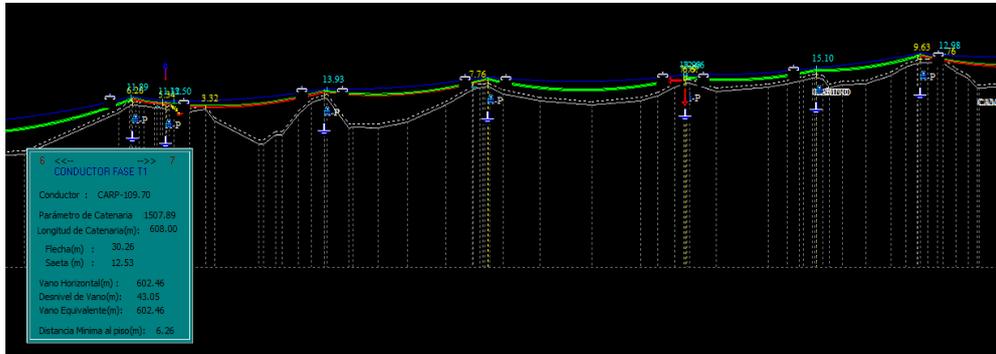


Figura 13: Datos para el cálculo de ampacidad - DLTCAD.

Maxima Temperatura de Conducción (Ampacity)

POTENCIA DISEÑO (MVA): 12.5 TENSION (kVA): 72.50 N° Conductores /Fase: Simplex (1Cond)

Condiciones Locales

Velocidad de Viento (m/s): 0.61
 Ang. incidencia Viento(°g): 80.00
 Tem. Ambiente Aire (°C): 26.00
 Tipo Atmosfera: Claro

Datos del Conductor

Tipo: CARP-109.70
 Nombre: CARP-109.70

Resistencia Electrica en AC (Ohms/km)

En Baja Temperatura: 0.312700
 En Alta Temperatura: 0.368000

Coefficientes Termicos

Emisividad (e): 0.50
 Absorción Solar(a): 0.60

Ubicacion del proyecto

Hemisferio: Sur
 Altitud (msnm): 4066.48
 Latitud de Linea (°g): 11.00
 Azimut de Linea (°g): 81.00
 Hora (hh/mm/ss): 11:50:00 a.m.
 Fecha (dd/mm/aa): 15/06/2009

Maxima Corriente (Amp): 99.54 (Por conductor)
Temp Conducción (°C): 41.73

Calcular Salir Mostrar Reporte

4.4. EVALUACIÓN DE RESULTADOS

A. Corriente admisible en el conductor

- Para el caso del zona I, la corriente admisible calculada es de 218.9 amperios, mayor en 4.5 % a la corriente nominal de la nueva condición de operación que es 209.5 amperios.
- Para el caso del zona II, la corriente admisible calculada tiene un valor de 229.0 amperios, mayor en 9.3 % a la corriente nominal de la nueva condición de operación que es 209.5 amperios.
- Para el caso del zona III, la corriente admisible calculada es de 222.5 amperios, mayor en 6.2 % a la corriente nominal de la nueva condición de operación que es 209.5 amperios.

B. Velocidad del viento en las zonas de operación.

- En el estudio se ha considerado una velocidad del viento de 0.6 m/s, para las tres zonas de la línea, el 95.5 % de los casos registra una velocidad mayor de 2 m/s. En ninguno de los días se registra velocidades menores a 2 m/s. En la zona II con un registro de 365 días se observa que la velocidad del viento no es menor a 4 m/s.
- En la zona III, la velocidad del viento registra valores menores de 1 m/s. El estudio considera una velocidad del viento de 0.6 m/s, que es las peores condiciones, en la práctica los valores serían mayores contribuyendo a incrementar la capacidad de conducción del conductor.

C. Temperatura máxima admisible del conductor

- La temperatura máxima de operación del conductor considerado en el estudio es de 75 grados centígrados. La temperatura de fusión del aluminio en promedio es de 100 grados centígrados. Estos valores permiten sobrecargas transitorias en la línea; considerando que la temperatura final del conductor es el promedio de su temperatura máxima de operación y la temperatura ambiente de la zona.

