

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA

ESCUELA DE POSTGRADO

PROGRAMA DE MAESTRIA EN CIENCIAS ENERGETICAS



“EVALUACION DE LOS FACTORES ELECTRICOS EN LAS PERDIDAS TECNICAS DE POTENCIA ACTIVA DE LA LINEA DE TRANSMISION EN 66 KV DE PARAMONGA - HUARMHEY DE LA EMPRESA HIDRANDINA S.A.”

AUTOR : Br. JULIO HIPOLITO NESTOR ESCATE RAVELLO

ASESOR : Mg. GILMER LUJAN GUEVARA

TESIS PARA OPTAR EL GRADO DE MAESTRO EN CIENCIAS ENERGETICAS CON MENCIÓN EN INGENIERIA ENERGETICA

CHIMBOTE – PERU

2017

DEDICATORIA

*Este trabajo se lo dedico a mí esposa,
familia y amistades, en especial a Ishy
para que mejore su salud.*

AGRADECIMIENTO

*Mi agradecimiento eterno a Dios,
a Jesucristo y a todas las personas
que me dieron su apoyo.*

INDICE GENERAL

	Pag.
RESUMEN	xv
ABSTRACT	xvi
CAPITULO I	17
INTRODUCCIÓN	17
1.1. Antecedentes	17
1.2. Enunciado del Problema	18
1.3. Importancia y Justificación	18
1.4. Hipótesis de la Investigación	18
1.5. Objetivos	19
CAPITULO II	20
MARCO TEORICO	20
2.1. Parámetros Eléctricos de Líneas de Transmisión	20
2.2. Criterio Para Selección de Modelos de Líneas de Transmisión	29
2.3. Modelo General Exacto de Línea Larga	30
2.4. Modelo de Línea Media: Circuito π Equivalente	32
2.5. Criterio de Operación en Estado Estacionario de las Líneas de Transmisión	34
CAPITULO III	37
MATERIAL Y METODOS	37
3.1. Descripción del Escenario Actual “A” de la L.T.	37
3.2. Descripción del Escenario Proyectado “B.1” de la L.T.	38
3.3. Descripción del Escenario Proyectado “B.2” de la L.T.	38
3.4. Descripción del Escenario Proyectado “C” de la L.T.	38
CAPITULO IV	39
RESULTADOS Y DISCUSION	39
4.1. Escenario Actual “A” de la L.T.	39

4.1.1. Datos y Parámetros del Escenario Actual “A”	39
4.1.2. Análisis de Sensibilidad: Escenario Actual “A”	53
4.2. Escenario Proyectado “B.1” de la L.T.	54
4.2.1. Datos y Parámetros del Escenario Proyectado “B.1”	54
4.2.2. Análisis de Sensibilidad: Escenario Proyectado “B.1”	61
4.3. Escenario Proyectado”B.2” de la L.T.	62
4.3.1. Datos y Parámetros del Escenario Proyectado “B.2”	63
4.3.2. Análisis de Sensibilidad: Escenario Proyectado “B.2”	70
4.4. Escenario proyectado “C”	71
4.4.1. Datos y Parámetros del Escenario Proyectado “C”	71
4.4.2. Análisis de Sensibilidad: Escenario Proyectado “C”	78
CAPITULO V	80
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	80
5.1. Conclusiones	80
5.2. Recomendaciones	82
CAPITULO VI	83
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	83
CAPITULO VII	85
ANEXOS	85
Registro de medición de flujo de potencia de S.E. Paramonga Nueva – S.E. Huramey	
Diagrama unifilar: Sistema Eléctrico – Paramonga Nueva - Huramey	

INDICE DE FIGURAS

	Pag.
Fig. N° 01: Representación de parámetros eléctricos de una línea de Transmisión	20
Fig. N° 02: Configuración simplex	23
Fig. N° 03: Configuración dúplex	23
Fig. N° 04: Configuración tríplex	23
Fig. N° 05: Configuración cuádruplex	24
Fig. N° 06: Equivalente monofásico de una línea de transmisión larga con parámetros distribuidos	30
Fig. N° 07: Circuito Equivalente π de una línea de transmisión con parámetros distribuidos	33
Fig. N° 08: Esquema del Escenario Actual "A" (66kV, AAAC127 mm ² , Una terna, un conductor por fase)	39
Fig. N° 09: Esquema del Escenario Proyectado "B.1" (66 kV, AAAC 240 mm ² , una terna, un conductor por fase)	54
Fig. N° 10: Esquema del Escenario Proyectado "B.2" (66 kV, AAAC 240 mm ² , una terna, dos conductores por fase)	62
Fig. N° 11: Esquema del Escenario proyectado "C" (138 kV, AAAC 200 mm ² , una terna, un conductores por fase)	71

INDICE DE TABLAS

	Pag.
Tabla N° 01: Comportamiento de la potencia activa del receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el escenario actual “A”	53
Tabla N° 02: Comportamiento de la potencia activa del receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el escenario proyectado “B.1”	61
Tabla N° 03: Comportamiento de la potencia activa del receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el escenario proyectado “B.2”	70
Tabla N° 04: Comportamiento de la potencia activa del receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el escenario proyectado “C”	78

INDICE DE GRAFICAS

	Pag.
Grafica N° 01: Comportamiento de la potencia activa del receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el escenario actual "A"	53
Grafica N° 02: Comportamiento de la potencia activa del receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el escenario proyectado "B.1"	62
Grafica N° 03: Comportamiento de la potencia activa del receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el escenario proyectado "B.2"	70
Grafica N° 04: Comportamiento de la potencia activa del receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el escenario proyectado "C"	79

RESUMEN

La Presente Tesis Titulada “Evaluación de los factores eléctricos en las pérdidas técnicas de potencia activa de la línea de transmisión en 66 kV de Paramonga - Huarney de la Empresa Hidrandina S.A.” tiene por objetivo determinar los factores y parámetros eléctricos que producen las caídas de tensión y las pérdidas de potencia activa en dicha línea de transmisión.

El método utilizado fue el Modelo de Líneas Medias con Circuito π Equivalente para la cual se determinó que en el Escenario Actual “A” con nivel de tensión de línea de 66 kV, una terna simple, un conductor por fase y sección de conductor de AAAC 127 mm², se operó con la Máxima Demanda Actual en el extremo receptor de 6,8832 MW con un factor de potencia de 0,90 la que produjo una caída de tensión de 6,182%, la cual es mayor a lo normado (5%) y por lo tanto no cumple con el “Código Nacional de Electricidad Suministro 2011”, así mismo se produjo una pérdida de potencia activa longitudinal de 4,4% ocasionada por la resistencia serie del conductor la cual genera el efecto joule o de calentamiento. Si la potencia en el receptor se opera hasta un límite de operación de 5,61 MW con un factor de potencia de 0,90 ésta si cumple con lo normado. Como alternativas de solución a las caídas de tensión y perdidas de potencia y a las futuras Máximas Demandas, se planteó el Escenario Proyectado “B.1”, la cual consiste en mantener el nivel de tensión de 66 kV y realizar el cambio de sección del conductor por AAAC 240 mm², una terna y un conductor por fase la que permite una potencia en el receptor de 7,76 MW con un factor de potencia de 0,9. Otra alternativa de solución que se planteó fue el Escenario Proyectado “B.2” la cual consiste en mantener el nivel de tensión de 66 kV y realizar el cambio de sección del conductor por AAAC 240 mm², una terna y dos conductores por fase la que permite una potencia en el receptor de 12,65 MW con un factor de potencia de 0,9. Por último se planteó el Escenario Proyectado “C” la cual consiste en cambiar el nivel de tensión a 138 kV y realizar el cambio de sección del conductor por AAAC 200 mm², una terna y un conductor por fase la que permite una potencia en el receptor de 30 MW con un factor de potencia de 0,9. Así mismo se determinó que la potencia en el receptor es sensible a la variación del factor de potencia de la carga.

ABSTRACT

The present thesis titled "Evaluation of the electrical factors in the technical losses of active power of the transmission line in 66 kV from Paramonga - Huarmey of Empresa Hidrandina SA" has as objective to determine the factors and electrical parameters that produce the voltage drops and the active power losses in said transmission line.

The method used was the Average Line Model with π Equivalent Circuit for which it was determined that in the Current Scenario "A" with line voltage level of 66 kV, a simple triple, one conductor per phase and AAAC conductor section 127 mm^2 , was operated with the Maximum Current Demand at the receiving end of 6,8832 MW with a power factor of 0,90 which produced a voltage drop of 6,182%, which is higher than the norm (5%) and therefore does not comply with the " Código Nacional de Electricidad Suministro 2011", likewise there was a loss of longitudinal active power of 4,4% caused by the series resistance of the driver which generates the joule or heating effect. If the power in the receiver is operated up to an operating limit of 5,61 MW with a power factor of 0,90 this one does comply with the norm. As alternative solutions to voltage drops and power losses and future Maximum Demands, the Projected Scenario "B.1" was proposed, which consists of maintaining the 66 kV voltage level and making the change of conductor section by AAAC 240 mm^2 , a triple and a conductor per phase which allows a power in the receiver of 7,76 MW with a power factor of 0,9. Another solution alternative that was proposed was the Projected Scenario "B.2" which consists in maintaining the 66 kV voltage level and making the change of the conductor section by AAAC 240 mm^2 , a triple and two conductors per phase which allows a power at the receiver of 12,65 MW with a power factor of 0,9. Finally, the Projected Scenario "C" was proposed, which consists of changing the voltage level to 138 kV and making the change of section of the conductor by AAAC 200 mm^2 , a triple and a conductor per phase which allows a power in the receiver 30 MW with a power factor of 0,9. Likewise, it was determined that the power in the receiver is sensitive to the variation of the power factor of the load.

CAPITULO I

INTRODUCCION

La presente tesis investiga el comportamiento actual de la línea de transmisión L-6655 de la Empresa Hidrandina S.A., desde la Sub Estación Paramonga Nueva hasta la Sub Estación 09 de octubre (Huarmey puerto) con una longitud de 80,8 km, con un Nivel de tensión de 66 kV, con conductores del tipo AAAC 127 mm² (todos los conductores son de aleación de aluminio). Para ello se determina los parámetros eléctricos de esta línea de transmisión tales como su resistencia, inductancia, capacitancia, conductancia y el factor de potencia de la carga, la cual repercuten en las interrupciones del servicio eléctrico, la caída de tensión y pérdida de potencia.

Así mismo se plantea tres alternativas de solución en Escenarios Proyectados para disminuir las caídas de tensión de acuerdo a las tolerancias permitidos por el Código Nacional de Electricidad Suministro 2011. Estos Escenarios Proyectados de mejoras se realizan con cambio de sección, cambio de número de conductores por fase y cambio de Nivel de Tensión de tal forma que pueda cumplir la Máxima Demanda requerida.

Existen varios métodos para el estudio de las líneas de alta tensión y que dependen de la longitud y estas pueden ser Modelo de Líneas Cortas, Modelo de Líneas Medias y Modelo de Líneas Largas. Para el presente estudio se utilizó el Método de Línea Media con circuito π Equivalente la cual da mayor precisión en los cálculos con ayuda de la computación.

1.1 ANTECEDENTES

ESCOBAR ZULUAGA, ANTONIO (2002), “*Planeamiento dinámico de la expansión de sistemas de transmisión usando algoritmos combinatoriales*”, tesis de maestría en ingeniería eléctrica, Universidad Tecnológica De Pereira, Colombia: este trabajo se ha orientado a la búsqueda de nuevas alternativas de solución del problema de planeamiento de la expansión de la transmisión básico, es decir, considerando únicamente inversión en transmisión. Esto con el propósito de poder establecer comparaciones con los resultados entregados por el planeamiento estático, para los sistemas de prueba, usando diversas técnicas. Sin embargo, al modelo planteado se le puede incorporar fácilmente generación demandante, costos de operación en transmisión y generación, pérdidas en transmisión, seguridad y confiabilidad.

TÉLLEZ GUTIÉRREZ, SANDRA MILENA (2011), “*Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados*”; Universidad Nacional de Colombia, maestría en ingeniería eléctrica. El tema que aborda esta tesis es el comportamiento que presentan los conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante los esfuerzos mecánicos y térmicos combinados; estos esfuerzos están representados en ciclos térmicos que ocurren durante la operación normal y en emergencia de la línea y que influyen sobre las características mecánicas del conductor, y por lo tanto sobre la cargabilidad de la línea. Inicialmente se estudian los diferentes factores que determinan la capacidad térmica del conductor y el comportamiento de la flecha ante diferentes variables. También se estudia la relación esfuerzo – deformación del conductor y fenómenos que se presentan a altas temperaturas como el recocido, la recristalización y el creep para determinar la influencia que estos tienen sobre el límite térmico, la tensión de rotura y el comportamiento de la flecha; no solo instantáneamente, sino también de forma definitiva sobre el material.

1.2 ENUNCIADO DEL PROBLEMA

¿Qué factores eléctricos determinan las pérdidas de potencia eléctrica de la Línea de Transmisión Paramonga - Huarmey, de la Empresa Hidrandina S.A.?

1.3 IMPORTANCIA Y JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO

El presente estudio de investigación es importante porque permite evaluar los parámetros eléctricos de la línea de transmisión de la S.E. Paramonga Nueva hasta la S.E. 09 de Octubre (Huarmey puerto), tales como la resistencia serie, inductancia serie, conductancia paralela y la capacitancia paralela con la cual se podrá determinar las pérdidas técnicas longitudinales y transversales e indicar el lugar en donde ocurren estos fenómenos para tomar las acciones correctivas, así mismo es importante el estudio para disminuir la frecuencia de los mantenimientos.

1.4 HIPÓTESIS DE LA INVESTIGACIÓN.

Las pérdidas de potencia eléctrica de la Línea de Transmisión Paramonga - Huarmey de la Empresa Hidrandina S.A. se deben a los factores eléctricos por efectos: resistivo, conductancia, inductivo, capacitivos y por el factor de potencia de la carga

1.4.1 Variables.

Variable Independiente:

Factores eléctricos: resistencia, inductancia, conductancia, capacitancia y factor de potencia de la carga.

Variable Dependiente:

Pérdidas técnicas de potencia (activa) eléctrica.

1.5 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

Objetivos Generales:

Determinar las pérdidas técnicas de potencia activa de la línea de transmisión L-6655 desde la Subestación Paramonga hasta la Subestación 09 de Octubre (Huarney)

Objetivos específicos

- Determinar los factores y parámetros eléctricos que producen las pérdidas de potencia activa y la caída de tensión de la línea de transmisión Paramonga – Huarney en el Escenario Actual “A” de operación con 66 kV de tensión de línea, un conductor por fase y sección de conductor AAAC 127 mm².
- Determinar los factores y parámetros eléctricos que producen las pérdidas de potencia activa y la caída de tensión de la línea de transmisión Paramonga – Huarney en el Escenario Proyectado “B.1” de operación con 66 kV de tensión de línea, un conductor por fase y sección de conductor AAAC 240 mm².
- Determinar los factores y parámetros eléctricos que producen las pérdidas de potencia activa y la caída de tensión de la línea de transmisión Paramonga – Huarney en el Escenario Proyectado “B.2” de operación con 66 kV de tensión de línea, dos conductores por fase y sección de conductor AAAC 240 mm².
- Determinar los factores y parámetros eléctricos que producen las pérdidas de potencia activa y la caída de tensión de la línea de transmisión Paramonga – Huarney en el Escenario Proyectado “C” de operación con 138 kV de tensión de línea, dos conductores por fase y sección de conductor AAAC 200 mm².

