

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica

Tesis

**Método para el incremento del flujo de potencia de  
330 a 505 MW en la línea de transmisión de 220 KV  
Mantaro-Cotaruse-Socabaya en el año 2009**

Carlos Javier Portugal Chalco

Para optar el Título Profesional de  
Ingeniero Electricista

Arequipa, 2021

Repositorio Institucional Continental  
Tesis digital



Esta obra está bajo una Licencia "Creative Commons Atribución 4.0 Internacional" .

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios, por iluminarnos cada día y permitirnos la felicidad que tenemos en cada paso que damos en la vida, por las oportunidades que se nos presentan, que nos brindan las satisfacciones diarias, por la fortaleza en cada dificultad, que nos ha permitido lograr nuestras metas.

A la Universidad Continental, nuestra casa de estudios, en especial a la Escuela Académico Profesional de Ingeniería Eléctrica, a sus docentes, quienes nos han brindado sus conocimientos en nuestro paso académico, que nos servirán para desempeñarnos adecuadamente en nuestra vida profesional.

A nuestro asesor, por las acertadas y oportunas orientaciones para el desarrollo de la presente investigación, que nos permite dar un paso más en nuestro crecimiento académico.

**Carlos Javier Portugal Chalco**

## **DEDICATORIA**

Dedico el siguiente trabajo de investigación a mi amada esposa Rosita, nuestros hijos Ábiguel y Eduardo por ser motores de mi esfuerzo y dedicación.

A mis padres Manuel y Marina por inculcarme perseguir y lograr mis sueños.

Agradecido a Dios por darme la vida y la fortaleza.

**Carlos Javier Portugal Chalco**

# ÍNDICE DE CONTENIDOS

|  |           |
|--|-----------|
| <b>CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....</b>                                    | <b>3</b>  |
| 1.1 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA .....                                   | 3         |
| 1.1.1 Formulación del problema.....  | 5         |
| 1.2 OBJETIVOS .....  | 5         |
| 1.2.1 Objetivo general .....   | 5         |
| 1.2.2 Objetivos específicos .....  | 5         |
| 1.3 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA .....  | 5         |
| 1.3.1 Justificación técnica .....  | 6         |
| 1.3.2 Justificación económica .....  | 6         |
| 1.3.3 Justificación social .....   | 6         |
| 1.3.4 Justificación ambiental .....  | 7         |
| 1.4 HIPÓTESIS Y DESCRIPCIÓN DE VARIABLES.....  | 7         |
| 1.4.1 Hipótesis .....  | 7         |
| 1.4.2 Variables.....   | 7         |
| <br>   |           |
| <b>CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO .....</b>   | <b>10</b> |
| 2.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA.....   | 10        |
| 2.1.1 Nacional.....  | 10        |
| 2.1.2 Internacional .....  | 12        |
| 2.2 BASES TEÓRICAS.....  | 14        |
| 2.2.1 Potencia para sistemas eléctricos trifásicos .....                             | 14        |
| 2.2.1.1 Potencia instantánea en sistemas trifásicos .....                            | 16        |
| 2.2.1.2 Potencia instantánea para sistemas trifásicos lineales y equilibrados.....   | 16        |
| 2.2.1.3 Potencia instantánea para sistemas trifásicos lineales y desequilibrados ... | 18        |
| 2.2.1.4 Potencia instantánea para sistemas trifásicos no lineales.....               | 21        |
| 2.2.1.5 Gráficas de formas de onda trifásicas.....                                   | 22        |
| 2.2.2 Flujo de potencia.....   | 25        |
| 2.2.2.1 Método de Newton-Raphson .....   | 27        |
| 2.2.2.2 Método de Jacobi y Gauss-Seidel .....  | 28        |
| 2.2.2.3 Sistemas por unidad (P.U).....   | 28        |
| 2.2.3 Líneas de transmisión .....  | 31        |
| 2.2.3.1 Generalidades .....  | 31        |
| 2.2.3.2 Definición, objetivo e importancia .....                                     | 32        |

|                                      |  |           |
|--------------------------------------|--|-----------|
| 2.2.3.3                              | Principales elementos constitutivos .....  | 33        |
| 2.2.3.4                              | Clasificación .....  | 33        |
| 2.2.3.5                              | Apoyos para líneas aéreas .....  | 34        |
| 2.2.3.6                              | Modelos de líneas de transmisión en estado estacionario .....                                | 42        |
| 2.2.3.7                              | Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión .....                                     | 45        |
| 2.2.3.8                              | Características de los parámetros de impedancia de las líneas de<br>transmisión .....        | 47        |
| 2.2.3.9                              | Definición de inductancia.....   | 49        |
| 2.2.3.10                             | Conductores eléctricos.....  | 50        |
| 2.2.3.11                             | Sistemas de compensación en serie para líneas de transmisión.....                            | 57        |
| 2.2.3.12                             | Límite térmico de líneas de transmisión .....  | 67        |
| 2.2.3.13                             | Variación de la flecha con la temperatura del conductor .....                                | 68        |
| 2.2.4                                | Software de simulación de flujo de potencia DIGSILENT .....                                  | 70        |
| 2.3                                  | DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS .....   | 71        |
| <b>CAPÍTULO III METODOLOGÍA.....</b> |  | <b>74</b> |
| 3.1                                  | MÉTODO, Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN .....  | 74        |
| 3.2                                  | UNIDAD DE ESTUDIO.....   | 74        |
| 3.3                                  | ENFOQUE, NIVEL Y TIPO DE INVESTIGACIÓN .....   | 75        |
| 3.4                                  | DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN .....   | 75        |
| 3.5                                  | DISEÑO DE CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS .....   | 76        |
| 3.6                                  | TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....   | 76        |
| 3.7                                  | MÉTODO PARA EL INCREMENTO DE FLUJO DE POTENCIA.....  | 76        |
| 3.7.1                                | Ubicación geográfica de la línea de transmisión en estudio .....                             | 78        |
| 3.7.2                                | Ficha técnica de la línea de transmisión Mantaro – Cotaruse – Socabaya .....                 | 79        |
| 3.7.3                                | Parámetros eléctricos de la línea de transmisión Mantaro - Cotaruse -<br>Socabaya .....      | 80        |
| 3.7.4                                | Parámetros eléctricos de las reactancias capacitivas año 2009.....                           | 82        |
| 3.7.5                                | Diagrama unifilar del conexionado de la línea de transmisión en estudio año<br>2009.....     | 83        |
| 3.7.6                                | Simulación de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya año<br>2009.....             | 84        |
| 3.7.6.1                              | Informe de simulación de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-<br>Socabaya año 2009..... | 88        |