CONCLUSIONES

1. Los valores de corriente admisible (ampacidad) influyen en la optimización operativa para mantener condiciones de seguridad en estado estacionario, presentado en tres zonas de estudio pertenecientes a Unacem durante 2016 y analizando un grupo de factores determinantes como son: regulación de tensión, límite térmico, estabilidad, capacidad de cortocircuito y pérdidas por transporte de energía.
2. Las condiciones locales de cada zona de estudio influyen positivamente encontrando niveles aceptables en la operación del sistema eléctrico al incrementar la carga. Para determinar la capacidad de transporte en líneas de transmisión cortas, generalmente el factor decisivo es el límite térmico; en cambio en líneas de transmisión largas generalmente es la estabilidad y la regulación de tensión.
3. Los datos del conductor, considerando la cargabilidad, garantizan la confiabilidad del sistema en términos de disponibilidad, seguridad, mantenimiento y fiabilidad. Efectuadas las evaluaciones mediante el método normado elegido se encontró evidencias que los conductores son capaces de soportar corrientes superiores agresivas a su capacidad nominal, además nos proporciona una metodología de evaluación dinámica para cualquier tipo de conductor de transmisión instalada.
4. La temperatura de conducción influye positivamente en la potencia a transmitir al abordar zonas de estudio a diferentes altitudes para aprovechamiento de la ampacidad del conductor a varios parámetros mecánicos y eléctricos e implementarlo en algoritmos de cálculo computacional, para ser insertado en subrutinas de programas profesionales.

RECOMENDACIONES

1. Es necesario ampliar el análisis evaluativo en cuanto al incremento del valor límite térmico, en función al incremento de las pérdidas de potencia, regulación de tensión y flecha del conductor, puesto que cada uno de ellos representa un factor negativo para las futuras propuestas, dado que producen un incremento en el costo de construcción y operación de la línea.
2. Los parámetros ambientales tienen un carácter aleatorio, es necesario hacer uso de las probabilidades y la estadística para realizar una estimación más cercana a la realidad, incluso podría simularse la carga del sistema con lo cual se obtendrá en forma más precisa la historia térmica para el cálculo de las pérdidas de resistencia mecánica a la tracción.
3. Para futuros desarrollos de esta investigación, sería conveniente tener en cuenta los aspectos mecánicos del conductor, ya que el incremento de la temperatura hace al conductor experimentar una dilatación, aumento de la flecha, por consiguiente es necesario evaluar si está cumpliendo con los límites permitidos de sus parámetros característicos.
4. Para completarse la propuesta de investigación sea aplicado de forma correcta, confiable en el futuro, es necesario realizar un análisis combinado entre aspectos mecánicos y eléctricos e implementarlo en algoritmos de cálculo computacional, para ser insertado en subrutinas de programas profesionales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Bernardo Cárdenas, Lorenzo. Tesis: "Conductividad Térmica". (Para optar el grado de Ingeniero Electricista). Lima – Perú. Universidad Nacional Mayor De San Marcos. Facultad de Ciencias Físicas. 2005.
2. Borja Suárez, Manuel, "Metodología de la investigación científica para ingenieros" Chiclayo. Universidad Pedro Ruíz Gallo. 2012.
3. Emmanuel Arcos Hernández, tesis: "Análisis de la transferencia de Calor En Un Conductor Eléctrico Usando Métodos Asintóticos". (Para optar el grado de Ingeniero Electromecánico). México. Escuela Superior de Ingeniería Mecánica y Eléctrica de México. 2007.
4. Miguel Armando Castañeda Martínez. Tesis: "Cálculo de los alimentadores exclusivos de CFE, para la nueva red de 23kV de distribución subterránea". (Para Optar El Grado De Ingeniero Electricista). México. Universidad Nacional Autónoma de México. 2012.
5. Joaquín Zueco Jordán. Tesis: "Solución De Problemas Inversos En Conducción De Calor Mediante El Método De Solución Por Redes". (Para Optar El Grado De Licenciado en Física Pura). Cartagena – Colombia. Universidad Politécnica de Cartagena. Facultad de Ingeniería. 2003.
6. Jesús Oscar Ugalde Vargas. Tesis: "Cálculo Y Selección De Conductores Aislados Para Instalaciones Eléctricas En Baja, Media Y Alta Tensión". (Para Optar El Grado De Ingeniero Electricista). México. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2013.
7. Prabha Kundur. Power System Stability and Control. 4ta Edición. USA. McGraw-Hill. 1994.
8. CIGRE, The thermal Behaviour of Overhead Conductors: Mathematical model for evaluation of conductor temperatura in the steady state and the application thereof. Electra N°144. oct 1992.
9. D.P. Kothari, I.J. Nagrath. Sistemas Eléctricos de Potencia. 3ra Edición. México. McGraw-Hill. 2008.
10. IEEE, Standard for Calculating the Current-temperatura of Bare Overhead Conductors, USA Nov. 2006.