CAPITULO II

MARCO TEORICO

2.1 PARÁMETROS ELÉCTRICOS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

De acuerdo a (Kothari & Nagrath, 2008) y (Grainger & Stevenson Jr, 1996) los cuatro parámetros que afectan el desempeño de una línea de transmisión como elemento de un sistema de suministro eléctrico son: la resistencia, la inductancia, la capacitancia, y la conductancia. Asimismo (Barrero, 2004) y (Brokering, Palma, & Vargas, 2008) manifiestan que una línea de transmisión está caracterizada por cuatro parámetros uniformemente repartidos a lo largo de su longitud: la resistencia serie (R_u), la inductancia serie (L_u), la conductancia en derivación (G_u) y la capacitancia en derivación (C_u). El estudio de estos parámetros es esencial tanto desde el punto de vista del diseño como para el desarrollo de los modelos de la línea de transmisión utilizados en el análisis de sistemas de energía eléctrica.

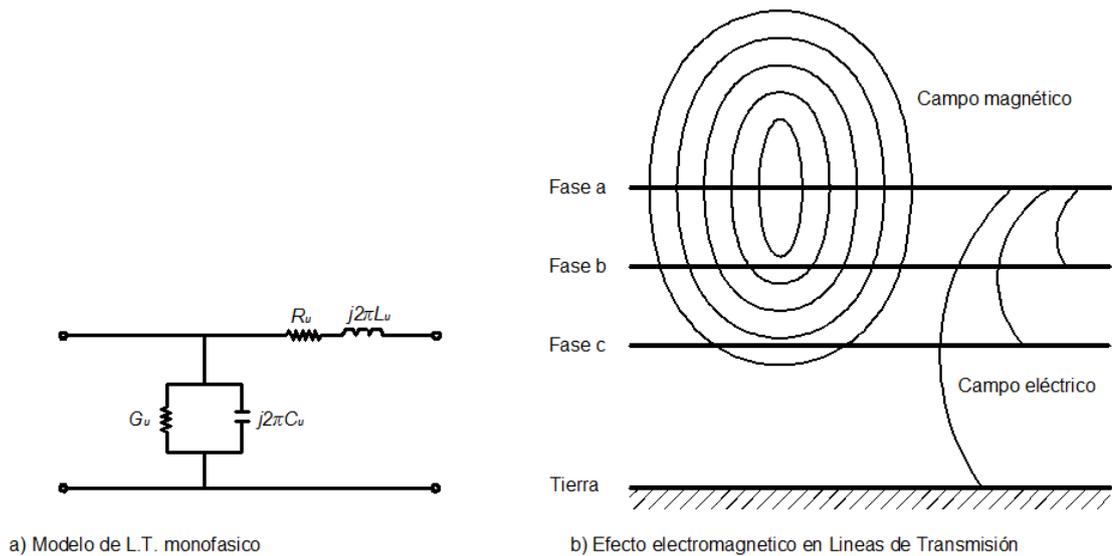


Fig. N° 01: Representación de Parámetros Eléctricos de una línea de transmisión

Fuente: Figura adaptada de (Brokering, Palma, & Vargas, 2008)

A) Resistencia eléctrica del conductor a temperatura de operación

Se conoce que todos los materiales se oponen al paso de la intensidad de la corriente eléctrica, esta oposición es a la que se denomina *resistencia eléctrica*. (Barrero, 2004) Establece que la resistividad del conductor eléctrico depende de la temperatura de operación, aumentando de forma lineal y esta concuerda con la ecuación propuesta por (Brokering, Palma, & Vargas, 2008). Se muestra a continuación una ecuación general adaptada y modificada de la resistencia eléctrica para una línea de transmisión trifásica en haz (uno o varios conductores por fase) y con una simple terna:

$$R_u = \frac{R_{20^{\circ}C}}{h} (1 + \alpha \Delta T) \quad (1)$$

Dónde:

- R_u : Resistencia por unidad de longitud a la Temperatura de operación de en $\Omega/\text{km.fase}$
- α : 0,0036 $1/^{\circ}\text{C}$; Coeficiente de corrección de la resistencia por Temperatura de la aleación de aluminio (DGE, 2003) y (Simon Comin, Garnacho Vecino, Moreno Mohíno, & González Sanz, 2011)
- h : Número de conductores por fase en haz ($h= 1, 2, 3$ ó 4)
- $R_{20^{\circ}C}$: Resistencia por unidad de longitud del conductor a 20°C y en CC, se mide en $\Omega/\text{km.fase}$, y esta se obtiene de tabla de fabricante y depende de la sección del conductor.
- ΔT : Diferencia de temperatura, en $^{\circ}\text{C}$ entre la temperatura de Operación y la temperatura de referencia de 20°C

B) Inductancia del conductor

Al fenómeno eléctrico, que ocurre cuando una intensidad de corriente eléctrica alterna que fluye en un conductor, genera una intensidad de campo magnético alrededor del conductor, en el que se determina una constante de proporcionalidad entre el flujo magnético concatenado y la corriente eléctrica, a la cual se denomina *inductancia eléctrica*.

(Barrero, 2004) Establece que la inductancia depende directamente del logaritmo neperiano de la razón entre la Distancia Media Geométrica (DMG) entre los conductores trifásicos y del Radio Medio Geométrico Ficticio (R'_h) del conductor. Se muestra a continuación una ecuación general adaptada y modificada de la inductancia eléctrica para una línea de transmisión trifásica en haz (uno o varios conductores por fase) y con una simple terna:

$$L_u = 2 \times 10^{-4} \text{Ln} \left(\frac{DMG}{R'_h} \right) \quad (2)$$

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ab} d_{bc} d_{ca}} \quad (3)$$

$$r' = e^{-1/4} r \quad (4)$$

$$R'_h = r' \quad \text{Para } h = 1, \text{ simplex} \quad (5)$$

$$R'_h = (r' d)^{1/2} \quad \text{Para } h = 2, \text{ dúplex} \quad (6)$$

$$R'_h = (r' d^2)^{1/3} \quad \text{Para } h = 3, \text{ tríplex} \quad (7)$$

$$R'_h = (\sqrt{2} r' d^3)^{1/4} \quad \text{Para } h = 4, \text{ cuádruplex} \quad (8)$$

Dónde:

L_u : Inductancia por unidad de longitud de la línea, en H/km.fase

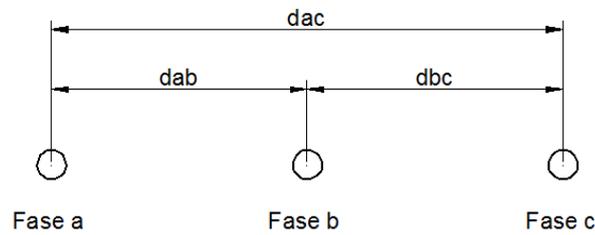
DMG : Distancia Media Geométrica de los conductores trifásicos,
en cm

R'_h : Radio Medio Geométrico Ficticio del haz de conductores,
en cm

d_{ab} : distancia entre fases a y b, en cm

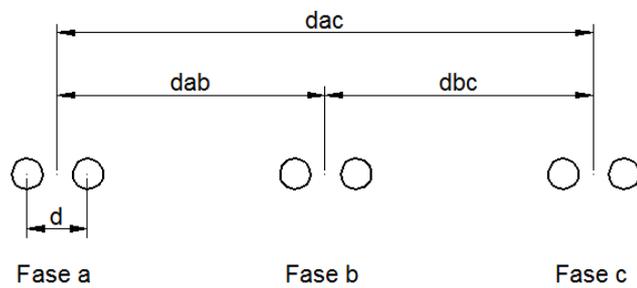
d_{bc} : distancia entre fases b y c, en cm

- d_{ca} : distancia entre fases c y a, en cm
- h : número de conductores por fase en haz ($h= 1, 2, 3$ ó 4)
- r : radio del conductor, en cm
- r' : radio ficticio del conductor, en cm
- d : distancia entre conductores del haz de una fase, en cm



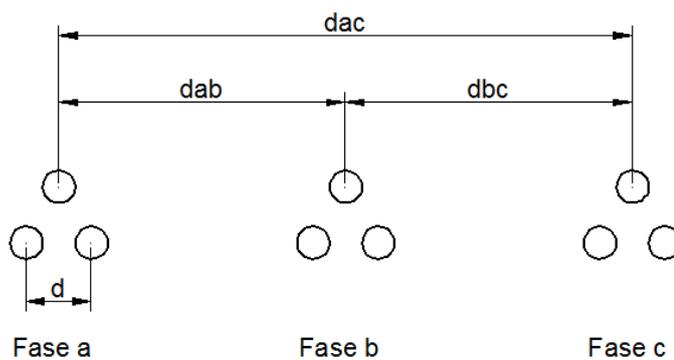
Disposición Horizontal, un conductor por fase, $h=1$ (Simplex)

Fig. 02: Configuración simplex



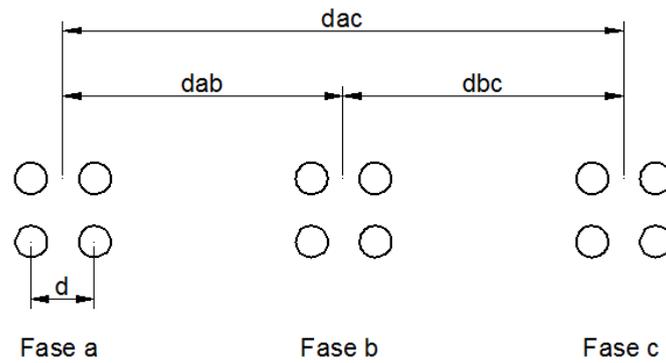
Disposición Horizontal, dos conductores por fase, $h=2$ (dúplex)

Fig. 03: Configuración dúplex



Disposición Horizontal, tres conductores por fase, $h=3$ (tríplex)

Fig. 04: Configuración tríplex



Disposición Horizontal, cuatro conductores por fase, h=4 (cuadrúplex)

Fig. 05: Configuración cuadrúplex

Reactancia inductiva

La reactancia inductiva se determina por:

$$X_u = 2\pi f L_u \quad \Omega/\text{km} \quad (9)$$

Dónde:

f : 60 Hz, frecuencia eléctrica

L_u : Inductancia por unidad de longitud de la línea, en H/km.fase

C) Capacitancia del conductor

Al fenómeno eléctrico, que ocurre por la diferencia de potencial entre conductores, genera un campo eléctrico entre dichos conductores en el que se determina una constante de proporcionalidad entre la carga eléctrica y la tensión, a la cual se denomina *Conductancia eléctrica*.

(Barrero, 2004) Establece que la Capacitancia depende indirectamente del logaritmo neperiano de la razón entre la Distancia Media Geométrica (DMG) entre los conductores trifásicos y del Radio Medio Geométrico (R_h) del conductor. Se muestra a continuación una ecuación general adaptada y modificada de la capacitancia eléctrica para una línea de transmisión trifásica en haz (uno o varios conductores por fase) y con una simple terna:

$$C_u = \frac{55,63 \times 10^{-9}}{\text{Ln} \left(\frac{DMG}{R_h} \right)} \quad (10)$$

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ab} d_{bc} d_{ca}} \quad (11)$$

$$R_h = r \quad \text{Para } h = 1, \text{ simplex} \quad (12)$$

$$R_h = (r d)^{1/2} \quad \text{Para } h = 2, \text{ dúplex} \quad (13)$$

$$R_h = (r d^2)^{1/3} \quad \text{Para } h = 3, \text{ tríplex} \quad (14)$$

$$R_h = (\sqrt{2} r d^3)^{1/4} \quad \text{Para } h = 4, \text{ cuádruplex} \quad (15)$$

Dónde:

C_u : capacitancia por unidad de longitud de la línea, en F/km.
fase

DMG : Distancia Media Geométrica de los conductores trifásicos,
en cm

R_h : Radio Medio Geométrico del haz de conductores, en cm

d_{ab} : distancia entre fases a y b, en cm

d_{ab} : distancia entre fases a y b, en cm

d_{bc} : distancia entre fases b y c, en cm

d_{ca} : distancia entre fases c y a, en cm

h : número de conductores por fase en haz ($h= 1, 2, 3$ ó 4)

r : radio del conductor, en cm

d : distancia entre conductores del haz de una fase, en cm

Susceptancia capacitiva

La susceptancia capacitiva se determina por:

$$B_u = 2\pi f C_u \quad \text{S/km-fase} \quad (16)$$

Dónde:

f : 60 Hz, frecuencia eléctrica

C_u : capacitancia por unidad de longitud de la línea, en F/km.fase

D) Conductancia en los aisladores

(Barrero, 2004) indica que en las líneas aéreas, la conductancia en los aisladores es un parámetro difícil de precisar, por su naturaleza. Depende en gran medida de la suciedad de los aisladores, del grado de humedad y salinidad del ambiente y de la presión atmosférica principalmente. Como idea de órdenes de magnitud pueden ser útiles en líneas aéreas y para tensiones superiores a los 120 kV los datos siguientes:

- Ambiente seco, $G_u =$ de 1×10^{-8} a 10×10^{-8} S/km-fase
- Ambiente húmedo, $G_u =$ hasta 30×10^{-8} S/km-fase

Por ello en diseño de líneas de transmisión de potencia es normal despreciar el efecto de conductancia en los aisladores por su escasa importancia en lo que respecta a la caída de tensión en la línea y, sobre todo, por su difícil determinación. Por lo tanto se considerara para los aisladores:

$$G_u = 0 \text{ S/Km-Fase}$$

E) Efecto corona

(Barrero, 2004) Indica que el efecto corona consiste en la ionización del aire en las zonas cercanas a los conductores de las líneas eléctricas como consecuencia de que la intensidad de campo eléctrico supera un determinado valor. Cuando la tensión de servicio (nominal) supera el valor denominado *tensión crítica disruptiva* o *tensión umbral*, se inicia el fenómeno que se manifiesta en un ruido audible de crepitación. Con valores más elevados, el fenómeno se hace visible a la *tensión crítica visual*, apareciendo una tenue corona violácea acompañada de formación de ozono.