|        |  |     |
|--------|--|-----|
| 3.8    | CÁLCULOS DE LIMITE TÉRMICO DE LOS CONDUCTORES EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA .....   | 91  |
| 3.9    | CÁLCULO DE LOS CONDENSADORES EN SERIE PARA EL INCREMENTO DE FLUJO DE POTENCIA DE 330 MW A 505 MW EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA..... | 97  |
| 3.10   | SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA COMPENSADA .....   | 103 |
| 3.11   | INFORME DE SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA AÑO 2011 .....  | 105 |
| 3.12   | DIAGRAMA UNIFILAR DEL CONEXIONADO LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN ESTUDIO AÑO 2011.....   | 108 |
| 3.13   | VARIACIÓN DE LA FLECHA DEL CONDUCTOR .....   | 110 |
| 3.14   | APLICACIÓN DEL MÉTODO HALLADO A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-5006.....  | 111 |
| 3.14.1 | Parámetros eléctricos de la línea L-5006 .....   | 111 |
| 3.14.2 | Diagrama unifilar de la línea L-5006.....  | 112 |
| 3.14.3 | Informe de los resultados de la simulación de la línea L-5006.....   | 118 |
| 4.1    | RESULTADOS DEL TRATAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN .....  | 119 |
| 4.1.1  | Resultados de la simulación eléctrica de la línea de transmisión .....   | 119 |
| 4.1.2  | Variación porcentual de la intensidad de la corriente eléctrica como parámetro estadístico de la compensación de la LT.....                                | 121 |
| 4.1.3  | Voltaje en las barras del sistema eléctrico por consecuencia de la compensación.....   | 122 |
| 4.1.4  | Valores de las reactancias por consecuencia de la compensación .....   | 123 |
| 4.1.5  | Elongación de la flecha del conductor .....  | 123 |
| 4.1.6  | Consecuencias y efectos de la compensación en serie en la línea de transmisión.....  | 123 |
| 4.1.7  | Prueba de hipótesis .....  | 124 |
| 4.1.8  | Aportes del estudio de investigación .....   | 125 |
|        | CONCLUSIONES .....   | 126 |
|        | RECOMENDACIONES.....   | 128 |
|        | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....  | 129 |

## ÍNDICE DE TABLAS

|           |  |     |
|-----------|--|-----|
| Tabla 1.  | Variable independiente .....   | 8   |
| Tabla 2.  | Variable dependiente .....   | 9   |
| Tabla 3.  | Cuantificación de los flujos de potencia mediante la IEEE Std. 1459 .....              | 25  |
| Tabla 4.  | Tensiones normalizadas recomendadas por el CNE .....                                   | 33  |
| Tabla 5.  | Parámetros eléctricos de una línea de transmisión .....                                | 45  |
| Tabla 6.  | Parámetros lineales de una línea de transmisión .....                                  | 46  |
| Tabla 7.  | Parámetros eléctricos complejos de una línea de transmisión .....                      | 46  |
| Tabla 8.  | Capacidad de corriente en conductores (MCM) .....                                      | 57  |
| Tabla 9.  | Ficha técnica LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya .....                                       | 79  |
| Tabla 10. | Ficha técnica conductores LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya .....                           | 80  |
| Tabla 11. | Parámetros eléctricos LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya .....                               | 80  |
| Tabla 12. | Característica del conductor ACSR de la LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya ...               | 82  |
| Tabla 13. | Parámetros de los bancos de condensadores XC1/XC2 y XC3/XC4 .....                      | 82  |
| Tabla 14. | Densidad del aire según temperatura ambiente y altitud .....                           | 93  |
| Tabla 15. | Densidad del aire según temperatura ambiente y altitud .....                           | 95  |
| Tabla 16. | Características eléctricas del conductor STARLING .....                                | 96  |
| Tabla 17. | Cálculo de $P_2 P_2$ en función de $U_1 U_1$ , V, $X_L X_L$ , $X_C X_C$ (&)(&) .....   | 101 |
| Tabla 18. | Cálculo de $P_2 P_2$ en función de $U_1 U_1$ , V, $X_L X_L$ , $X_C X_C$ (&)(&) .....   | 103 |
| Tabla 19. | Parámetros eléctricos de la línea L-5006 .....   | 112 |
| Tabla 20. | Cálculo de $P_2 P_2$ en función de $U_1 U_1$ , V, $X_L X_L$ , $X_C X_C$ (&)(&) .....   | 115 |
| Tabla 21. | Cotejo de resultados antes y después de la simulación de la línea L-5006..             | 118 |
| Tabla 22. | Comparación de parámetros eléctricos en los años 2009 y 2011 .....                     | 120 |
| Tabla 23. | Comparación de parámetros eléctricos en los años 2009 y 2011 .....                     | 121 |
| Tabla 24. | Comparación de voltajes en barras en la LT en los años 2009 y 2011 .....               | 122 |
| Tabla 25. | Comparación de reactancias capacitivas en serie en la LT en los años 2009 y 2011 ..... | 123 |