ANEXOS

ANEXO 1 - MATRIZ DE CONSISTENCIA

(PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA)

I. PROBLEMA	II. OBJETIVO	III. HIPÓTESIS	IV: VARIABLES Y	V. METODOLOGÍA
<p>PROBLEMA GENERAL. ¿De qué manera los valores de <i>corriente admisible ampacidad</i> <u>influyen</u> en la <i>optimización operativa</i> para mantener condiciones de seguridad en estado estacionario, presentado en tres zonas de estudio pertenecientes a UNACEM, durante el 2016?</p> <p>PROBLEMAS ESPECÍFICOS. A. ¿De qué manera las condiciones locales de cada zona de estudio influyen en la operación del sistema eléctrico al incrementar la carga? B. ¿En qué medida los datos del conductor considerando la cargabilidad garantiza la confiabilidad del sistema? C. ¿Cómo la temperatura de conducción influye en la</p>	<p>OBJETIVO GENERAL. Evaluar los valores de <i>corriente admisible (ampacidad)</i> mediante parámetros de efectos térmicos en el conductor aéreo, con el propósito de conocer su <u>influencia</u> en la <i>optimización operativa</i> para mantener condiciones de seguridad en estado estacionario, presentado en tres zonas de estudio pertenecientes a UNACEM, durante el 2016.</p> <p>OBJETIVOS ESPECÍFICOS. A. Conocer de qué manera las condiciones locales de cada zona de estudio influyen en la operación del sistema eléctrico al incrementar la carga. B. Determinar en qué medida los datos del conductor</p>	<p>HIPÓTESIS GENERAL. Los valores de <i>corriente admisible (ampacidad)</i> influyen en la <i>optimización operativa</i> para mantener condiciones de seguridad en estado estacionario, presentado en tres zonas de estudio pertenecientes a UNACEM, durante el 2016.</p> <p>HIPÓTESIS ESPECÍFICAS. A. Las condiciones locales de cada zona de estudio influyen positivamente encontrando niveles aceptables en la operación del sistema eléctrico al incrementar la carga. B. Los datos del conductor considerando la cargabilidad garantiza la confiabilidad del sistema en términos de</p>	<p>VARIABLE INDEPENDIENTE (x): - Ampacidad (Evaluación de valores de corriente admisible por límite Térmico).</p> <p>VARIABLE DEPENDIENTE (y): - Optimización operativa.</p> <p>DIMENSIONES: - Ampacidad (Evaluación del Limite Térmico): · Condiciones locales de cada zona de estudio · Datos del conductor · Temperatura de conducción.</p> <p>- Optimización operativa:</p>	<p>TIPO DE INVESTIGACIÓN: Tecnológica.</p> <p>NIVEL DE INVESTIGACIÓN: Explorativa.</p> <p>DISEÑO DE INVESTIGACIÓN: – Exploratorio.</p> <p>POBLACION: UNACEM</p> <p>MÉTODO DE INVESTIGACIÓN: Inductivo – Deductivo Analítico.</p> <p>MÉTODO DE ESPECÍFICO: Enfoque: cuantitativo.</p>