Se muestra a continuación una ecuación general adaptada y modificada de la fórmula de F. W. Peek, allá por el año 1910, para calcular la tensión crítica disruptiva mencionada en (Barrero, 2004):

$$U_{cb} = 21,1 k_1 k_2 \delta h r \operatorname{Ln} \left(\frac{DMG}{R_h} \right) \quad (17)$$

$$U_{cm} = 0,8 U_{cb} \quad (\text{Galeas, 2010}) \quad (18)$$

$$p_b = \frac{76}{10^{\left(\frac{a}{18336}\right)}} \quad (\text{Galeas, 2010}) \quad (19)$$

$$\delta = \frac{(273 + 25) p_b}{(273 + \theta) 76} \quad (20)$$

Dónde:

- U_{cb} : valor eficaz de la tensión crítica disruptiva fase-neutro para clima bueno, en kV
- U_{cm} : valor eficaz de la tensión crítica disruptiva fase-neutro para clima malo, en kV
- 21,1 : valor eficaz de la rigidez dieléctrica del aire, en kV/cm
- k_1 : coeficiente de rugosidad de conductor (0,91 – 0,98)
- k_2 : factor de cableado (0,8 – 0,87)
- δ : factor de corrección de la densidad del aire
- h : número de conductores del haz (1, 2, 3, ó 4)
- r : radio del conductor, en cm
- a : altura máxima de la zona por donde pasa la línea, en msnm
- p_b : presión barométrica, en cm.Hg
- θ : temperatura del ambiente, en °C

Perdida de potencia por efecto corona

Las pérdidas de potencia producidas por efecto corona se puede evaluar mediante la ecuación adaptada de (Barrero, 2004):

Para clima bueno:

Si $U_R > U_{cb}$ entonces Existe Efecto Corona, se debe usar:

$$P_{cb} = \frac{244}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{R_h}{DMG}} (U_R - U_{cb})^2 \times 10^{-5} \quad (21)$$

Si $U_R < U_{cb}$ entonces No Existe Efecto Corona, se debe usar:

$$P_{cb} = 0$$

Para clima malo:

Si $U_R > U_{cm}$ entonces Existe Efecto Corona, se debe usar:

$$P_{cm} = \frac{244}{\delta} (f + 25) \sqrt{\frac{R_h}{DMG}} (U_R - U_{cm})^2 \times 10^{-5} \quad (22)$$

Si $U_R < U_{cm}$ entonces No Existe Efecto Corona, se debe usar:

$$P_{cm} = 0$$

Dónde:

P_{cb} : Potencia perdida activa por efecto corona en clima bueno,
en kW/km-fase

P_{cm} : Potencia perdida activa por efecto corona en clima malo,
en kW/km-fase

f : frecuencia, en Hz

U_{cb} : valor eficaz de la tensión critica disruptiva fase-neutro
para clima bueno, en kV

U_{cm} : valor eficaz de la tensión critica disruptiva fase-neutro
para clima malo, en kV

Pérdida total de potencia activa por Efecto Corona:

$$P_c = P_{cb} + P_c m \quad (23)$$

F) Conductancia por efecto corona

La potencia perdida por efecto corona es:

$$P_c = R_c I_c^2 \quad (24)$$

Dónde:

$$R_c = \frac{1}{G_u} \quad (25)$$

$$U_R = I_c R_c \quad (26)$$

Luego reemplazando y ordenando, la conductancia por efecto corona se determina por:

$$G_u = \frac{P_c}{U_R^2} \times 10^{-3} \quad (27)$$

Dónde:

G_u : Conductancia por Efecto Corona, en S/km-Fase

U_R : Tensión nominal fase-neutro, en kV

2.2 CRITERIO PARA SELECCIÓN DE MODELOS DE LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

(Grainger & Stevenson Jr, 1996) Señala que para líneas de Transmisión (alta tensión) y 60 Hz de frecuencia eléctrica se considera lo siguiente:

- Modelo de Línea Corta: cuando la longitud de la línea es menor de 80 km.
- Modelo de Línea Media: cuando la longitud de la línea varía de 80 km a 250 km.
- Modelo de Línea Larga: cuando la longitud de línea es mayor de 250 km.

2.3 MODELO GENERAL EXACTO DE LINEA LARGA

(Barrero, 2004) Establece las relaciones entre la tensión e intensidad a lo largo de la línea de transmisión larga. El estudio se centra en el régimen permanente senoidal equilibrado; por ello se lleva a cabo un análisis por fase utilizando fasores e impedancias complejas.

Sea los parámetros eléctricos por unidad de longitud de la línea de transmisión:

R_u : Resistencia Serie

X_u : Reactancia Inductancia Serie

G_u : Conductancia Paralelo

B_u : Susceptancia Capacitancia Paralelo

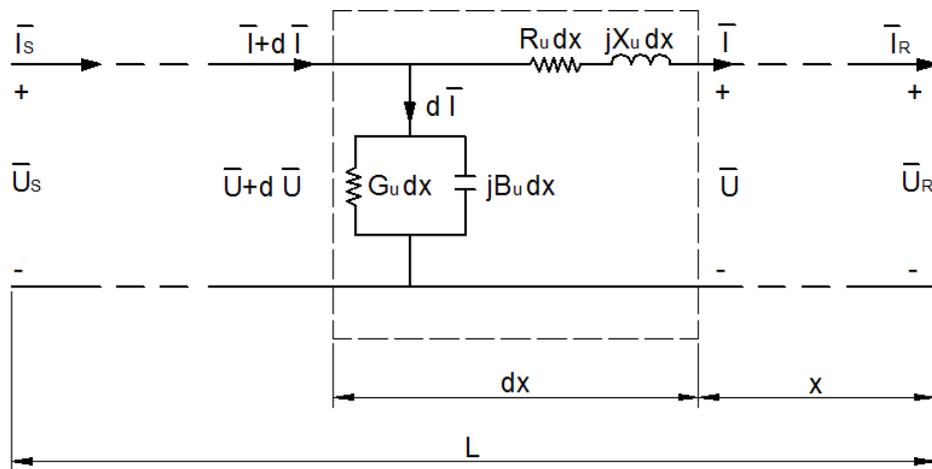


Fig. 06. Equivalente monofásico de una línea de transmisión larga con parámetros distribuidos

Fuente: Figura adaptada de (Barrero, 2004)

La impedancia longitudinal por unidad de longitud es:

$$\bar{Z}_u = R_u + jX_u \quad (28)$$

La admitancia transversal o paralela o en derivación por unidad de longitud es:

$$\bar{Y}_u = G_u + jB_u \quad (29)$$

De la figura anterior se muestra el circuito equivalente por fase. Considérese una sección elemental se observa dx a una distancia x del extremo receptor. Para esta

sección dx el valor de la impedancia será $\bar{Z}_u dx$ y el de la admitancia $\bar{Y}_u dx$. Mediante las leyes de Kirchhoff (LTK y LCK) se obtienen las relaciones siguientes entre las variables eléctricas:

$$d\bar{U} = \bar{Z}_u dx \bar{I} \quad (30)$$

$$d\bar{I} = \bar{Y}_u dx (\bar{U} + d\bar{U}) \approx \bar{Y}_u dx \bar{U} \quad (31)$$

Donde se han despreciado infinitésimos de segundo orden (producto de cantidades diferenciales). Derivando de nuevo a cada una de las ecuaciones anteriores, sustituyendo la otra en el resultado y operando, se obtienen dos ecuaciones diferenciales lineales de segundo orden homogéneo independientes:

$$\frac{d^2\bar{U}}{dx^2} = \bar{\gamma}^2 \bar{U} \quad (32)$$

$$\frac{d^2\bar{I}}{dx^2} = \bar{\gamma}^2 \bar{I} \quad (33)$$

Resolviendo estas ecuaciones, se pueden expresar en forma compacta como sigue:

$$\begin{bmatrix} \bar{U} \\ \bar{I} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\bar{\gamma} x) & \bar{Z}_c \sinh(\bar{\gamma} x) \\ \frac{1}{\bar{Z}_c} \sinh(\bar{\gamma} x) & \cosh(\bar{\gamma} x) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{U}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (34)$$

Dónde:

$$\bar{\gamma} = \sqrt{\bar{Z}_u \bar{Y}_u} \text{ es la constante de propagación.} \quad (35)$$

$$\bar{Z}_c = \sqrt{\bar{Z}_u / \bar{Y}_u} \text{ es la impedancia característica o natural de la línea} \quad (36)$$

En el caso particular de $x=L$, las ecuaciones anteriores dan las relaciones entre las variables eléctricas tensión e intensidad en los terminales de la línea (extremo emisor \bar{U}_S e \bar{I}_S y extremo receptor \bar{U}_R e \bar{I}_R) como:

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \cosh(\bar{\gamma} l) & \bar{Z}_c \operatorname{senh}(\bar{\gamma} l) \\ \frac{1}{\bar{Z}_c} \operatorname{senh}(\bar{\gamma} l) & \cosh(\bar{\gamma} l) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{U}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (37)$$

Esta es la relación matricial entre las variables eléctricas de entrada y salida de un cuadripolo en la forma de Parámetros de Transmisión o Constantes Generalizadas ABCD tiene la siguiente forma:

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{A} & \bar{B} \\ \bar{C} & \bar{D} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{U}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (38)$$

Dónde:

$$\bar{A} = \bar{D} = \cosh(\bar{\gamma} l) \quad (39)$$

$$\bar{B} = \bar{Z}_c \operatorname{senh}(\bar{\gamma} l) \quad (40)$$

$$\bar{C} = \frac{1}{\bar{Z}_c} \operatorname{senh}(\bar{\gamma} l) \quad (41)$$

Obsérvese que $\bar{A} = \bar{D}$ y $\bar{A}\bar{D} - \bar{B}\bar{C} = 1$ como corresponde a un cuadripolo pasivo y simétrico.

2.4 MODELO DE LINEA MEDIA: CIRCUITO π EQUIVALENTE

(Glover & Sarma, 2004) y (Barrero, 2004) manifiestan que resulta conveniente representar las características en las terminales de una línea de transmisión por un circuito π equivalente. Este circuito π equivalente es idéntico en estructura al circuito π nominal. Lo que la diferencia es que en el circuito π equivalente se

utilizan los parámetros distribuidos y en el circuito π nominal se utilizan los parámetros en forma concentrada y que con ayuda de la computación es recomendable utilizar el circuito π equivalente para líneas de longitudes medias y largas.

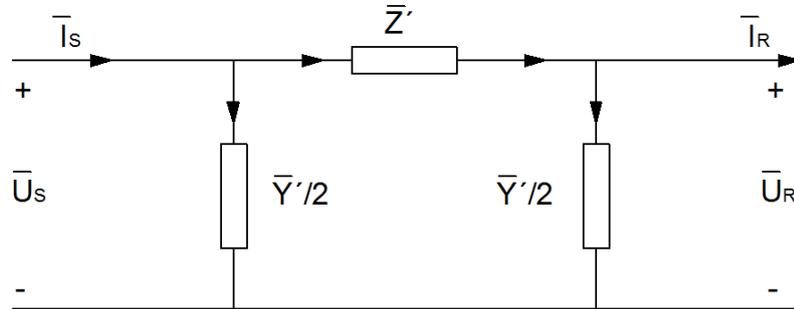


Fig. 07. Circuito equivalente π de una línea de transmisión con parámetros distribuidos

Fuente: Figura adaptada de (Barrero, 2004)

(Barrero, 2004) establece que las ecuaciones que relacionan las variables eléctricas de entrada \bar{U}_S e \bar{I}_S en función de las de salida \bar{U}_R e \bar{I}_R para el modelo del circuito π equivalente aplicando la Ley de Tensiones de Kirchhoff (LTK)

$$\bar{U}_S = \bar{Z}' \left(\bar{I}_R + \frac{\bar{Y}'}{2} \bar{U}_R \right) + \bar{U}_R \quad (42)$$

Aplicando la Ley de Corrientes de Kirchhoff

$$\bar{I}_S = \frac{\bar{Y}'}{2} \bar{U}_S + \bar{I}_R + \frac{\bar{Y}'}{2} \bar{U}_R \quad (43)$$

Si se expresa en forma de parámetros generalizados de transmisión ABCD se tiene lo siguiente:

$$\begin{bmatrix} \bar{U}_S \\ \bar{I}_S \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \left(1 + \frac{\bar{Z}' \bar{Y}'}{2} \right) & \bar{Z}' \\ \bar{Y}' \left(1 + \frac{\bar{Z}' \bar{Y}'}{4} \right) & \left(1 + \frac{\bar{Z}' \bar{Y}'}{2} \right) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \bar{U}_R \\ \bar{I}_R \end{bmatrix} \quad (44)$$

Siendo:

$$\bar{U}_S = \bar{A}' \bar{U}_R + \bar{B}' \bar{I}_R \quad (45)$$

$$\bar{I}_S = \bar{C}' \bar{U}_R + \bar{D}' \bar{I}_R \quad (46)$$

Dónde:

$$\bar{Z}' = \bar{Z}_c \operatorname{senh}(\bar{\gamma} l) \quad (47)$$

$$\bar{Y}' = \frac{2}{\bar{Z}_c} \tanh(\bar{\gamma} l/2) \quad (48)$$

$$\bar{A}' = \bar{D}' = \left(1 + \frac{\bar{Z}' \bar{Y}'}{2}\right) \quad (49)$$

$$\bar{B}' = \bar{Z}' \quad (50)$$

$$\bar{C}' = \bar{Y}' \left(1 + \frac{\bar{Z}' \bar{Y}'}{4}\right) \quad (51)$$

2.5 CRITERIO DE OPERACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION

REGULACION DE LA TENSION

(Glover & Sarma, 2004) define a la Regulación de la Tensión como al cambio en la tensión en el extremo receptor de la línea cuando la carga varia de un vacío hasta una carga plena especificado, con un factor de potencia especificado, mientras la tensión en el emisor se mantiene constante. Cuando las tensiones en la línea se mantienen dentro de una tolerancia de $\pm 5\%$ de la nominal, lo que corresponde a

una regulación de la tensión de alrededor de 10%, no se encuentran problemas de operación:

$$\%RT = \frac{(V_{REV} - V_R)}{V_R} \times 100\% \quad (52)$$

Dónde:

V_{REV} : magnitud de la tensión en el extremo receptor en vacío (kV)

V_R : magnitud de la tensión en el extremo receptor con carga (kV)

LIMITE TERMICO

(Glover & Sarma, 2004) Manifiesta que la capacidad de carga para **líneas cortas** (menores de 80 km de longitud) suele determinarse por el límite térmico. La temperatura máxima de un conductor determina su límite térmico. La temperatura del conductor afecta a la flecha entre las torres (apoyos) y la pérdida de resistencia a la tracción del mismo debido al recocido del material. Si la temperatura es demasiada elevada, puede que se tengan los espacios libres prescritos del conductor al suelo, o bien que se sobrepase el límite elástico del conductor en tal forma que no pueda contraerse a su longitud original cuando se enfríe. La temperatura del conductor depende de la magnitud de la corriente y de su duración, así como de la temperatura ambiente, la velocidad de viento y las condiciones en la superficie del propio conductor. En las tablas de los fabricantes de conductores se determina la capacidad de corriente que determina el límite térmico.

LIMITE DE CAIDA DE TENSION

(Glover & Sarma, 2004) Manifiesta que para **líneas medias** (de 80 km hasta 300 km de longitud), la capacidad de carga a menudo se determina por límite de caída de tensión. Aun cuando, en algunos casos, se pueden tolerar caídas de tensión más severas, una práctica segura de operación se considera una línea intensamente cargada con $V_R / V_S \geq 0,95$.