## ÍNDICE DE FIGURAS

|            |   |    |
|------------|---|----|
| Figura 1.  | Formas de onda (a) Forma de onda de tensión. (b) Forma de onda de corriente de la carga.....  | 22 |
| Figura 2.  | Potencias fundamentales equilibradas. (a) Fase a. (b) Fases a, b, c y potencia trifásica.....   | 23 |
| Figura 3.  | Potencias fundamentales desequilibradas. (a) Fase a. (b) Fases a, b, c y potencia trifásica.....  | 23 |
| Figura 4.  | Potencias no fundamentales. (a) Fase a. (b) Fases a, b, c y potencia trifásica.....   | 24 |
| Figura 5.  | Apoyo de alineación simple de doble terna.....  | 34 |
| Figura 6.  | Apoyo de ángulo doble de doble terna.....   | 35 |
| Figura 7.  | Apoyo de anclaje doble de doble terna.....  | 36 |
| Figura 8.  | Apoyo simple de doble terna de fin de línea.....  | 37 |
| Figura 9.  | Apoyo especial de alta tensión a baja tensión.....  | 38 |
| Figura 10. | Apoyo de celosía de perfiles laminados de entramado.....  | 39 |
| Figura 11. | Apoyo de celosía de perfiles laminados de marcos.....   | 39 |
| Figura 12. | Arriostamiento de postes de celosía de perfiles laminados, de 2 montantes con perfiles laminizados dispuestos en diagonal.....  | 40 |
| Figura 13. | Postes de celosía de perfiles laminados, de 4 montantes. (a) Celosía de entramado sencillo. (b) Celosía de entramado romboidal. (c) Celosía de entramado en forma de K..... | 41 |
| Figura 14. | Tipos de conductor ACSR, ACAR, AAAC.....  | 51 |
| Figura 15. | Conductor ACSR.....   | 53 |
| Figura 16. | Conductor ACAR.....   | 54 |
| Figura 17. | Conductor AAAC.....   | 56 |
| Figura 18. | Esquema de conexión eléctrico de compensación en serie en una LT.....   | 58 |
| Figura 19. | Condensadores en serie en una LT.....   | 60 |
| Figura 20. | Banco de condensadores en una LT.....   | 60 |
| Figura 21. | Ubicación media de banco de condensadores en una LT.....  | 61 |
| Figura 22. | Ubicación extrema de banco de condensadores en una LT.....  | 61 |
| Figura 23. | Ubicaciones extremas de banco de condensadores en una LT.....   | 61 |
| Figura 24. | Varistor de óxido metálico.....   | 62 |
| Figura 25. | Esquema de funcionamiento de MAC-TAG.....   | 62 |
| Figura 26. | Interruptor de by-pass rápido.....  | 63 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 27. Banco de condensadores en una LT .....   | 64  |
| Figura 28. Banco de condensadores sin fusibles internos .....   | 64  |
| Figura 29. Banco de condensadores con fusibles internos .....   | 65  |
| Figura 30. Banco de condensadores con fusibles externos .....   | 66  |
| Figura 31. Banco de condensadores sin fusibles (marca General Electric).....  | 66  |
| Figura 32. Flecha vs temperatura del conductor .....  | 68  |
| Figura 33. Flecha vs. Temperatura del conductor con $V_w = 0.61 \text{ m/s}$ .....  | 69  |
| Figura 34. Flecha vs. Temperatura del conductor con $V_w = 3 \text{ m/s}$ .....   | 69  |
| Figura 35. Ventana de operación de Power Factory .....  | 71  |
| Figura 36. Diagrama de flujo del método del incremento de flujo de potencia .....   | 77  |
| Figura 37. Línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya .....  | 79  |
| Figura 38. Diagrama Unifilar LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya.....  | 81  |
| Figura 39. Diagrama unifilar de la LT antes de la compensación XC1/XC2 y XC3/XC4..  | 84  |
| Figura 40. Simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2009.....                  | 87  |
| Figura 41. Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2009 .....   | 88  |
| Figura 42. Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2009 .....   | 89  |
| Figura 43. Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2009 .....   | 90  |
| Figura 44. Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2009 .....   | 90  |
| Figura 45. Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2009 .....   | 91  |
| Figura 46. Simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, con condiciones iniciales..... | 100 |
| Figura 47. Simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2011 .....                 | 104 |
| Figura 48. Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2011 .....   | 105 |
| Figura 49. Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2011 .....   | 106 |
| Figura 50. Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2011 .....   | 106 |

|   |     |
|---|-----|
| Figura 51. Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2011 ..... | 107 |
| Figura 52. Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2011 ..... | 107 |
| Figura 53. Línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya .....  | 109 |
| Figura 54. Vientos por los lugares donde recorre la LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya ..   | 110 |
| Figura 55. Flecha vs. Temperatura del conductor con $V_w = 3$ m/s.....  | 111 |
| Figura 56. Diagrama unifilar barra Carabayllo .....   | 112 |
| Figura 57. Diagrama unifilar barra Chimbote Nueva .....   | 113 |
| Figura 58. Simulación de la línea Carabayllo – Chimbote Nueva (L-5006), antes de la compensación .....                        | 114 |
| Figura 59. Simulación de la línea Carabayllo – Chimbote Nueva (L-5006), después de la compensación .....                      | 117 |
| Figura 60. Datos obtenidos de la simulación, después de compensar .....   | 118 |