ANEXO 2 – DATOS TOPOGRAFICOS

Vano	T01-T49	Temperatura Ambiente prom.	30.55 °C
Tipo de Terreno	Cultivo	Longitud de LT. Tramo I	981 m
Tipo de Torre: A+0 – A+0		Ubicación: Carpapata, Huayaonioc, Fundo Valdivia, Chilipata, Yanamayo, Palca, Niñopampa, Chipocayo	



Foto N° 1: Zona I – Altitud

Vano	T52-T79	Temperatura Ambiente prom.	24.35 °C
Tipo de Terreno	Cultivo	Longitud de LT. Tramo II	631 m
Tipo de Torre: A+0 – A+0		Ubicación: Vilcabamba, Antalcoma, Cerro Huallancayo, La Florida.	



Foto N° 2: Zona II – Altitud

Vano	T52-T79	Temperatura Ambiente prom.	18.27 °C
Tipo de Terreno	Pastoreo	Longitud de LT. Tramo III	480 m
Tipo de Torre: A+0 – A+0		Ubicación: Humancocha, Uchuracra, Cuyruhuasi, Cacaiesquina, Jaraloma-Huancocoy.	



Foto N° 3: Zona III – Altitud

ANEXO 3 – CÁLCULO DE FLECHAS POR INCREMENTO DE POTENCIA DE 12 MW A 25MW

CALCULO DE FLECHAS POR INCREMENTO DE POTENCIA DE 12MW A 25MW											
Item	Vano (m) Tn-Tn+1	Tipo de Torre		Descripción	Distancia medida por DLTCAD para Potencia de 25MW	DMV			Distancia medido en campo (m)	Variación DMS (m)	Terreno
		Tn	Tn+1	Ubicación		5.50m	7.0m	7.60m			
Tramo Carpapata T00-T49											
1	T01-T02	A+0	A+0	Carpapata	4.75	5.5			5.41	-0.66	No Transitada por Personas
2	T02-T03	A+0	A+0	Carpapata	4.66	5.5			5.33	-0.67	No Transitada por Personas
3	T03-T04A	A+0	A+0	Carpapata	4.72		7		5.4	-0.68	Zona de pastoreo
4	T04-T05	A+0	A+0	Carpapata	4.7	5.5			5.61	-0.91	No Transitada por Personas
5	T'06-T'07	A+0	A+0	Huayaonioc	2.45	5.5			2.7	-0.25	No Transitada por Personas
6	T06-T07	A+0	A+0	Huayaonioc	5.36	5.5			5.45	-0.09	No Transitada por Personas
7	T07-T08	A+0	A+0	Huayaonioc	3.78	5.5			3.85	-0.07	Inaccesible
8	T08-T09	A+0	A+0	Fundo Valdivia	3.97	5.5			4.19	-0.22	Inaccesible
9	T10-T11	S1+0	A+0	Fundo Valdivia	6.62		7		6.82	-0.2	Camino. Herradura
10	T12-T13	A+0	A+0	Fundo Valdivia	4.04		7		4.65	-0.61	Camino. Herradura
11	T15-T16	A+0	A+0	Fundo Valdivia	5.3		7		6.63	-1.33	Terreno Cultivo
12	T18-T19	S1+0	A+0	Chilipata	5.94		7		6.04	-0.1	Terreno Cultivo
13	T'18-T'19	S1+0	A+0	Chilipata	4.8		7		4.35	0.45	Terreno Cultivo
14	T22-T23	A+0	S1+0	Chilipata	6.47		7		5.2	1.27	Terreno Cultivo