LIMITE DE ESTABILIDAD EN ESTADO ESTACIONARIO

(Glover & Sarma, 2004) manifiesta que para **líneas largas** (mayores de 300 km), la estabilidad en estado estacionario se convierte en un factor limitante. La estabilidad

se refiere a la capacidad de las maquinas síncronas, en cualquiera de los extremos de la línea, para mantenerse en sincronismo.

En el Límite de Estabilidad en Estado Estacionario Teórico el ángulo de desfase δ entre \bar{V}_S y \bar{V}_R debe menor o igual a 90° del desplazamiento angular máximo.

En el Límite de Estabilidad en Estado Estacionario Practico el ángulo de desfase δ entre \bar{V}_S y \bar{V}_R debe estar por debajo de 30° a 35° del desplazamiento angular máximo.

LIMITE DE PERDIDA DE POTENCIA

(Galeas, 2010) manifiesta que el límite de perdida de potencia no está normado pero recomienda que la perdida de potencia sea menor a 3%.

CAPITULO III

MATERIAL Y METODOS

Los materiales utilizados para esta tesis son las características técnicas de los conductores de la línea de transmisión del tipo **AAAC** (All Aluminun Alloy Conductor: Todos los Conductores son de Aleación de Aluminio), así como también se utilizó la base de datos de los flujos de potencia y diagrama unifilar del Sistema Eléctrico de Potencia de la empresa Hibrandina S.A. con respecto de la S.E. Paramonga Nueva, S.E. 09 de Octubre y de la S.E. Huarmey se identificó lo siguiente:

3.1 DESCRIPCION DEL ESCENARIO ACTUAL “A” DE LA LT

- Tensión de línea nominal: 66 kV
- Sección del conductor: AAAC 127 mm²
- Una terna simple (t=1)
- Un conductor por fase (h=1)
- Flujos de Potencia total en el Receptor:
 - Máxima Demanda: 6,8832 MW
 - Factor de Potencia: 0,90
 - Caída de Tensión: 6,182%
 - Perdida de Potencia: 4,403%
 - Esta Máxima Demanda de Potencia está ocasionando pérdidas de potencia activa mayores al 3% y caída de tensión mayores al 5%, la cual no cumple con el CNE Suministro 2011.

Debido a la proyección de la Máxima Demanda Futura y como alternativas de solución del problema de caída de tensión y de pérdidas de potencia activa se planteó los escenarios proyectados siguientes:

3.2 DESCRIPCION DEL ESCENARIO PROYECTADO “B.1” DE LA LT

- Tensión de línea nominal: 66 kV
- Cambio de Sección de conductor: AAAC 240 mm²
- Una terna (t=1)
- Un conductor por fase (h=1)
- Flujo de Potencia total en el Receptor
 - Máxima Demanda: 7,76 MW
 - Factor de potencia: 0,90

3.3 DESCRIPCION DEL ESCENARIO PROYECTADO “B.2” DE LA LT

- Tensión de línea nominal: 66 kV
- Cambio de Sección de conductor: AAAC 240 mm²
- Una terna (t=1)
- Cambio a dos conductores por fase (h=2)
- Flujo de Potencia total en el Receptor
 - Máxima Demanda: 12,65 MW
 - Factor de Potencia: 0,90

3.4 DESCRIPCION DEL ESCENARIO PROYECTADO “C” DE LA LT

- Cambio de Tensión Nominal de línea: 138 kV
- Cambio de Sección de conductor: AAAC 200 mm²
- Una terna (t=1)
- Un conductor por fase (h=1)
- Flujo de Potencia total en el Receptor
 - Máxima Demanda: 30 MW
 - Factor de Potencia: 0,90

Se utilizó el Método de Modelo de Línea Media con Circuito π Equivalente para cada una de los Escenarios descritos anteriormente, para ello se calculó los parámetros eléctricos de la línea de transmisión, la caída de tensión y la pérdida de potencia teniendo en cuenta el Límite Térmico, Límite de Caída de Tensión, Regulación de Tensión y el Límite de Estabilidad en Estado Estacionario Practico. Además se utilizó la base de datos de flujos de potencia de la S.E. Paramonga Nueva, S.E. 09 de Octubre y de la S.E. Huarmey. También se utilizó el programa libre EES versión comercial 6.833 para los cálculos eléctricos.

CAPITULO IV

RESULTADOS Y DISCUSION

4.1 ESCENARIO ACTUAL "A" DE LA L.T.

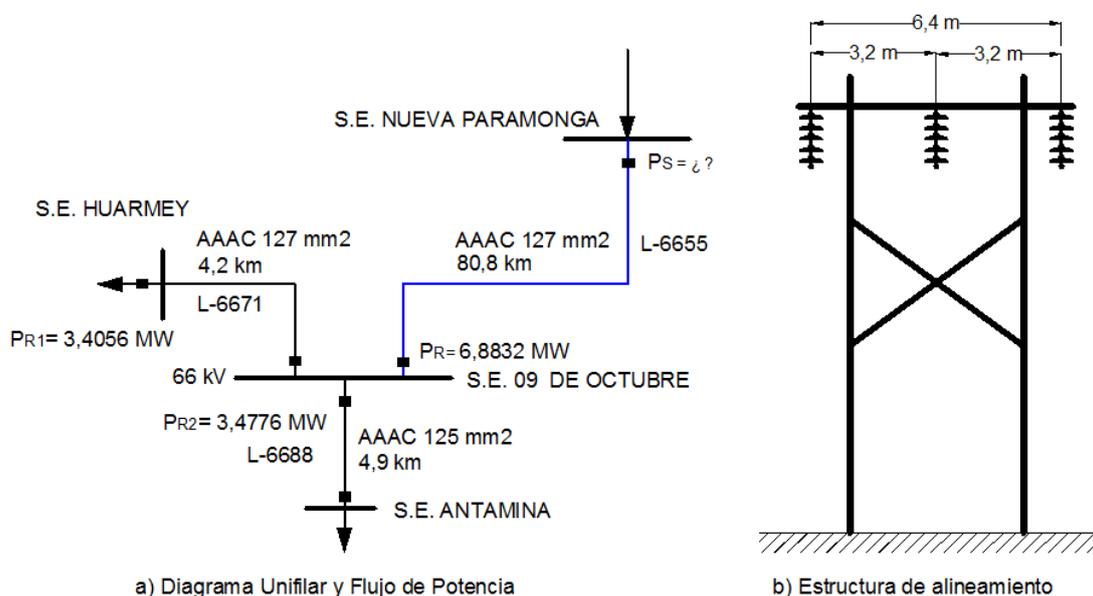


Fig. 08: Esquema del Escenario Actual "A" (66kV, 127 mm², una terna, un conductor por fase)

4.1.1 DATOS Y PARAMETROS DEL ESCENARIO ACTUAL "A"

Configuración de Línea:

- Tensión de Línea Nominal: 66 kV
- Longitud de Línea: 80,8 km
- Número de Ternas:
 - t = 1 Simple
- Número de conductores por fase:
 - h = 1
- Disposición de conductores: Horizontal
- Distancia entre fases:
 - dab = 3,2 m
 - dbc = 3,2 m

- $d_{ac} = 6,4 \text{ m}$
- Temperatura de operación de la línea: 70°C
 - (Galeas, 2010) indica que la temperatura de operación de la línea debe considerarse entre 65°C y 75°C .
- Temperatura promedio ambiente anual para Paramonga: $18,8^{\circ}\text{C}$
 - Fuente: Climate-Data.Org (<https://es.climate-data.org/location/29357/>)
- Altura promedio sobre el nivel del mar para Paramonga: 18 m.s.n.m
 - Fuente: Climate-Data.org (<https://es.climate-data.org/location/29357/>)

Características del conductor:

- Fabricante : CENTELSA
- Código: ALLIANCE
- Sección real: $S = 126,7\text{mm}^2$
- Sección nominal: 127 mm^2
- Diámetro Exterior: $D_{\text{ext}} = 14,57 \text{ mm}$
- Numero de hilos: 19
- Resistencia eléctrica DC: $R_{20^{\circ}\text{C}} = 0,264 \Omega/\text{km}$
- Capacidad de corriente: 351 A
(Capacidad de corriente a temperatura ambiente de 40°C y temperatura del conductor de 80°C)
- Coeficiente de corrección de la resistencia por temperatura del aluminio y sus derivados: $\alpha = 0,0036 \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$; fuente: (DGE, 2003)
- Coeficiente de rugosidad de conductor: $k_1 = 0,98$
- Factor de cableado: $k_2 = 0,87$

Calculo de la resistencia eléctrica:

Reemplazando datos en la ecuación (1)

$$R_u = \frac{R_{20^{\circ}\text{C}}}{h} (1 + \alpha \Delta T)$$

$$R_u = \frac{0,264}{1} x(1 + 0,0036x(70 - 20))$$

$$R_u = 0,3115 \text{ } \Omega/\text{km-fase}$$

Calculo de la Distancia Media Geométrica

Reemplazando datos en la ecuación (3)

$$DMG = \sqrt[3]{d_{ab} d_{bc} d_{ca}}$$

$$DMG = \sqrt[3]{3,2x3,2x6,4}$$

$$DMG = 4,0317 \text{ m} = 403,17 \text{ cm}$$

Radio del conductor

$$r = \frac{D_{ext}}{2} = \frac{14,57}{2} = 7,285 \text{ mm} = 0,7285 \text{ cm}$$

Radio ficticio del conductor

Reemplazando datos en la ecuación (4)

$$r' = e^{-\frac{1}{4}} r = 0,7788x0,7285 = 0,5674 \text{ cm}$$

Calculo de la inductancia

Reemplazando datos en las ecuaciones (5) y (2)

$$R'_h = r' \quad \text{Para } h = 1, \text{ simplex}$$

$$L_u = 2x10^{-4} \text{ Ln} \left(\frac{DMG}{R'_h} \right)$$

$$L_u = 2 \times 10^{-4} \ln \left(\frac{403,17}{0,5674} \right)$$

$$L_u = 1,3132 \times 10^{-3} \text{ H/km-fase}$$

Calculo de la capacitancia

Reemplazando datos en las ecuaciones (12) y (10)

$$R_h = r \quad \text{Para } h = 1, \text{ simplex}$$

$$C_u = \frac{55,63 \times 10^{-9}}{\ln \left(\frac{DMG}{R_h} \right)}$$

$$C_u = \frac{55,63 \times 10^{-9}}{\ln \left(\frac{403,17}{0,7285} \right)}$$

$$C_u = 8,808 \times 10^{-9} \text{ F/km-fase}$$

Calculo de Presión barométrica del medio ambiente

Reemplazando datos en la ecuación (19)

$$p_b = \frac{76}{10 \left(\frac{a}{18336} \right)}$$

$$p_b = \frac{76}{10 \left(\frac{18}{18336} \right)}$$

$$p_b = 75,83 \text{ cmHg}$$

Calculo de la densidad relativa

Reemplazando datos en la ecuación (20)

$$\delta = \frac{(273 + 25) p_b}{(273 + \theta)76}$$

$$\delta = \frac{(273 + 25)x75,83}{(273 + 1,8)x76}$$

$$\delta = 1,019$$

Calculo de Tensión Critica Disruptiva en Clima bueno

Reemplazando datos en la ecuación (17)

$$U_{cb} = 21,1 k_1 k_2 \delta h r Ln \left(\frac{DMG}{R_h} \right)$$

$$R_h = r \quad \text{Para } h = 1, \text{ simplex}$$

$$U_{cb} = 21,1x0,98x0,87x1,019x1x0,7285xLn \left(\frac{403,17}{0,7285} \right)$$

$$U_{cb} = 84,35 \text{ kV}$$

Tensión de fase

$$U_R = \frac{66}{\sqrt{3}} = 38,11 \text{ kV}$$

Como $U_R < U_{cb}$ entonces no hay Efecto Corona para clima bueno. Ecuación (21)

Por lo tanto:

$$P_{cb} = 0 \text{ kW/km-fase}$$

Calculo de Tensión Critica Disruptiva en Clima malo

Reemplazando datos en la ecuación (18)

$$U_{cm} = 0,8 U_{cb}$$

$$U_{cm} = 0,8 \times 84,35$$

$$U_{cm} = 67,48 \text{ kV}$$

Como $U_R < U_{cm}$ entonces no hay efecto Corona para clima malo. Ecuación (22)

Por lo tanto:

$$P_{cm} = 0 \text{ kW/km-fase}$$

Perdida de Potencia Total por efecto Corona

Reemplazando datos en la ecuación (23)

$$P_c = P_{cb} + P_{cm} = 0 \text{ kW/km-fase}$$

Conductancia por efecto corona:

Reemplazando datos en la ecuación (27)

$$G_u = \frac{P_c}{U_R^2} \times 10^{-3}$$

$$G_u = \frac{0}{38,11^2} \times 10^{-3} = 0 \text{ S/km-fase}$$

Calculo de reactancia inductiva:

Reemplazando datos en la ecuación (9)

$$X_u = 2\pi f L_u$$

$$X_u = 2\pi \times 60 \times 1,3132 \times 10^{-3}$$

$$X_u = 0,4951 \text{ } \Omega/\text{km-fase}$$

Calculo de susceptancia capacitiva:

Reemplazando datos en la ecuación (16)

$$B_u = 2\pi f C_u$$

$$B_u = 2\pi \times 60 \times 8,808 \times 10^{-9}$$

$$B_u = 3,32 \times 10^{-6} \text{ S/km-fase}$$

Calculo de impedancia serie:

En forma rectangular

Reemplazando datos en la ecuación (28)

$$\bar{Z}_u = R_u + jX_u$$

$$\bar{Z}_u = 0,3115 + j0,4951 \text{ } \Omega/\text{km-fase}$$

En forma polar

$$\bar{Z}_u = 0,5849 \angle 57,82^\circ \text{ } \Omega/\text{km-fase}$$

Calculo de admitancia derivación:

En forma rectangular

Reemplazando datos en la ecuación (29)

$$Y_u = G_u + jB_u$$

$$\bar{Y}_u = 0 + 3,32 \times 10^{-6} \text{ S/km-fase}$$

En forma polar

$$\bar{Y}_u = 3,32 \times 10^{-6} \angle 90^\circ \text{ S/km-fase}$$

Calculo de Impedancia Característica:

Reemplazando datos en la ecuación (36)

$$\bar{Z}_c = \sqrt{\frac{\bar{Z}_u}{\bar{Y}_u}}$$

$$\bar{Z}_c = \sqrt{\frac{0,5849 \angle 57,82^\circ}{3,32 \times 10^{-6} \angle 90^\circ}}$$

$$\bar{Z}_c = 419,73 \angle -16,09^\circ \Omega$$

Calculo de Constante de propagación:

Reemplazando datos en la ecuación (35)

$$\bar{\gamma} = \sqrt{\bar{Z}_u \bar{Y}_u}$$

$$\bar{\gamma} = \sqrt{(0,5849 \angle 57,82^\circ)(3,32 \times 10^{-6} \angle 90^\circ)}$$

$$\bar{\gamma} = 1,3935 \times 10^{-3} \angle 73,91^\circ \text{ 1/km}$$

De los datos obtenidos de los registradores de potencia de las subestaciones para el día 30/01/13 a las 20:15 horas se registra la máxima potencia de operación siguiente:

- Potencia del Receptor 1: S.E. Huarmey - Línea de transmisión L-6671:

$$P_{R1} = 3,4056 \text{ MW}$$

- Potencia del Receptor 2: S.E. Antamina - Línea de transmisión L-6688:

$$P_{R2} = 3,4776 \text{ MW}$$

- Potencia Total Recibida: S.E. 09 de Octubre:

$$P_R = P_{R1} + P_{R2} = 3,4056 + 3,4776 = 6,8832 \text{ MW}$$

A continuación se calculó la caída de tensión y la pérdida de potencia de la línea L-6655 desde la S.E. Nueva Paramonga hasta la S.E. 09 de Octubre (Huarmey Puerto) con una longitud de línea de 80,8 km, para la cual se considera como una línea de longitud media, utilizando el método de modelo de línea media con circuito π equivalente:

La potencia en el extremo receptor

$$P_R = 6,8832 \text{ MW}$$

La tensión de línea en el extremo receptor

$$\bar{V}_R = 66 \angle 0^\circ \text{ kV}$$

La tensión de fase en el extremo receptor

$$\bar{U}_R = \frac{V_R \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} = \frac{66 \times 1000 \angle 0^\circ}{\sqrt{3}} = 38105,12 \angle 0^\circ \text{ V}$$

El factor de potencia de la carga o receptor para diseño de línea de transmisión se considera según (Galeas, 2010)

$$\cos \phi_R = 0,9$$

$$\phi_R = 25,84^\circ$$

La intensidad de corriente en el extremo Receptor

$$\bar{I}_R = \frac{P_R \angle -\phi_R}{\sqrt{3} V_R \cos \phi_R} = \frac{6,8832 \times 1000 \angle -25,84^\circ}{\sqrt{3} \times 66 \times 0,9}$$

$$\bar{I}_R = 66,90 \angle -25,84^\circ \text{ A}$$

Impedancia equivalente

Reemplazando datos en la ecuación (47)

$$\bar{Z}' = \bar{Z}_c \operatorname{Senh}(L \bar{\gamma})$$

$$\bar{Z}' = (419,73 \angle -16,09^\circ) \times \operatorname{Senh}(80,8 \times (1,3935 \times 10^{-3} \angle 73,91^\circ))$$

$$\bar{Z}' = 47,18 \angle 57,88^\circ \Omega$$

Admitancia equivalente

Reemplazando datos en la ecuación (48)

$$\bar{Y}' = \frac{2 \operatorname{Tanh}\left(\frac{L \bar{\gamma}}{2}\right)}{\bar{Z}_c}$$

$$\bar{Y}' = \frac{2 \operatorname{Tanh}\left(\frac{80,8 \times (1,3935 \times 10^{-3} \angle 73,91^\circ)}{2}\right)}{419,73 \angle -16,09^\circ}$$

$$\bar{Y}' = 268,5 \times 10^{-6} \angle 89,97^\circ \text{ S}$$

$$\bar{Y}'/2 = 134,25 \times 10^{-6} \angle 89,97^\circ \text{ S}$$

Tensión de fase en el emisor:

Reemplazando en las ecuaciones (45), (49) y (50)

$$\bar{U}_S = \bar{A}' \bar{U}_R + \bar{B}' \bar{I}_R$$

Dónde:

$$\bar{A}' = \left(1 + \frac{\bar{Z}' \bar{Y}'}{2} \right) = \left(1 + \frac{(47,18 \angle 57,88^\circ)(268,5 \times 10^{-6} \angle 89,97^\circ)}{2} \right)$$

$$\bar{A}' = 0,9946 \angle 0,1941^\circ$$

$$\bar{B}' = \bar{Z}' = 47,18 \angle 57,88^\circ$$

$$\bar{U}_S = (0,9946 \angle 0,1941^\circ)(38105,12 \angle 0^\circ) + (47,18 \angle 57,88^\circ)(66,90 \angle -25,84^\circ)$$

$$\bar{U}_S = 40616 \angle 2,544^\circ \text{ V}$$

La tensión de línea en el extremo emisor

$$\bar{V}_S = \frac{\sqrt{3} \bar{U}_S}{1000}$$

$$\bar{V}_S = \frac{\sqrt{3} \times 40616 \angle 2,544^\circ}{1000}$$

$$\bar{V}_S = 70,35 \angle 2,544^\circ \text{ kV}$$

La intensidad de corriente en el extremo emisor

Reemplazando datos en la ecuación (46), (51) y (49)

$$\bar{I}_S = \bar{C}' \bar{U}_R + \bar{D}' \bar{I}_R$$

Dónde:

$$\bar{C} = \bar{Y}' \left(1 + \frac{\bar{Z}' \bar{Y}'}{4} \right)$$

$$\bar{C} = (268,5 \times 10^{-6} \angle 89,97^\circ) \left(1 + \frac{(47,18 \angle 57,88^\circ)(268,5 \times 10^{-6} \angle 89,97^\circ)}{4} \right)$$

$$\bar{C} = 267,8 \times 10^{-6} \angle 90,06^\circ$$

$$\bar{D} = \bar{A} = \left(1 + \frac{\bar{Z}' \bar{Y}'}{2} \right) = 0,9946 \angle 0,1941^\circ$$

$$\bar{I}_S = (47,18 \angle 57,88^\circ)(38105,12 \angle 0^\circ) + (0,9946 \angle 0,1941^\circ)(66,90 \angle -25,84^\circ)$$

$$\bar{I}_S = 62,79 \angle -17,23^\circ \text{ A}$$

El ángulo de fase de la corriente en el extremo emisor

$$\phi_S = \phi_{V_S} + \phi_{I_S} = 2,544^\circ + |-17,23^\circ|$$

$$\phi_S = 19,77^\circ$$

El factor de potencia para en el extremo emisor

$$\cos \phi_S = 0,94$$

La potencia activa en el extremo emisor

$$P_S = \sqrt{3} V_S I_S \cos \phi_S$$

$$P_S = \frac{\sqrt{3} \times 70,35 \times 62,79 \times 0,94}{1000}$$

$$P_S = 7,2 \text{ MW}$$

La caída de tensión en la línea de tensión

$$\% \Delta V = \frac{(V_S - V_R)}{V_S} \times 100\%$$

$$\% \Delta V = \frac{(70,35 - 66)}{70,35} \times 100\%$$

$$\% \Delta V = 6,18\% > 5\% \text{ (No cumple con el CNE)}$$

La pérdida de potencia activa en la línea de tensión

$$\Delta P = (P_S - P_R)$$

$$\Delta P = (7,2 - 6,8832) = 0,3168 \text{ MW}$$

$$\% \Delta P = \frac{\Delta P}{P_S} \times 100\%$$

$$\% \Delta P = \frac{0,3168}{7,2} \times 100\%$$

$$\% \Delta P = 4,4\% > 3\%$$

La pérdida de potencia es alta (Galeas, 2010)

La tensión en Vacío en el receptor

$$\bar{V}_{REV} = \frac{\bar{V}_S}{\left(1 + \frac{\bar{Z} \bar{Y}}{2}\right)} = 70,73 \angle 2,35^\circ \text{ kV}$$

La regulation de tension

$$\%RT = \frac{(V_{REV} - V_R)}{V_R} \times 100\%$$

$$\%RT = \frac{(70,73 - 66)}{66} \times 100\%$$

$$\%RT = 7,166\% \leq 10\% \text{ Es Ok (Glover \& Sarma, 2004)}$$

Límite térmico (Glover & Sarma, 2004):

La capacidad de corriente del conductor Alliance 127 mm² (I = 351 A @ 80°C) es mayor que la corriente en el receptor (I_R = 66 A @ 70°C) por lo tanto **es correcto**.

Límite de caída de tensión (Glover & Sarma, 2004):

La relación de tensión VR/VS = 66/70,35 = 0,938 es menor que 0,95 por lo tanto **NO ES CORRECTO**.

Límite de Estabilidad en estado estacionario práctico (Glover & Sarma, 2004):

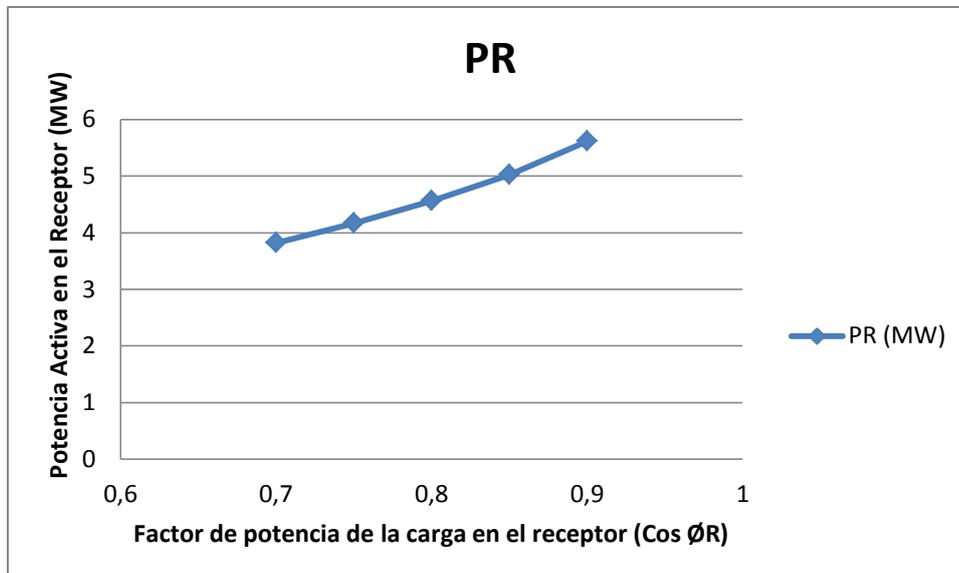
El ángulo de desfase entre \bar{V}_S y \bar{V}_R es de 2,544° por lo que está por debajo de 30° a 35° del desplazamiento angular máximo. Por lo tanto no pierde sincronismo la cual **es correcta**.

4.1.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD: ESCENARIO ACTUAL “A”

Haciendo cálculos para mantener el límite de caída de tensión de acuerdo al CNE Suministro 2011, se obtiene:

Tabla N° 01: Comportamiento de la Potencia Activa del Receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el Escenario Actual “A”.

$\cos\phi_R$	P_R (MW)	$\%\Delta V$	$\%\Delta P$
0,70	3,82	4,988	3,727
0,75	4,17	4,995	3,604
0,80	4,56	4,995	3,527
0,85	5,02	4,993	3,509
0,90	5,61	4,996	3,577



Grafica N° 01: Comportamiento de la Potencia activa del Receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el Escenario Actual “A”.

Como puede apreciarse de la tabla N° 01 y Grafica N° 01 el factor de potencia de la carga ($\cos\phi_R$) es un factor importante que limita el flujo de Potencia en el receptor (P_R)

4.2 ESCENARIO PROYECTADO “B.1” DE LA L.T.

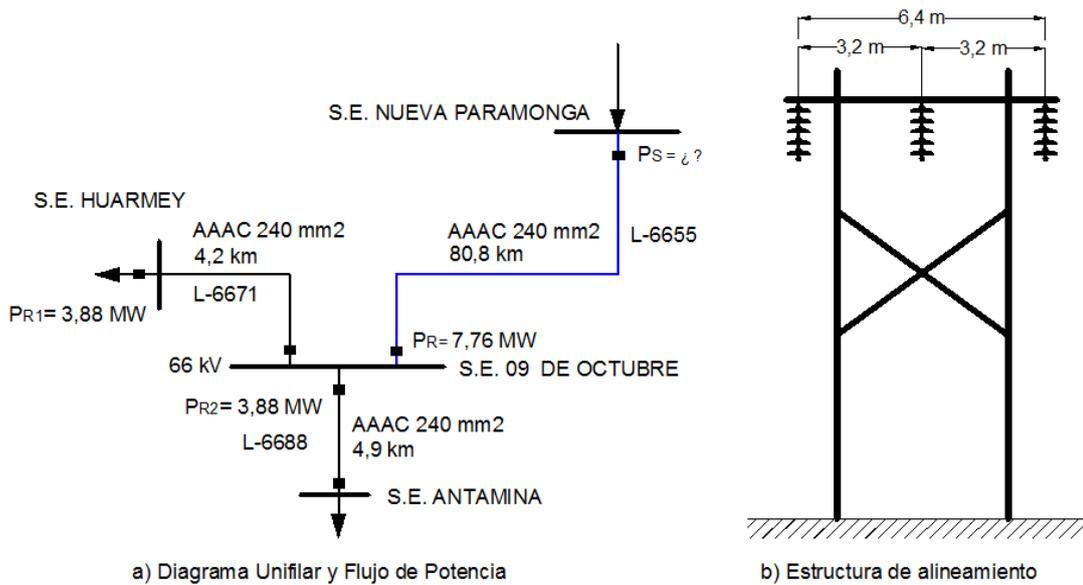


Fig. 09: Esquema del Escenario Proyectado “B.1” (66kV, AAAC240 mm², una terna, un conductores por fase)

4.2.1 DATOS Y PARAMETROS DEL ESCENARIO PROYECTADO “B.1”

Configuración de Línea:

- Tensión de Línea Nominal: 66 kV
- Longitud de Línea: 80,8 km
- Número de Ternas:
 - $t = 1$ Simple
- Número de conductores por fase:
 - $h = 1$
- Disposición de conductores: Horizontal
- Distancia entre fases:
 - $d_{ab} = 3,2 \text{ m}$
 - $d_{bc} = 3,2 \text{ m}$
 - $d_{ac} = 6,4 \text{ m}$
- Temperatura de operación de la línea: 70°C
 - (Galeas, 2010) indica que la temperatura de operación de la línea debe considerarse entre 65°C y 75°C.
- Temperatura promedio ambiente anual para Paramonga: 18,8 °C

- Fuente: Climate-Data.Org (<https://es.climate-data.org/location/29357/>)
- Altura promedio sobre el nivel del mar para Paramonga: 18 m.s.n.m
 - Fuente: Cliamte-Data.org (<https://es.climate-data.org/location/29357/>)

Características del conductor:

- Fabricante : CENTELSA
- Código: CAIRO
- Sección real: $S = 241,7\text{mm}^2$
- Sección nominal: 240 mm^2
- Diámetro Exterior: $D_{\text{ext}} = 20,12\text{ mm}$
- Numero de hilos: 19
- Resistencia eléctrica DC: $R_{20^{\circ}\text{C}} = 0,139\text{ Ohm/km}$
- Capacidad de corriente: 525 A
(Capacidad de corriente a temperatura ambiente de 40°C y temperatura del conductor de 80°C)
- Coeficiente de corrección de la resistencia por temperatura del aluminio y sus derivados: $\alpha = 0,0036\text{ }1/^{\circ}\text{C}$; fuente: (DGE, 2003)
- Coeficiente de rugosidad de conductor: $k_1 = 0,98$
- Factor de cableado: $k_2 = 0,87$