## RESUMEN

El presente trabajo de investigación lleva como título: "Método para el incremento del flujo de potencia de 330 a 505 MW en la línea de transmisión de 220 KV Mantaro-Cotaruse-Socabaya en el año 2009". El objetivo: fue determinar un método para el incremento del flujo de potencia en una línea de transmisión, mediante la adición de condensadores en serie; este método hallado, tiene como fundamento los cálculos matemáticos de flujos de potencia y su respectiva simulación de comprobación en software de análisis de flujos de potencia en circuitos de alta tensión. El hecho de elegir la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya el cual es una línea ya compensada, sirvió para validar el procedimiento elegido. Resultados: se puede sintetizar en que el método hallado permite el incremento de intensidad de corriente eléctrica en líneas de alta tensión, para realizar este incremento se tuvo en cuenta los efectos físicos y mecánicos inherentes al aumento de corriente eléctrica en las líneas de alta tensión. Conclusión: el análisis realizado en este proyecto permite concluir que es posible aumentar el flujo de potencia por la línea de transmisión de 330 MW a 505 MW sin perder estabilidad por voltaje, ante condiciones de operación normal y contingencia con la solución adoptada. También se demostró que el incremento en el flujo de potencia de las líneas de transmisión para el año 2011, no afecta en su operación a la línea de transmisión en estudio, porque se realizó los cálculos de máximo límite térmico de los conductores, en las líneas 2051, 2052, 2053 y 2054, como se puede apreciar en la tabla 22.

**Palabras Clave:** Líneas de transmisión, flujos de potencia, compensación en serie.

## **ABSTRACT**

The title of this research work is: "Method for increasing the power flow from 330 to 505 MW in the 220 KV Mantaro-Cotaruse-Socabaya transmission line in 2009". The objective: of this research was to determine a method to increase the power flow, in a transmission line, by adding capacitors in series, this method found, is based on the mathematical calculations of power flows and their respective simulation test, in power flow analysis software in high voltage circuits. The fact of choosing the Mantaro-Cotaruse-Socabaya transmission line, which is an already compensated line, served to validate the chosen procedure. Results: it can be synthesized in that the method found allows the increase in the intensity of electric current in high voltage lines, to carry out this increase the physical and mechanical effects inherent to the increase in electrical current in the high voltage lines were taken into account. Conclusion: the analysis carried out in this project allows to conclude that it is possible to increase the power flow through the transmission line from 330 MW to 505 MW without losing voltage stability under normal and contingency operating conditions, with the solution adopted. It was also demonstrated that the increase in the power flow of the transmission lines for the year 2011 does not affect the operation of the transmission line under study, because the calculations of the maximum thermal limit of the conductors were carried out in the lines. 2051, 2052, 2053 and 2054, as can be seen in table 22.

**Keywords:** Transmission lines, power flow, series compensation.

# INTRODUCCIÓN

El desarrollo económico que experimentó el Perú a lo largo de la década pasada, entendiéndose la década del 2010, fue vertiginoso, llegando a tener un crecimiento anual sostenido alrededor del 6% anual, lo que implicó un incremento progresivo de la demanda de energía eléctrica ya que a este ritmo de crecimiento industrial y nuevas empresas fueron creadas e instaladas en el país.

Con la aparición de nuevos centros mineros a lo largo de todo nuestro territorio patrio, la necesidad de la demanda de energía eléctrica para satisfacer las necesidades de esta minería e industria creciente, obligó a hacer modificaciones a todo el sistema interconectado nacional.

En lo que se refiere exclusivamente a transporte de energía eléctrica, era necesario desarrollar nuevas ampliaciones a nuestro sistema interconectado nacional (en líneas de transmisión), incrementar la potencia de las líneas de transmisión (porque había necesidad de gran demanda de carga).

Para poder abastecer esta demanda creciente de carga, era necesario un incremento en la capacidad de transporte de energía eléctrica en las instalaciones del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), sean estos a través de proyectos de Generación, Transmisión o Distribución de energía eléctrica.

En lo que se refiere a la línea de interconexión tratada en este proyecto, la solución más simple al problema de demanda de energía eléctrica podría ser la implementación de una nueva línea de transmisión, o tal vez cambiar los conductores de energía eléctrica, etc.

Hay una amplia variedad de soluciones para el incremento de flujo de potencia, en la cual se ha elegido incrementar el flujo de potencia sin necesidad de incrementar el voltaje de la línea de transmisión, el que permanecerá constante en 220 kV, solo se incrementará la potencia de transmisión de la línea, y se añadirán compensadores estáticos en algunos puntos de la línea de transmisión.

En el Capítulo I "Planteamiento del problema", se sitúa el proyecto dentro del sector interconectado nacional de transmisión de energía eléctrica del Perú y se define el alcance, objetivos y limitaciones de la tesis.

En el Capítulo II "Marco teórico", se hace una revisión de los parámetros más importantes de las líneas de transmisión y se definen cuáles son los más determinantes para un nivel de compensación en alta tensión; asimismo, se presenta un sustento técnico para el incremento del flujo de potencia de la línea de transmisión de 220 kV.

En el Capítulo III "Diseño de la investigación", se presenta la alternativa de solución al problema planteado, se identifica la problemática existente en la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya y se plantean y evalúan la opción más favorable para la compensación e incremento del flujo de potencia.

A partir del Capítulo IV "Discusión y resultado", el trabajo se centra en la discusión de resultados del proyecto y ver si realmente se cumplió tesis en el mencionado proyecto, como aplicación directa del incremento del flujo de potencia en la alta tensión en el SEIN; en este capítulo se definen las condiciones y realización del diseño eléctrico básico de la línea de transmisión.

# **CAPÍTULO I**

## **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **1.1 PLANTEAMIENTO Y FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

El progresivo crecimiento de la demanda eléctrica en nuestro país a partir del año 2000, mostrado en el informe anual "Perú: Sector Eléctrico 2010" del Ministerio de Energía y Minas, mostró que en el quinquenio de los años 2004 – 2009, la demanda de producción de energía eléctrica a nivel nacional experimentó un crecimiento del 7% de promedio anual, en aproximadamente 1800 GWh/anuales, lo cual repercute también en la expansión del SEIN (sistema eléctrico interconectado nacional), que ve como el sistema interconectado va creciendo en su infraestructura a lo largo de todo el país. (MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS, 2010)

La razón del crecimiento de la demanda de energía eléctrica en la parte sur del país, en la década siguiente al año 2000, fue producto de las nuevas inversiones mineras realizadas en esta parte del país (proyecto minero las Bambas en Apurímac, proyecto minero Constancia y Antapaccay en Cusco, para poner algunos ejemplos), también contribuyó a esta demanda de energía eléctrica, el crecimiento de las industrias agrarias y pecuarias, tales como Majes y El Pedregal en la Región Arequipa.