15	T26-T27	A+0	S1+0	Yanamayo	5.42		7		6.53	-1.11	Terreno Cultivo
16	T35-T36	A+0	S1+0	Palca	5.93			7.6	6.58	-0.65	SENASA
17	T40-T40A	S1+0	S1+0	Niñopampa	5.08		7		5.87	-0.79	Terreno Cultivo
18	T40A-T41	S1+0	S1+0	Niñopampa	3.22		7		3.65	-0.43	Terreno Cultivo
19	T41-T42	S1+0	A+0	Niñopampa	4.41	5.5			4.56	-0.15	Terreno de pastoreo
20	T42-T43	A+0	S1+0	Niñopampa	5.12	5.5			6.02	-0.9	
21	T45-T46	A2+0	S2+0	Chipocayo	6.6		7		6.78	-0.18	Terreno de Cultivo
22	T46-T47	S2+0	S1+0	Chipocayo	6.01		7		6.8	-0.79	Terreno Cultivo
23	T48A-T49	S1+0	A+0	Chipocayo	5.17		7		5.6	-0.43	Terreno Cultivo
Tramo Tarma T50-T84											
24	T52A-T53	S1+0	S1+0	Vilcabamba	5.99		7		5.45	0.54	Camino herradura
25	T58-T59	A+0	S1+0	Vilcabamba	5.72	5.5			5.9	-0.18	No Transitada por Personas
26	T61-T62	A+0	S1+0	Vilcabamba	5.21		7		5.54	-0.33	Terreno Cultivo
27	T62-T63	S1+0	S1+0	Vilcabamba	6.23		7		7.08	-0.85	Terreno Cultivo
28	T63-T64	S1+0	S1+0	Vilcabamba	5.64		7		6.37	-0.73	Zona de pastoreo
29	T67-T68	A+0	S1+0	Antalcoma	6.41		7		7.06	-0.65	
30	T68-T69	S1+0	S1+0	Antalcoma	5.4		7		6.04	-0.64	Terreno Cultivo
31	T69-T70	S1+0	S1+0	C. Huallancayo	4.23		7		4.36	-0.13	Cruce de Camino
32	T70-T71	S1+0	S1+0	C. Huallancayo	5.01		7		5.15	-0.14	Camino Herradura, Pastoreo
33	T71-T72	S1+0	S1+0	C. Huallancayo	4.4		7		5.33	-0.93	Pastoreo

34	T73-T74	S1+0	S1+0	C. Huallancayo	1.14	5.5			1.38	-0.24	Inaccesible
35	T77-T78	S2+0	S1+0	La Florida	4.66		7		4.75	-0.09	Camino Herradura, Pastoreo
36	T78-T79	S1+0	A+0	La Florida	5.89		7		5.08	0.81	Camino Herradura, Pastoreo
Tramo Condorcocha T50-T84											
37	T85-T86	A+0	A+0	Humancocha	5.72	5.5			5.56	0.16	Pastoreo
38	T86-T87	A+0	S1+0	Uchuracra	5.26	5.5			5.45	-0.19	Pastoreo
39	T87-T88	S1+0	A2+0	Uchuracra	6.16		7		6.8	-0.64	Terreno Cultivo
40	T89-T90	S2+0	A+0	Cuyruhuasi	5.51	5.5			6.17	-0.66	Pastoreo
41	T90-T91	A+0	S1+0	Cuyruhuasi	3.64		7		3.75	-0.11	Zona de pastoreo
42	T92-T93	S1+0	A+0	Cuyruhuasi	3.65	5.5			4.13	-0.48	Inaccesible
43	T94-T95	S1+0	S1+0	Cuyruhuasi	5.78		7		6.94	-1.16	Zona de pastoreo
44	T96-T97	S1+1	A+0	Cuyruhuasi	5.62		7		6.08	-0.46	Camino Herradura
45	T99-T100	A+0	A+0	Cacraiesquina	5.36		7		5.76	-0.4	Camino Herradura
46	T100-T101	A+0	A+0	Huancoy	6.28		7		6.35	-0.07	Trocha Carrosable