A continuación se muestra los resultados de los cálculos eléctricos:

Resistencia eléctrica

$$R_u = 0,164\ \Omega/\text{km-fase}$$

Distancia Media Geométrica

$$DMG = 4,0317\text{ m} = 403,17\text{ cm}$$

Radio del conductor

$$r = 1,006\text{ cm}$$

Radio ficticio del conductor

$$r' = 0,7835 \text{ cm}$$

$$R'_h = r' \quad \text{Para } h = 1, \text{ simplex}$$

Inductancia

$$L_u = 1,248 \times 10^{-3} \text{ H/km-fase}$$

Capacitancia

$$R_h = r \quad \text{Para } h = 1, \text{ simplex}$$

$$C_u = 9,282 \times 10^{-9} \text{ F/km-fase}$$

Presión barométrica del medio ambiente

$$p_b = 75,83 \text{ cmHg}$$

Densidad relativa

$$\delta = 1,019$$

Tensión Crítica Disruptiva en Clima bueno

$$R_h = r \quad \text{Para } h = 1, \text{ simplex}$$

$$U_{cb} = 84,35 \text{ kV}$$

Tensión de fase

$$U_R = \frac{66}{\sqrt{3}} = 38,11 \text{ kV}$$

Como $U_R < U_{cb}$ entonces no hay Efecto Corona para clima bueno. Por lo tanto:

$$P_{cb} = 0 \text{ kW/km-fase}$$

Tensión Critica Disruptiva en Clima malo

$$U_{cm} = 67,48 \text{ kV}$$

Como $U_R < U_{cm}$ entonces no hay efecto Corona para clima malo. Por lo tanto:

$$P_{cm} = 0 \text{ kW/km-fase}$$

Perdida de Potencia Total por efecto Corona

$$P_c = P_{cb} + P_{cm} = 0 \text{ kW/km-fase}$$

Conductancia por efecto corona:

$$G_u = 0 \text{ S/km-fase}$$

Reactancia inductiva:

$$X_u = 0,4707 \text{ } \Omega/\text{km-fase}$$

Susceptancia capacitiva:

$$B_u = 3,499 \times 10^{-6} \text{ S/km-fase}$$

Impedancia serie:

$$\bar{Z}_u = 0,4985 \angle 70,79^\circ \text{ } \Omega/\text{km-fase}$$

Admitancia derivación:

$$\bar{Y}_u = 3,499 \times 10^{-6} \angle 90^\circ \text{ S/km-fase}$$

Impedancia Característica:

$$\bar{Z}_c = 377,4 \angle -9,605^\circ \Omega$$

Constante de propagación:

$$\bar{\gamma} = 1,321 \times 10^{-3} \angle 80,4^\circ \text{ 1/km}$$

Considerando una máxima potencia de operación siguiente:

- Potencia del Receptor 1: S.E. Huarmey - Línea de transmisión L-6671:

$$P_{R1} = 3,88 \text{ MW}$$

- Potencia del Receptor 2: S.E. Antamina - Línea de transmisión L-6688:

$$P_{R2} = 3,88 \text{ MW}$$

- Potencia Total Recibida: S.E. 09 de Octubre:

$$P_R = P_{R1} + P_{R2} = 7,76 \text{ MW}$$

A continuación se calculó la caída de tensión y la pérdida de potencia de la línea L-6655 desde la S.E. Nueva Paramonga hasta la S.E. 09 de Octubre con una longitud de línea de 80,8 km, para la cual se considera como una línea de longitud media, utilizando el método de modelo de línea media con circuito π equivalente:

La potencia en el extremo receptor

$$P_R = 7,76 \text{ MW}$$

La tensión de línea en el extremo receptor

$$\bar{V}_R = 66 \angle 0^\circ \text{ kV}$$

La tensión de fase en el extremo receptor

$$\bar{U}_R = 38105,12 \angle 0^\circ \text{ V}$$

El factor de potencia de la carga o receptor para diseño de línea de transmisión se considera según (Galeas, 2010)

$$\cos\phi_R = 0,9$$

$$\phi_R = 25,84^\circ$$

La intensidad de corriente en el extremo Receptor

$$\bar{I}_R = 75,42\angle(-25,84^\circ) \text{ A}$$

Impedancia equivalente

$$\bar{Z}' = 40,21\angle 70,83^\circ \Omega$$

Admitancia equivalente

$$\bar{Y}' = 278,9 \times 10^{-6} \angle 89,98^\circ \text{ S}$$

$$\bar{Y}'/2 = 139,45 \times 10^{-6} \angle 89,98^\circ \text{ S}$$

Constantes generalizadas:

$$\bar{A} = 0,9947\angle 0,1062^\circ$$

$$\bar{B} = 40,21\angle 70,83^\circ$$

Tensión de fase en el extremo emisor:

$$\bar{U}_S = 40110\angle 3,164^\circ \text{ V}$$

Tensión de línea en el extremo emisor

$$\bar{V}_S = 69,47\angle 3,164^\circ \text{ kV}$$

Constantes generalizadas:

$$\bar{C} = 278,2 \times 10^{-6} \angle 90,04^\circ$$

$$\bar{D} = \bar{A} = 0,9947 \angle 0,1062^\circ$$

La intensidad de corriente en el extremo emisor

$$\bar{I}_S = 71,06 \angle -18,02^\circ \text{ A}$$

El ángulo de fase de la corriente en el extremo emisor

$$\phi_S = 21,18^\circ$$

El factor de potencia para en el extremo emisor

$$\cos \phi_S = 0,9325$$

La potencia activa en el extremo emisor

$$P_S = 7,973 \text{ MW}$$

La caída de tensión en la línea de tensión

$$\% \Delta V = 4,997\% \leq 5\% \text{ (Cumple con el CNE)}$$

La pérdida de potencia activa en la línea de tensión

$$\Delta P = 0,213 \text{ MW}$$

$$\% \Delta P = 2,672\% < 3\%$$

La pérdida de potencia es aceptable (Galeas, 2010)

La tensión en Vacío en el receptor

$$\bar{V}_{REV} = 69,84 \pm 3,058^\circ \text{ kV}$$

La regulation de tension

$$\%RT = 5,82\% \leq 10\% \text{ Es Ok (Glover \& Sarma, 2004)}$$

Límite térmico (Glover & Sarma, 2004):

La capacidad de corriente del conductor CAIRO 240 mm² (I = 525 A @ 80°C) es mayor que la corriente en el receptor (I_R = 75,42 A @ 70°C) por lo tanto **es correcto**.

Límite de caída de tensión (Glover & Sarma, 2004):

La relación de tensión VR/VS = 66/69,47 = 0,95 es igual que 0,95 por lo tanto **es correcto**.

Límite de Estabilidad en estado estacionario práctico (Glover & Sarma, 2004):

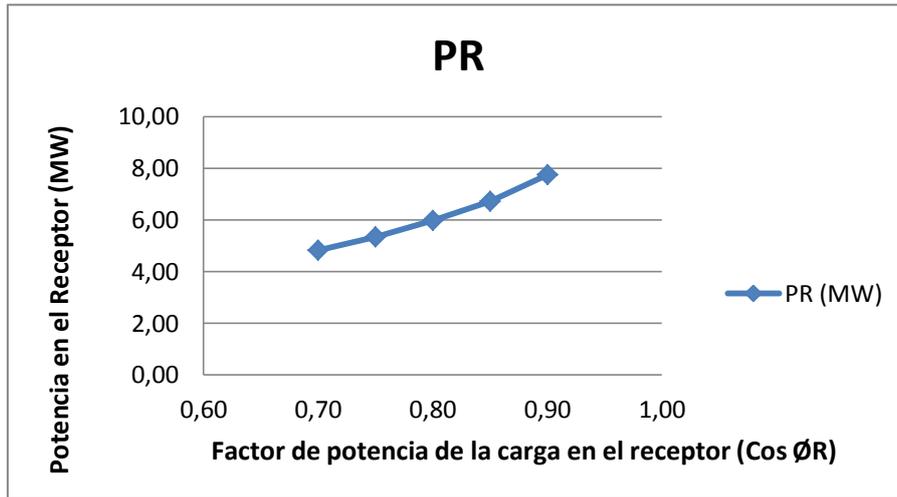
El ángulo de desfase entre \bar{V}_S y \bar{V}_R es de 3,164° por lo que está por debajo de 30° a 35° del desplazamiento angular máximo. Por lo tanto no pierde sincronismo la cual **es correcta**.

4.2.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD: ESCENARIO PROYECTADO “B.1”

Haciendo cálculos para mantener el límite de caída de tensión de acuerdo al CNE Suministro 2011, se obtiene:

Tabla N° 02: Comportamiento de la Potencia Activa del Receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el Escenario Proyectado “B.1”.

$\cos\phi_R$	P_R (MW)	$\%\Delta V$	$\%\Delta P$
0,70	4,82	4,996	2,570
0,75	5,35	4,998	2,522
0,80	5,97	4,998	2,512
0,85	6,73	4,994	2,552
0,90	7,76	4,997	2,672



Grafica N° 02: Comportamiento de la Potencia activa del Receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el Escenario Proyectado “B.1”.

Como puede apreciarse de la tabla N° 02 y Grafica N° 02 el factor de potencia de la carga ($\text{Cos } \phi_R$) es un factor importante que limita el flujo de Potencia en el receptor (P_R)

4.3 ESCENARIO PROYECTADO “B.2” DE LA L.T.

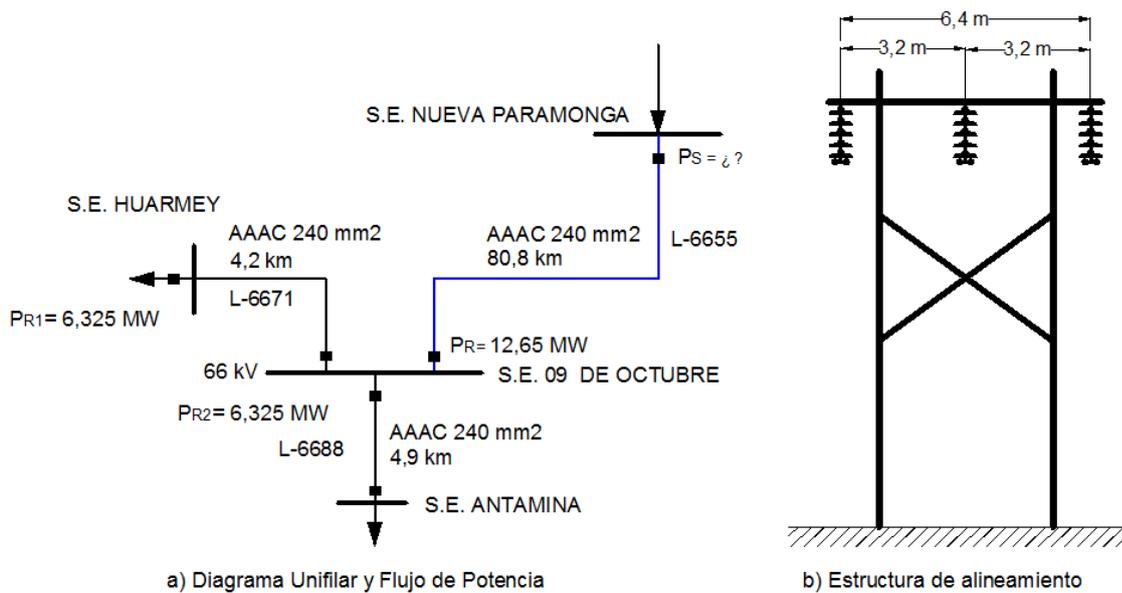


Fig. 10: Esquema del Escenario Proyectado “B.2” (66kV, 240 mm², una terna, dos conductores por fase)

4.3.1 DATOS Y PARAMETROS DEL ESCENARIO PROYECTADOS “B.2”

Configuración de Línea:

- Tensión de Línea Nominal: 66 kV
- Longitud de Línea: 80,8 km
- Número de Ternas:
 - t = 1 Simple
- Número de conductores por fase:
 - h = 2
- Disposición de conductores: Horizontal
- Distancia entre fases:
 - dab = 3,2 m
 - dbc = 3,2 m
 - dac = 6,4 m
- Distancia del haz
 - d = 40 cm
- Temperatura de operación de la línea: 70°C
 - (Galeas, 2010) indica que la temperatura de operación de la línea debe considerarse entre 65°C y 75°C.
- Temperatura promedio ambiente anual para Paramonga: 18,8 °C
 - Fuente: Climate-Data.Org (<https://es.climate-data.org/location/29357/>)
- Altura promedio sobre el nivel del mar para Paramonga: 18 m.s.n.m
 - Fuente: Cliamte-Data.org (<https://es.climate-data.org/location/29357/>)

Características del conductor:

- Fabricante : CENTELSA
- Código: CAIRO
- Sección real: $S = 241,7\text{mm}^2$
- Sección nominal: 240mm^2
- Diámetro Exterior: $D_{\text{ext}} = 20,12\text{mm}$
- Numero de hilos: 19
- Resistencia eléctrica DC: $R_{20^\circ\text{C}} = 0,139\ \Omega/\text{km}$

- Capacidad de corriente: 525 A
(Capacidad de corriente a temperatura ambiente de 40°C y temperatura del conductor de 80°C)
- Coeficiente de corrección de la resistencia por temperatura del aluminio y sus derivados: $\alpha = 0,0036 \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$; fuente: (DGE, 2003)
- Coeficiente de rugosidad de conductor: $k_1 = 0,98$
- Factor de cableado: $k_2 = 0,87$

A continuación se muestra los resultados de los cálculos eléctricos:

Resistencia eléctrica

$$h = 2 \text{ conductores por fase}$$

$$R_u = 0,08201 \text{ } \Omega/\text{km-fase}$$

Distancia Media Geométrica

$$DMG = 403,17 \text{ cm}$$

Radio del conductor

$$r = 1,006 \text{ cm}$$

Radio ficticio del conductor

$$r' = 0,7835 \text{ cm}$$

$$R'_h = (r'd)^{1/2} = 5,598 \text{ cm} \quad \text{Para } h = 2, \text{ dúplex}$$