Las proyecciones de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, entendiéndose carga, en el corto y mediano plazo, hizo que sea imperiosa la necesidad de aumentar la capacidad de transporte de las líneas de transmisión en el sur del Perú (incremento de flujo de potencia), para poder abastecer la creciente demanda de energía eléctrica en la parte sur del Perú.

Este aumento de la capacidad de transporte de energía eléctrica en las líneas de transmisión fue en la década pasada, una necesidad social y económica para el desarrollo del país, ya que la economía peruana había presentado un crecimiento económico sostenido. Entre los años 2002 y 2013, el Perú se distinguió como uno de los países de mayor dinamismo en América Latina, con una tasa de crecimiento promedio



del PBI de 6,1% anual. La adopción de políticas macroeconómicas prudentes y reformas estructurales de amplio alcance en un entorno externo favorable, crearon un escenario de alto crecimiento y baja inflación para la década pasada. (BANCO MUNDIAL, 2019)

De acuerdo, al ritmo de crecimiento proyectado en esas fechas para el año 2009, la inversión pública se diversificó, es así, que la inversión en el subsector de electricidad del país fue favorecida. En el último quinquenio del año 2010, la inversión en plantas de generación eléctrica se incrementó a una tasa promedio de 32% anual; este crecimiento estuvo marcado principalmente por las inversiones de las empresas privadas, para el año 2009, se estimó la inversión en US \$538 millones en esta actividad.

También, la inversión en equipamiento en lo que respecta a líneas de transmisión tuvo un crecimiento promedio anual de 15% para el último quinquenio del año 2010. Se estimó la inversión para el año 2009 en US \$295 millones.

En lo que respecta a la parte de la etapa de distribución, presentó un incremento anual del 24%; en las empresas estatales el incremento fue del 20%, en tanto que la inversión privada creció en 27% anual en el último quinquenio del año 2010. Se estimó la inversión para el año 2009 en US \$277 millones.

Como se pudo ver en lo expresado en párrafos anteriores, el incremento constante de carga, debido al crecimiento económico de nuestro país, hace necesario que más centrales eléctricas puedan generar más electricidad, es por ello por lo que el aumento de la potencia de las líneas de transmisión es una necesidad latente.

Una alternativa para aumentar la potencia en las líneas de transmisión es reestructurar de manera total la línea de transmisión, lo que implica cambiar los conductores, las estructuras metálicas, cadena de aisladores, subestación de potencia, etc.

Otra alternativa, es solo modificar la parte de la potencia reactiva en la línea de transmisión, mediante la adición de compensadores reactivos estáticos. Pero para poder determinar los valores correctos, se debe hacer un tratamiento matemático del comportamiento de la línea de transmisión con la modificación de la potencia reactiva.

Por lo general, las empresas que realizan estos cálculos matemáticos no dan a conocer los procedimientos de cómo las hallan, simplemente dan los resultados de tales cálculos, siendo para la mayoría de los entendidos en la materia una caja negra, los cálculos realizados para lograr tal incremento. Por lo que se pretende con el trabajo, dar luces sobre tal, opacidad en torno a la materia, y encontrar un estudio de ingeniería para comprender y hallar los valores de los compensadores estáticos.

### **1.1.1 Formulación del problema**

#### **A. Problema general**

¿Es posible encontrar un método para el incremento del flujo de potencia de 330 a 505 MW hacia la zona sur en la línea de transmisión de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya?

#### **B. Problemas específicos**

- ¿Es posible el incremento de flujo de potencia en la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya?
- ¿Será posible hallar una solución de cálculo matemático y eléctrico para el aumento de la capacidad de transporte de carga de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya 220 kV?

## **1.2 OBJETIVOS**

### **1.2.1 Objetivo general**

Encontrar un método de solución para el incremento del flujo de potencia de 330 a 505 MW hacia la zona sur en la línea de transmisión de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya.

### **1.2.2 Objetivos específicos**

- Determinar si la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya soporta el incremento del flujo de potencia.
- Desarrollar los cálculos matemáticos y eléctricos que permitan incrementar el flujo de potencia en la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya.

## **1.3 JUSTIFICACIÓN E IMPORTANCIA**

Este proyecto de investigación se justifica porque trata de hallar un método para el incremento del flujo de potencia en líneas de transmisión, con ese propósito se tomará una línea de transmisión ya compensada. La razón de porque se toma ya una línea de transmisión ya compensada, es el hecho que permitirá corroborar el método propuesto para el incremento de flujo de potencia; es decir, realizar cálculos y simulaciones de ingeniería para hallar un método de incremento de flujo de potencia que sea aplicable para otras líneas de transmisión. Además, por lo general, en los libros de flujos de

potencia no se muestra el procedimiento para incrementar los flujos de potencia, solo se explica la teoría del tema.

Cabe destacar que este método, abarcará el estudio técnico para encontrar los cálculos de flujo de potencia del aumento de carga de la línea de transmisión.

También el estudio permitirá tener una fuente de información para estudios de ingeniería eléctrica en el estudio de flujos de potencia en líneas de transmisión.

### **1.3.1 Justificación técnica**

La ampliación del flujo de potencia en la actualidad está implementada y con gran éxito.

Esta investigación de estudio en particular se hace para que, en lo posterior, cuando haya necesidad de una nueva ampliación de flujo de potencia, se tenga un método de incremento de flujo de potencia con una base matemática de ingeniería sólida, para poder realizarlas en otras líneas de transmisión.

También el estudio permitirá tener una fuente de información para estudios de ingeniería eléctrica en el estudio de flujos de potencia en líneas de transmisión.

### **1.3.2 Justificación económica**

Se tendrá un gran ahorro, ya que la formulación del método de incremento de potencia, permitirá el cálculo para incrementar el flujo de potencia en la línea de transmisión sin necesidad de mucho gasto en la implementación de equipos para tal fin, porque si este estudio no se hiciera, las medidas necesarias para incrementar el flujo de potencia en la línea de transmisión, serían las de cambiar los conductores en la línea de transmisión, cambiar los transformadores de potencia, en el punto de partida, así como de llegada, y otros equipos involucrados, y estos cambios ocasionarían una gran inversión económica.

### **1.3.3 Justificación social**

El tiempo es fundamental en este tipo de proyectos, lo cual también fortifica la investigación ya que la implementación de este proyecto ahorrará mucho tiempo, porque el estudio se haría en un corto plazo. En cambio, si no se llevara a cabo este estudio y se hiciera el incremento del flujo de potencia cambiando todos los equipos y dispositivos para lograr tal fin, esto se haría en un largo plazo. Esto implica un costo social, mínimo, ya que adecuar el sistema de potencia al cambio esperado, no generará impacto social,

es decir, no habrá ningún cambio o desplazamiento de personas o afectación de viviendas, a los poblados aledaños.

#### **1.3.4 Justificación ambiental**

En la parte ambiental, nuestro proyecto se justifica por la razón de que este estudio de incremento de flujo de potencia no modificará en gran parte el esquema ya instalado en la línea de transmisión, solo adicionará algunos equipos, los más necesarios posibles.

Y es justo en lo que se quiere incidir, ya que no modificará para nada el estudio de impacto ambiental aprobado para la línea de transmisión original.

### **1.4 HIPÓTESIS Y DESCRIPCIÓN DE VARIABLES**

#### **1.4.1 Hipótesis**

##### **A. Hipótesis general**

El método a encontrar es posible que permita el incremento del flujo de potencia de 330 a 505 MW de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya 220 kV.

##### **B. Hipótesis específicas**

- Es posible incrementar de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya 220 kV.
- Los cálculos matemáticos y eléctricos permiten el aumento de la capacidad de transporte de carga de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya 220 kV.

#### **1.4.2 Variables**

##### **A. Variable independiente**

Método de resolución.

Indicadores

- Datos eléctricos de la línea de transmisión antes del incremento de flujo de potencia.
- Máxima capacidad de transporte de una línea de transmisión.
- Limite térmico de capacidad de una línea de transmisión.
- Límite de elongación máxima permitida de los conductores en una línea de transmisión.

## B. Variable dependiente

Incremento de flujo de potencia.

Indicadores

- Reactancia capacitiva del condensador en serie.
- Voltajes en las barras de subestaciones.
- Potencia activa nominal en la LT.
- Potencia reactiva nominal en la LT.
- Máxima capacidad de transporte de una línea de transmisión.

## C. Operacionalización de variables

**Tabla 1.**

*Variable independiente*

| Variable independiente (X): método de resolución. |   |  |  |  |
|---|---|--|--|--|
| Variable(s)                                       | Definición conceptual   | Dimensiones  | Indicadores  | Instrumentos   |
| Método de resolución                              | Un método de resolución halla un camino o una vía para solucionar algo, es decir, encontrar una variable incógnita conociendo otra variable conocida. | Características eléctricas de la línea de transmisión antes del incremento de flujo de potencia.                             | Datos eléctricos de la línea de transmisión antes del incremento de flujo de potencia. | Simulador de flujos de potencia Digsilent.   |
|   |   | Esquemas unifilares de la línea de transmisión antes del incremento de flujo de potencia.                                    | Máxima capacidad de transporte de una línea de transmisión.                            | Cálculos eléctricos de máxima capacidad de transporte de una línea de transmisión. |
|   |   | Simulación de la línea de transmisión antes del incremento de flujo de potencia.   | Límite térmico de capacidad de una línea de transmisión.                               | Tablas de límite térmico de conductores de fabricantes.                            |
|   |   | Estudio de incremento de carga, límite térmico y elongación, en la línea de transmisión del incremento de flujo de potencia. | Límite de elongación máxima permitida de los conductores en una línea de transmisión.  | Artículo científico de límite de elongación en conductores.                        |

**Fuente:** Elaboración propia

**Tabla 2.***Variable dependiente*

| <b>Variable dependiente (Y): incremento del flujo de potencia</b>                     |  |  |  |  |
|---|--|--|--|--|
| <b>Variable(s)</b>  | <b>Definición conceptual</b>   | <b>Dimensiones</b>   | <b>Indicadores</b>   | <b>Instrumentos</b>  |
| Incremento del flujo de potencia en la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya | Se denomina incremento de flujo de potencia al aumento de la capacidad de transportar carga en una línea de transmisión en estado bajo ciertos parámetros de operatividad de esta. | Cálculo del compensador en serie que permita el incremento de la línea de transmisión.   | Reactancia capacitiva del condensador en serie.  | Simulador de flujos de potencia Digsilent. Cálculos matemáticos para hallar el compensador en serie. |
|   |  | Dimensionamiento de equipos para el incremento de la línea de transmisión. Simulación de la línea de transmisión después del incremento del flujo de potencia. Verificación de los parámetros eléctricos de la línea de transmisión eléctrica ya incrementada. | Voltajes en las barras de subestaciones. Potencia activa nominal en la LT. Potencia reactiva nominal en la LT. Máxima capacidad de transporte de una línea de transmisión. |  |

**Fuente:** Elaboración propia

## **CAPÍTULO II**

### **MARCO TEÓRICO**

#### **2.1 ANTECEDENTES DEL PROBLEMA**

Los antecedentes en la tesis de investigación son escasos, ya que no existe cálculos de incremento de flujo de potencia en líneas de transmisión en alta tensión, generalmente solo existen en baja tensión.