Inductancia

$$L_u = 0,8554 \times 10^{-3} \text{ H/km-fase}$$

Capacitancia

$$R_h = (r d)^{1/2} = 6,344 \text{ cm} \quad \text{Para } h = 2, \text{ dúplex}$$

$$C_u = 13,39 \times 10^{-9} \text{ F/km-fase}$$

Presión barométrica del medio ambiente

$$p_b = 75,83 \text{ cmHg}$$

Densidad relativa

$$\delta = 1,019$$

Tensión Critica Disruptiva en Clima bueno

$$R_h = (r d)^{1/2} = 6,344 \text{ cm} \quad \text{Para } h = 2, \text{ dúplex}$$

$$U_{cb} = 153,1 \text{ kV}$$

Tensión de fase

$$U_R = \frac{66}{\sqrt{3}} = 38,11 \text{ kV}$$

Como $U_R < U_{cb}$ entonces no hay Efecto Corona para clima bueno. Por lo tanto:

$$P_{cb} = 0 \text{ kW/km-fase}$$

Tensión Critica Disruptiva en Clima malo

$$U_{cm} = 122,5 \text{ kV}$$

Como $U_R < U_{cm}$ entonces no hay efecto Corona para clima malo. Por lo tanto:

$$P_{cm} = 0 \text{ kW/km-fase}$$

Perdida de Potencia Total por efecto Corona

$$P_c = P_{cb} + P_{cm} = 0 \text{ kW/km-fase}$$

Conductancia por efecto corona:

$$G_u = 0 \text{ S/km-fase}$$

Reactancia inductiva:

$$X_u = 0,3225 \text{ } \Omega/\text{km-fase}$$

Susceptancia capacitiva:

$$B_u = 5,051 \times 10^{-6} \text{ S/km-fase}$$

Impedancia serie:

$$\bar{Z}_u = 0,3327 \angle 75,73^\circ \text{ } \Omega/\text{km-fase}$$

Admitancia derivación:

$$\bar{Y}_u = 5,051 \times 10^{-6} \angle 90^\circ \text{ S/km-fase}$$

Impedancia Característica:

$$\bar{Z}_c = 256,7 \angle -7,134^\circ \text{ } \Omega$$

Constante de propagación:

$$\bar{\gamma} = 1,296 \times 10^{-3} \angle 82,87^\circ \text{ 1/km}$$

Considerando una máxima potencia de operación siguiente:

- Potencia del Receptor 1: S.E. Huarmey - Línea de transmisión L-6671:

$$P_{R1} = 6,325 \text{ MW}$$

- Potencia del Receptor 2: S.E. Antamina - Línea de transmisión L-6688:

$$P_{R2} = 6,325 \text{ MW}$$

- Potencia Total Recibida: S.E. 09 de Octubre:

$$P_R = P_{R1} + P_{R2} = 12,65 \text{ MW}$$

A continuación se calculó la caída de tensión y la pérdida de potencia de la línea L-6655 desde la S.E. Nueva Paramonga hasta la S.E. 09 de Octubre con una longitud de línea de 80,8 km, para la cual se considera como una línea de longitud media, utilizando el método de modelo de línea media con circuito π equivalente:

La potencia en el extremo receptor

$$P_R = 12,65 \text{ MW}$$

La tensión de línea en el extremo receptor

$$\bar{V}_R = 66 \angle 0^\circ \text{ kV}$$

La tensión de fase en el extremo receptor

$$\bar{U}_R = 38105,12 \angle 0^\circ \text{ V}$$

El factor de potencia de la carga o receptor para diseño de línea de transmisión se considera según (Galeas, 2010)

$$\cos \phi_R = 0,9$$

$$\phi_R = 25,84^\circ$$

La intensidad de corriente en el extremo Receptor

$$\bar{I}_R = 123 \angle (-25,84^\circ) \text{ A}$$

Impedancia equivalente

$$\bar{Z}' = 26,83 \angle 75,76^\circ \Omega$$

Admitancia equivalente

$$\bar{Y}' = 408,5 \times 10^{-6} \angle 89,99^\circ \text{ S}$$

$$\bar{Y}'/2 = 204,25 \times 10^{-6} \angle 89,99^\circ \text{ S}$$

Constantes generalizadas:

$$\bar{A} = 0,9947 \angle 0,07775^\circ$$

$$\bar{B} = 26,83 \angle 75,73^\circ$$

Tensión de fase en el extremo emisor:

$$\bar{U}_S = 40110 \angle 3,682^\circ \text{ V}$$

Tensión de línea en el extremo emisor

$$\bar{V}_S = 69,47 \angle 3,682^\circ \text{ Kv}$$

Constantes generalizadas:

$$\bar{C} = 407,4 \times 10^{-6} \angle 90,03^\circ$$

$$\bar{D} = \bar{A} = 0,9947 \angle 0,07775^\circ$$

La intensidad de corriente en el extremo emisor

$$\bar{I}_S = 116,4 \angle -18,87^\circ \text{ A}$$

El ángulo de fase de la corriente en el extremo emisor

$$\phi_S = 22,55^\circ$$

El factor de potencia para en el extremo emisor

$$\cos\phi_S = 0,9236$$

La potencia activa en el extremo emisor

$$P_S = 12,93 \text{ MW}$$

La caída de tensión en la línea de tensión

$$\% \Delta V = 4,999\% \leq 5\% \text{ (Cumple con el CNE)}$$

La pérdida de potencia activa en la línea de tensión

$$\Delta P = 0,280 \text{ MW}$$

$$\% \Delta P = 2,2\% < 3\%$$

La pérdida de potencia es aceptable (Galeas, 2010)

La tensión en Vacío en el receptor

$$\bar{V}_{REV} = 69,84 \angle 3,604^\circ \text{ kV}$$

La regulation de tension

$$\% RT = 5,824\% \leq 10\% \text{ **Es Ok** (Glover & Sarma, 2004)}$$

Limite térmico (Glover & Sarma, 2004):

La capacidad de corriente del conductor CAIRO 2x240 mm² (I = 1050 A @ 80°C) es mayor que la corriente en el receptor (I_R = 123 A @ 70°C) por lo tanto **es correcto**.

Límite de caída de tensión (Glover & Sarma, 2004):

La relación de tensión $V_R/V_S=66/69,47 = 0,95$ es igual que 0,95 por lo tanto es **correcto**.

Límite de Estabilidad en estado estacionario práctico (Glover & Sarma, 2004):

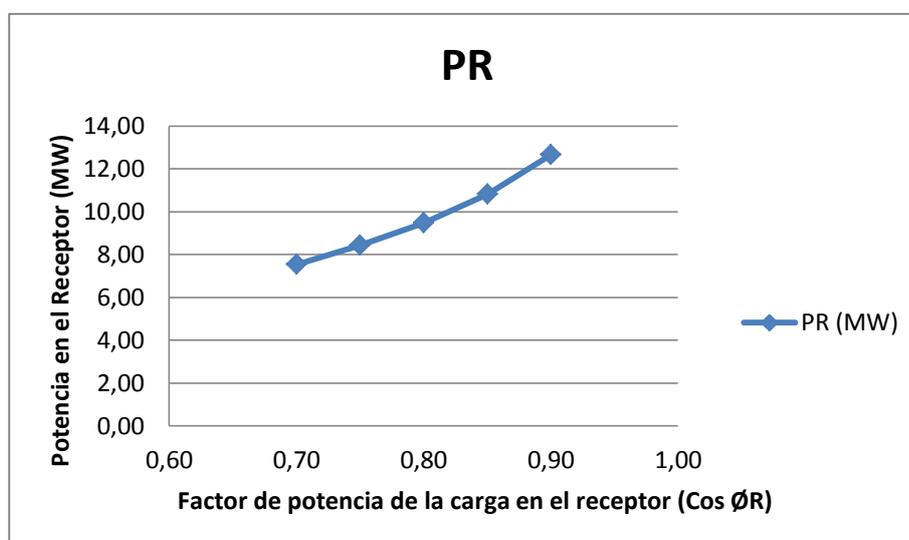
El ángulo de desfase entre \bar{V}_S y \bar{V}_R es de $3,682^\circ$ por lo que está por debajo de 30° a 35° del desplazamiento angular máximo. Por lo tanto no pierde sincronismo la cual es **correcta**.

4.3.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD: ESCENARIO PROYECTADO “B.2”

Haciendo cálculos para mantener el límite de caída de tensión de acuerdo al CNE Suministro 2011, se obtiene:

Tabla N°03: Comportamiento de la Potencia Activa del Receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el Escenario Proyectado “B.2”.

$\cos\phi_R$	P_R (MW)	$\% \Delta V$	$\% \Delta P$
0,70	7,54	4,999	2,037
0,75	8,42	4,994	2,009
0,80	9,48	4,994	2,019
0,85	10,82	4,998	2,074
0,90	12,65	4,999	2,200



Grafica N° 03: Comportamiento de la Potencia activa del Receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el Escenario Proyectado “B.2”.

Como puede apreciarse de la tabla N° 03 y Grafica N° 03 el factor de potencia de la carga ($\cos \phi_R$) es un factor importante que limita el flujo de Potencia en el receptor (P_R)

4.4 ESCENARIO PROYECTADO “C” DE LA L.T.

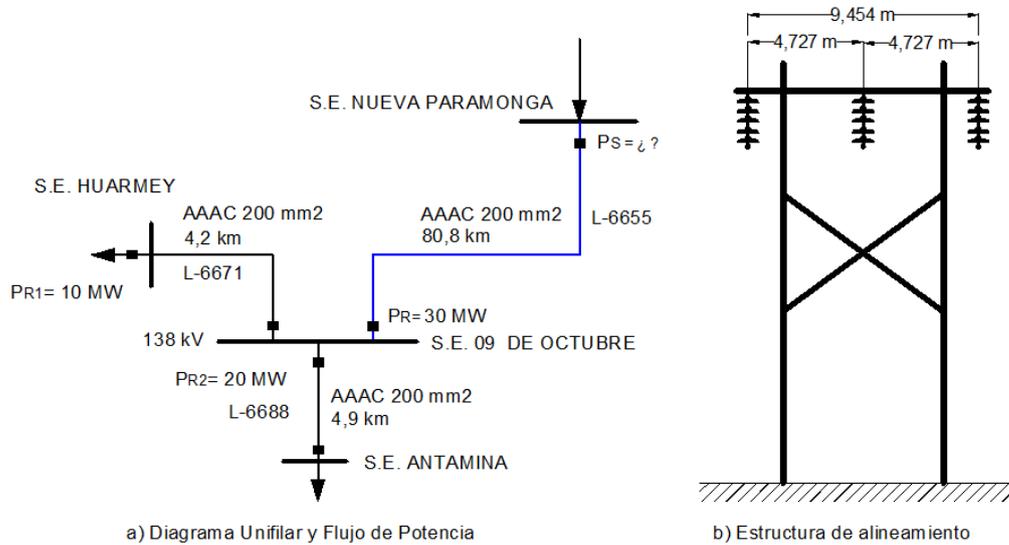


Fig. 11: Esquema del Escenario Proyectado “C” (138 kV, 200 mm², una terna, un conductores por fase)

4.4.1 DATOS Y PARAMETROS DEL ESCENARIO PROYECTADO “C”

Configuración de Línea:

- Tensión de Línea Nominal: 138 kV
- Longitud de Línea: 80,8 km
- Número de Ternas:
 - t = 1 Simple
- Número de conductores por fase:
 - h = 1
- Disposición de conductores: Horizontal
- Distancia entre fases:
 - $d_{ab} = 4,727$ m
 - $d_{bc} = 4,727$ m
 - $d_{ac} = 9,454$ m

- Temperatura de operación de la línea: 70°C
 - (Galeas, 2010) indica que la temperatura de operación de la línea debe considerarse entre 65°C y 75°C.
- Temperatura promedio ambiente anual para Paramonga: 18,8 °C
 - Fuente: Climate-Data.Org (<https://es.climate-data.org/location/29357/>)
- Altura promedio sobre el nivel del mar para Paramonga: 18 m.s.n.m
 - Fuente: Cliamte-Data.org (<https://es.climate-data.org/location/29357/>)

Características del conductor:

- Fabricante : CENTELSA
- Código: CANTON
- Sección real: $S = 199,9 \text{ mm}^2$
- Sección nominal: 200 mm^2
- Diámetro Exterior: $D_{\text{ext}} = 18,30 \text{ mm}$
- Numero de hilos: 19
- Resistencia eléctrica DC: $R_{20^{\circ}\text{C}} = 0,168 \text{ Ohm/km}$
- Capacidad de corriente: 467 A
(Capacidad de corriente a temperatura ambiente de 40°C y temperatura del conductor de 80°C)
- Coeficiente de corrección de la resistencia por temperatura del aluminio y sus derivados: $\alpha = 0,0036 \text{ } 1/^{\circ}\text{C}$; fuente: (DGE, 2003)
- Coeficiente de rugosidad de conductor: $k_1 = 0,98$
- Factor de cableado: $k_2 = 0,87$

A continuación se muestra los resultados de los cálculos eléctricos:

Resistencia eléctrica

$$R_u = 0,168 \text{ } \Omega/\text{km-fase}$$

Distancia Media Geométrica

$$DMG = 595,56 \text{ cm}$$

Radio del conductor

$$r = 0,915 \text{ cm}$$

Radio ficticio del conductor

$$r' = 0,7126 \text{ cm}$$

$$R'_h = r' \quad \text{Para } h = 1, \text{ simplex}$$

Inductancia

$$L_u = 1,346 \times 10^{-3} \text{ H/km-fase}$$

Capacitancia

$$R_h = r \quad \text{Para } h = 1, \text{ simplex}$$

$$C_u = 8,587 \times 10^{-9} \text{ F/km-fase}$$

Presión barométrica del medio ambiente

$$p_b = 75,83 \text{ cmHg}$$

Densidad relativa

$$\delta = 1,019$$

Tensión Critica Disruptiva en Clima bueno

$$R_h = r \quad \text{Para } h = 1, \text{ simplex}$$

$$U_{cb} = 108,7 \text{ kV}$$

Tensión de fase

$$U_R = \frac{138}{\sqrt{3}} = 79,67 \text{ kV}$$

Como $U_R < U_{cb}$ entonces no hay Efecto Corona para clima bueno. Por lo tanto:

$$P_{cb} = 0 \text{ kW/km-fase}$$

Tensión Critica Disruptiva en Clima malo

$$U_{cm} = 86,93 \text{ kV}$$

Como $U_R < U_{cm}$ entonces no hay efecto Corona para clima malo. Por lo tanto:

$$P_{cm} = 0 \text{ kW/km-fase}$$

Perdida de Potencia Total por efecto Corona

$$P_c = P_{cb} + P_{cm} = 0 \text{ kW/km-fase}$$

Conductancia por efecto corona:

$$G_u = 0 \text{ S/km-fase}$$

Reactancia inductiva:

$$X_u = 0,5073 \text{ } \Omega/\text{km-fase}$$

Susceptancia capacitiva:

$$B_u = 3,237 \times 10^{-6} \text{ S/km-fase}$$

Impedancia serie:

$$\bar{Z}_u = 0,5447 \angle 68,66^\circ \Omega/\text{km-fase}$$

Admitancia derivación:

$$\bar{Y}_u = 3,237 \times 10^{-6} \angle 90^\circ \text{ S/km-fase}$$

Impedancia Característica:

$$\bar{Z}_c = 410,2 \angle -10,67^\circ \Omega$$

Constante de propagación:

$$\bar{\gamma} = 1,328 \times 10^{-3} \angle 79,33^\circ \text{ 1/km}$$

Considerando una máxima potencia de operación siguiente:

- Potencia del Receptor 1: S.E. Huarmey - Línea de transmisión L-6671:

$$P_{R1} = 10 \text{ MW}$$

- Potencia del Receptor 2: S.E. Antamina - Línea de transmisión L-6688:

$$P_{R2} = 20 \text{ MW}$$

- Potencia Total Recibida: S.E. 09 de Octubre:

$$P_R = P_{R1} + P_{R2} = 30 \text{ MW}$$

A continuación se calculó la caída de tensión y la pérdida de potencia de la línea L-6655 desde la S.E. Nueva Paramonga hasta la S.E. 09 de Octubre con una longitud de línea de 80,8 km, para la cual se considera como una línea de longitud media, utilizando el método de modelo de línea media con circuito π equivalente:

La potencia en el extremo receptor

$$P_R = 30 \text{ MW}$$

La tensión de línea en el extremo receptor

$$\bar{V}_R = 138 \angle 0^\circ \text{ kV}$$

La tensión de fase en el extremo receptor

$$\bar{U}_R = 79674 \angle 0^\circ \text{ V}$$

El factor de potencia de la carga o receptor para diseño de línea de transmisión se considera según (Galeas, 2010)

$$\cos \phi_R = 0,9$$

$$\phi_R = 25,84^\circ$$

La intensidad de corriente en el extremo Receptor

$$\bar{I}_R = 139,5 \angle (-25,84^\circ) \text{ A}$$

Impedancia equivalente

$$\bar{Z}' = 43,93 \angle 68,7^\circ \Omega$$

Admitancia equivalente

$$\bar{Y}' = 261,8 \times 10^{-6} \angle 89,98^\circ \text{ S}$$

$$\bar{Y}'/2 = 130,9 \times 10^{-6} \angle 89,98^\circ \text{ S}$$

Constantes generalizadas:

$$\bar{A} = 0,9946 \angle 0,1204^\circ$$

$$\bar{B} = 49,93 \angle 68,7^\circ$$

Tensión de fase en el extremo emisor:

$$\bar{U}_S = 83851 \angle 2,963^\circ \text{ V}$$

Tensión de línea en el extremo emisor

$$\bar{V}_S = 145,2 \angle 2,963^\circ \text{ kV}$$

Constantes generalizadas:

$$\bar{C} = 261,1 \times 10^{-6} \angle 90,04^\circ$$

$$\bar{D} = \bar{A} = 0,9947 \angle 0,1062^\circ$$

La intensidad de corriente en el extremo emisor

$$\bar{I}_S = 131 \angle -17,5^\circ \text{ A}$$

El ángulo de fase de la corriente en el extremo emisor

$$\phi_S = 20,46^\circ$$

El factor de potencia para en el extremo emisor

$$\cos \phi_S = 0,9369$$

La potencia activa en el extremo emisor

$$P_S = 30,88 \text{ MW}$$

La caída de tensión en la línea de tensión

$$\% \Delta V = 4,981\% \leq 5\% \text{ (Cumple con el CNE)}$$

La pérdida de potencia activa en la línea de tensión

$$\Delta P = 0,800 \text{ MW}$$

$$\% \Delta P = 2,842\% < 3\%$$

La pérdida de potencia es aceptable (Galeas, 2010)

La tensión en Vacío en el receptor

$$\bar{V}_{REV} = 146 \angle 2,842^\circ \text{ kV}$$

La regulation de tension

$$\%RT = 5,808\% \leq 10\% \text{ Es Ok (Glover \& Sarma, 2004)}$$

Límite térmico (Glover & Sarma, 2004):

La capacidad de corriente del conductor CANTON 200 mm² (I = 467 A @ 80°C) es mayor que la corriente en el receptor (I_R = 139,5 A @ 70°C) por lo tanto **es correcto**.

Límite de caída de tensión (Glover & Sarma, 2004):

La relación de tensión VR/VS = 138/145,2 = 0,95 es igual que 0,95 por lo tanto **es correcto**.

Límite de Estabilidad en estado estacionario práctico (Glover & Sarma, 2004):

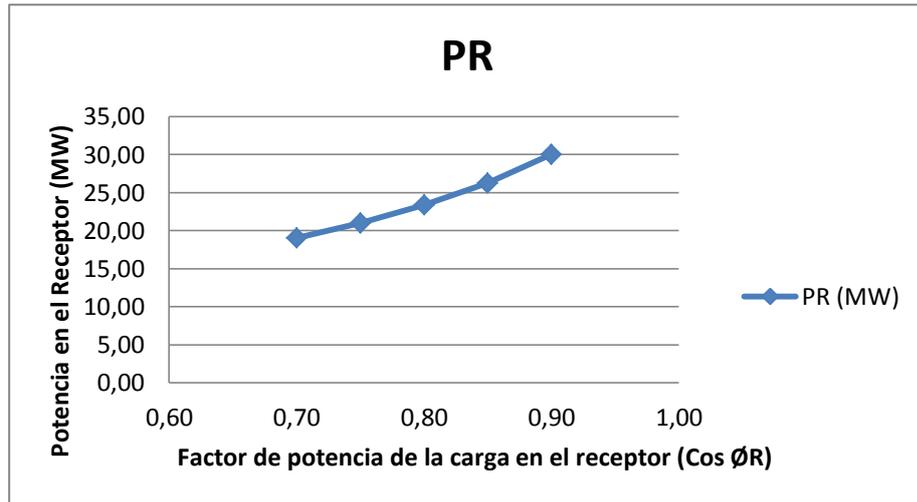
El ángulo de desfase entre \bar{V}_S y \bar{V}_R es de 2,963° por lo que está por debajo de 30° a 35° del desplazamiento angular máximo. Por lo tanto no pierde sincronismo la cual **es correcta**.

4.4.2 ANALISIS DE SENSIBILIDAD: ESCENARIO PROYECTADO “C”

Haciendo cálculos para mantener el límite de caída de tensión de acuerdo al CNE Suministro 2011, se obtiene:

Tabla N° 04: Comportamiento de la Potencia Activa del Receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el Escenario Proyectado “C”

$\cos\phi_R$	P_R (MW)	$\%\Delta V$	$\%\Delta P$
0,70	19,00	4,994	2,781
0,75	21,00	4,990	2,718
0,80	23,35	4,990	2,699
0,85	26,23	4,990	2,734
0,90	30,00	4,981	2,842



Grafica N° 04: Comportamiento de la Potencia activa del Receptor respecto al factor de potencia de la carga, en el Escenario Proyectado "C".

Como puede apreciarse de la tabla N° 04 y Grafica N° 04 el factor de potencia de la carga ($\text{Cos } \phi_R$) es un factor importante que limita el flujo de Potencia en el receptor (P_R)

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

1. En el Escenario Actual “A” con tensión nominal trifásica de 66 kV, con sección del conductor AAAC de 127 mm^2 , una terna en disposición horizontal y un conductor por fase los parámetros eléctricos son: la resistencia serie unitaria con $0,3115 \Omega/\text{km-fase}$, la cual produce caída de tensión y pérdida de potencia activa por el efecto joule; la inductancia serie unitaria con $1,3132 \cdot 10^{-3} \text{ H/km-fase}$, la cual produce caída de tensión; la capacitancia paralela unitaria con $8,808 \cdot 10^{-9} \text{ F/km-fase}$, la cual produce una mejora en el factor de potencia; y la Conductancia paralela por efecto corona con 0 S/km-fase , la cual no produce pérdida de potencia activa.

La Máxima Demanda de Operación del Escenario Actual “A” en el Receptor es de 6,8832 MW, con factor de potencia de 0,9 y una Máxima Demanda en el Emisor de 7,20 MW, con una pérdida de potencia activa longitudinal por efecto joule de 4,4% y una caída de tensión de 6,182% mayor a lo normado (5%) la cual no cumple con el CNE Suministro 2011.

Para el Escenario Actual “A” la Máxima Demanda en el Receptor es sensible a la variación del Factor de Potencia de la Carga o Receptor, siendo los valores límites de operación aceptables desde 3,82 MW para $\text{Cos}\phi_R$ de 0,70, hasta 5,61 MW para $\text{Cos}\phi_R$ de 0,90. Manteniendo como límite una caída de tensión cercana al 5%.

2. En el Escenario Proyectado “B.1” con tensión nominal trifásica de 66 kV, con cambio de sección del conductor AAAC de 240 mm^2 , una terna en disposición horizontal y un conductor por fase los parámetros eléctricos son: la resistencia serie unitaria con $0,164 \Omega/\text{km-fase}$ la cual produce caída de tensión y pérdida de potencia activa por el efecto joule; la inductancia serie unitaria con $1,248 \cdot 10^{-3} \text{ H/km-fase}$, la cual produce caída de tensión; la capacitancia paralela unitaria con $9,282 \cdot 10^{-9} \text{ F/km-fase}$, la cual produce una mejora en el factor de potencia; y la Conductancia paralela por efecto corona con 0 S/km-fase , la cual no produce pérdida de potencia activa.

La Máxima Demanda del Escenario Proyectado “B.1” en el Receptor es de 7,76 MW, con factor de potencia de 0,9 y una Máxima Demanda en el Emisor de 7,973 MW, con una pérdida de potencia activa longitudinal por efecto joule de 2,672% y una caída de tensión de 4,997% menor o igual a lo normado (5%) la cual si cumple con el CNE Suministro 2011.

Para el Escenario Proyectado “B.1” la Máxima Demanda en el Receptor es sensible a la variación del Factor de Potencia de la Carga o Receptor, siendo los valores límites de operación aceptables desde 4,82 MW para $\text{Cos}\phi_R$ de 0,70, hasta 7,76 MW para $\text{Cos}\phi_R$ de 0,90. Manteniendo como límite una caída de tensión cercana al 5%.

3. En el Escenario Proyectado “B.2” con tensión nominal trifásica de 66 kV, con cambio de sección del conductor AAAC de 240 mm^2 , una terna en disposición horizontal y dos conductores por fase los parámetros eléctricos son: la resistencia serie unitaria con $0,08201 \Omega/\text{km-fase}$ la cual produce caída de tensión y pérdida de potencia activa por el efecto joule; la inductancia serie unitaria con $0,8554 \cdot 10^{-3} \text{ H/km-fase}$, la cual produce caída de tensión; la capacitancia paralela unitaria con $13,39 \cdot 10^{-9} \text{ F/km-fase}$, la cual produce una mejora en el factor de potencia; y la Conductancia paralela por efecto corona con 0 S/km-fase , la cual no produce pérdida de potencia activa.

La Máxima Demanda del Escenario Proyectado “B.2” en el Receptor es de 12,65 MW, con factor de potencia de 0,9 y una Máxima Demanda en el Emisor de 12,93 MW, con una pérdida de potencia activa longitudinal por efecto joule de 2,2% y una caída de tensión de 4,999% menor o igual a lo normado (5%) la cual si cumple con el CNE Suministro 2011.

Para el Escenario Proyectado “B.2” la Máxima Demanda en el Receptor es sensible a la variación del Factor de Potencia de la Carga o Receptor, siendo los valores límites de operación aceptables desde 7,54 MW para $\text{Cos}\phi_R$ de 0,70, hasta 12,65 MW para $\text{Cos}\phi_R$ de 0,90. Manteniendo como límite una caída de tensión cercana al 5%.

4. En el Escenario Proyectado “C” con cambio de tensión nominal trifásica de 138 kV, con cambio de sección del conductor AAAC de 200 mm^2 , una terna en disposición horizontal y un conductor por fase los parámetros eléctricos son: la resistencia serie unitaria con $0,168 \Omega/\text{km-fase}$ la cual produce caída de tensión y pérdida de potencia activa por el efecto joule; la inductancia serie unitaria con $1,346 \cdot 10^{-3} \text{ H/km-fase}$, la cual produce caída de tensión; la capacitancia paralela unitaria con $8,587 \cdot 10^{-9} \text{ F/km-fase}$, la

cual produce una mejora en el factor de potencia; y la Conductancia paralela por efecto corona con 0 S/km-fase, la cual no produce pérdida de potencia activa.

La Máxima Demanda del Escenario Proyectado “C” en el Receptor es de 30 MW, con factor de potencia de 0,9 y una Máxima Demanda en el Emisor de 30,88 MW, con una pérdida de potencia activa longitudinal por efecto joule de 2,842% y una caída de tensión de 4,981% menor o igual a lo normado (5%) la cual si cumple con el CNE Suministro 2011.

Para el Escenario Proyectado “C” la Máxima Demanda en el Receptor es sensible a la variación del Factor de Potencia de la Carga o Receptor, siendo los valores límites de operación aceptables desde 19 MW para $\text{Cos}\phi_R$ de 0,70, hasta 30 MW para $\text{Cos}\phi_R$ de 0,90. Manteniendo como límite una caída de tensión cercana al 5%.

5.2 RECOMENDACIONES

1. Se debe realizar una evaluación económica para determinar los costos de cada una de las Escenarios Proyectados.
2. Si se mantiene el Nivel de Tensión de 66 KV del Sistema Eléctrico de Potencia se debe operar en el Escenario Proyectado “B.2” con una Máxima Demanda de 12,65 MW con un factor de potencia de 0,90.

CAPITULO VI

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Bibliografías citadas

- Barrero, F. (2004). *"Sistemas de Energía Eléctrica"*; Editorial Thomson; primera edición; Madrid; España.
- Brokering, W., Palma, R., & Vargas, L. (2008). *"Ñom Lufke (El rayo domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia"*; Editorial Pretince Hall - Pearson Educación; primera edición; Santiago de Chile; Chile.
- DGE. (30 de diciembre de 2003). *"Bases para el diseño de líneas y redes primarias para electrificación rural"*. MINEM. Lima, Perú.
- Galeas, R. (2010). *"Lineas de Transmision Electrica"*; Editorial Grupo Megabyte; Primera edición; Lima; Perú.
- Glover, J. D., & Sarma, M. (2004). *"Sistemas de Potencia, Analisis y Diseño"*; Editorial Thomson; Tercera edición; México.
- Grainger, J., & Stevenson Jr, W. (1996). *"Analisis de Sistemas de Potencia"*; Editorial McGraw-Hill; Primera edición; México.
- Kothari, D., & Nagrath, I. (2008). *"Sistemas Eléctricos de Potencia"*; Editorial McGraw-Hill; Tercera edición; México.
- Simon Comin, P., Garnacho Vecino, F., Moreno Mohíno, J., & Gonzáles Sanz, A. (2011). *"Cálculo y Diseño de las Líneas Eléctricas de Alta Tensión"*; Editorial Ibergarceta Publicaciones; Madrid; España.

Otros trabajos consultados

Enríquez, G. (1986); *“Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica”*; Volumen 1; Tercera reimpresión; Editorial Limusa; México.

Enríquez, G. (1983); *“Líneas de transmisión y redes de distribución de potencia eléctrica”*; Volumen 2; Segunda reimpresión; Editorial Limusa; México.

Escobar, A. (2002); *“Planeamiento dinámico de la expansión de sistemas de transmisión usando algoritmos combinatoriales”*, tesis de maestría en ingeniería eléctrica, Universidad Tecnológica De Pereira, Colombia.

Téllez, S. (2011); *“Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados”*; Universidad Nacional de Colombia, maestría en ingeniería eléctrica

CAPITULO VII

ANEXOS

- Registro de medición de flujos de potencia de S.E. Paramonga Nueva – S.E. Huarmey.
- Diagrama unifilar: Sistema Eléctrico – Paramonga Nueva - Huarmey