Esos cálculos de compensación para incremento de flujo de potencia son bien guardados o mejor dicho celosamente custodiados, y tal información no es mostrada al público o a los estudiantes de ingeniería eléctrica.

Por tal motivo son escasos los antecedentes, pero a pesar de ello, se hizo una búsqueda de los antecedentes más cercanos a nuestro trabajo de incremento de potencia, ya sea en el plano nacional e internacional, encontrando las siguientes tesis, que son las más cercanas al área de estudio tratado, o tienen alguna información que es de utilidad para nuestro tema.

##### **2.1.1 Nacional**

En la tesis de investigación “Aplicaciones De La Extra Alta Tensión De 500 kV En La Mejora Del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional”, realizada por Juan Marcelo Vivanco Vallejos, concluye que: La evaluación técnica y económica de los diferentes niveles de tensión emite resultados favorables para el nivel de Extra Alta Tensión, entre los cuales se tienen: Los niveles de EAT (extra alta tensión) proporcionan un mayor aporte de reactivos, favoreciendo la operación del sistema en máxima demanda.

Las líneas de transmisión EAT (extra alta tensión) permiten mantener una gran capacidad de transmisión en el sistema. También dice que el nivel de 500 kV resulta ser la opción más ventajosa, ya que el incremento en inversión de 41% (respecto a 220 kV) se ve compensado por el incremento en 299% de la capacidad de transmisión. Asimismo, genera menores pérdidas de potencia, haciéndola la opción más ventajosa en el Análisis

de Mínimo Costo. Hace un análisis de tres posibles soluciones, de acuerdo con la infraestructura, existente, ante la problemática que se presenta en la Interconexión Eléctrica Centro - Sur Medio - Sur (falta de infraestructura de transmisión eléctrica y congestión en las líneas de transmisión actuales por crecimiento en la demanda eléctrica en el sur) y evalúa tres posibles alternativas de solución, concluyendo que la opción más ventajosa es la alternativa en la cual se elige la línea de transmisión 500 kV Chilca-Montalvo, por los siguientes motivos: La tensión recomendada para las alternativas de solución, según las características del sistema, se encuentra por encima de 400 kV; la alternativa elegida (500 kV), permite una menor sección en los conductores (alrededor de 380 mm<sup>2</sup>); asimismo, permite mantener una mayor capacidad de transmisión y un mayor aporte de potencia reactiva, a la vez que ocasiona menores pérdidas de energía en el sistema; el mayor nivel de inversión de la Alternativa elegida (500 kV) es compensado con su capacidad de transmisión, haciéndola la alternativa más atractiva para el largo plazo; a partir del diseño eléctrico de la LT 500 kV Chilca-Montalvo se obtienen los siguientes resultados; para la L. T. 500 kV Chilca-Marcona Nueva se emplearán 357.2 km de conductor ACAR 4x750 MCM. Los factores de diseño determinantes son el cálculo por Efecto Joule (por la potencia y longitud) y el cálculo por Efecto Corona (por el nivel de tensión); los Diagramas de Operación muestran la variación de la Caída de Tensión en función de la Capacidad de Transmisión y el Factor de Potencia de la Línea de Transmisión. Los Diagramas de Pérdidas muestran la variación de las Pérdidas en función de la Capacidad de Transmisión y el Factor de Potencia de la Línea de Transmisión; para la selección del número de aisladores por cadena, el criterio determinante es la distancia de fuga y grado de contaminación, debido a las condiciones ambientales de la Costa del Perú. Asimismo, los resultados obtenidos para el cálculo por sobretensiones de maniobra, son más conservadores que para sobretensiones de impulso tipo rayo, lo cual comprueba el criterio de que, para EAT (extra alta tensión), las sobretensiones de maniobra son más peligrosas; el Sistema de Compensación Reactiva, se ha seleccionado para minimizar la elevación de tensión a mínima carga (Reactores Shunt) y para compensar el 50% de la reactancia de línea, para mejorar la capacidad de transmisión a plena carga (Capacitores Serie). De la tesis mencionada, se puede hacer un corolario, que cuanto más elevada es la tensión de transmisión genera más reactivos en la línea de transmisión, lo cual permite inferir que, si se quiere variar el flujo de potencia de una línea de transmisión, se tiene que variar la potencia reactiva de las líneas de transmisión. (VIVANCO, 2012).



Galeas (2010), en su libro “Líneas De Transmisión Eléctrica”, da más luces del comportamiento de las líneas de transmisión y cómo afecta la variación de potencia reactiva en los parámetros eléctricos de la línea de transmisión mencionada; también, se indica que la línea de transmisión es la encargada de transportar la energía eléctrica de una subestación a otra, y uno de los parámetros que indica su operatividad, es la cantidad de energía eléctrica que transporta a un determinado nivel de la tensión y potencia de transmisión. El nivel de tensión a transmitir generalmente viene dado por la distancia de transmisión, cuanto mayor sea el voltaje de transmisión, mayor será la capacidad de potencia de transmisión (flujo de potencia). Por lo tanto, el equilibrio entre la generación y la demanda de carga es importante para la operación de la línea de transmisión, así que el incremento del flujo de potencia debe hacerse de manera objetiva y con estudios de ingeniería probados. Así como tener extremo cuidado en las repercusiones secundarias que pueda haber.

### **2.1.2 Internacional**

En la tesis de investigación “Análisis de control de flujo de potencia en estado estable”, realizada por Ramiro Patiño Bedolla (1995), interesa su análisis de flujo de potencia que hace en el estado estable, ya que eso permitirá ver cómo se comporta la línea de transmisión en estado estacionario tratada en este trabajo de investigación, cuando se varía su incremento del flujo de potencia. Además, concluye que, en un sistema eléctrico de potencia, debe existir en forma continua un equilibrio entre la generación y la carga eléctrica, de esta forma, se tendrá una operación estable en el estado permanente.

Otro aporte para nuestro trabajo es la tesis de investigación “Análisis de líneas de transmisión en estado permanente”, realizada por Julio Zapata Centeno (2012), en la cual concluye que: el estudio de los elementos del Sistema Eléctrico de Potencia resulta de gran importancia cuando se requiere el transporte y comercialización eficaz de la energía eléctrica. Es cierto que el trabajo se centra en tratar la comercialización eléctrica; también menciona que los estudios asociados a la línea de transmisión detallan los parámetros que la caracterizan como el elemento dentro del Sistema Eléctrico de Potencia que mayor pérdida de energía eléctrica presenta. El autor hace un análisis de la línea de transmisión, en el cual dice que los parámetros eléctricos, se concentran en dos grupos, uno con respecto a la rama formado por la parte real resistiva y la parte imaginaria por la reactancia inductiva y el otro grupo representa a la rama paralela compuesta por la parte real de la conductancia, que generalmente suele despreciarse en este tipo de estudio, y

la parte imaginaria que corresponde al efecto capacitivo. Otro aspecto que resulta importante en este tipo de estudio es la geometría que existe entre los conductores de la línea de transmisión, porque a partir de ella se analizan los efectos inductivos y capacitivos. También menciona que en el transporte de la energía eléctrica, es clave el análisis de la geometría de la línea de transmisión y sus parámetros eléctricos, lo que ha permitido desarrollar ecuaciones pertinentes para determinar la caída de tensión que se presentan en el transporte de la energía a corta o larga distancia, en donde se distingue que; el parámetro de la resistencia depende de la resistividad del conductor, la cual se opone al flujo de corriente, originando así pérdida de energía eléctrica en forma de calor, la inductancia es el parámetro que relaciona la pérdida de energía almacenada en el campo magnético variable originado por la corriente de la línea y la capacitancia representa las pérdidas eléctricas producidas por la corriente de carga ( $I_{carga}$ ), que son originados en el entorno del campo eléctrico por el diferencial de tensión entre los conductores, esta corriente se suma a la corriente de la línea. Aunque en ocasiones la capacitancia se desprecia, en líneas cortas su valor adquiere importancia conforme se incrementa la longitud de la línea, siendo de gran interés en líneas de transmisión largas. Por otro lado, concluye que, mediante la solución de problemas característicos de líneas de transmisión bajo diferentes condiciones de carga, se logró determinar el nivel de tensión apropiado que debe suministrar el generador, para compensar la caída de tensión que se produce naturalmente por los parámetros de la línea al transmitir energía eléctrica. Finalmente, el autor afirma que dentro de esta investigación se expusieron los efectos que causan la rama serie de la línea de transmisión, por ser los parámetros que afectan directamente el transporte de la energía eléctrica. Mediante la herramienta de simulación PSAT, se logró variar estos parámetros con el fin de obtener el comportamiento que adquiere la línea de transmisión, cabe mencionar que por medio de la simulación se identificó fácilmente que el parámetro de la resistencia es el que mayor pérdida de energía eléctrica ocasiona, seguido por el de la inductancia y por último se entiende que la capacitancia representa una pérdida de menor magnitud que los parámetros anteriores, por ser un parámetro presente en la rama paralela y por tal no afecta directamente al flujo de potencia.

En el trabajo de investigación "Condensadores en serie en líneas de subtransmisión" realizado por Héctor Bustos López (1986), para obtener el título de ingeniero eléctrico, concluye en forma general lo siguiente: Que un condensador en serie con una línea genera reactivos cuya magnitud es dependiente de las variaciones de la carga. Que los reactivos generados por un condensador en serie conllevan los siguientes

beneficios técnicos: mejora la regulación de voltaje, por un mejoramiento de los niveles de voltaje en la carga; mejora del factor de potencia hacia el lado del terminal de envío de una línea; y aumento de la transferencia de potencia a través de una línea. En otra de sus conclusiones dice que los beneficios técnicos inherentes a la utilización de un condensador en serie con una línea y que se mencionan en los literales a.-, b.- y c.- del numeral 1.-; se presentan en forma simultánea y traen mejoras en las condiciones de operación de la línea. También dice, que un condensador en serie al aumentar la transferencia de potencia a través de una línea permite un aprovechamiento más eficiente de una línea en lo que tiene que ver a la utilización de la capacidad permisible de transmisión. Por último, señala que un condensador en serie al aumentar la transferencia de potencia a través de una línea pospone inversiones de capital en la adquisición de nuevos equipos como pueden ser: generadores, líneas, etc.

## **2.2 BASES TEÓRICAS**

En esta parte del presente trabajo de investigación, se presentará los conceptos más relevantes respecto al flujo de potencia en las líneas de transmisión, y otros conceptos que se consideran importantes para esta investigación.

### **2.2.1 Potencia para sistemas eléctricos trifásicos**

De forma práctica, se sabe que la energía eléctrica transportada por las líneas de transmisión, tienen dos componentes fundamentales, las cuales son: el estado transitorio y el estado permanente.

Para comprender mejor el estado estacionario, es necesario tocar el estado transitorio, ya que algunos parámetros que aparecen en el estado transitorio hacen su repercusión en el estado estacionario.

Es importante saber el concepto de potencia eléctrica y como está conceptualizado por los diferentes organismos o asociaciones mundiales, por eso se mencionará la dada por la IEEE, en lo que se refiere a potencia monofásica y trifásica.

Es por eso por lo que se inicia de un estándar dado por la IEEE, el estándar 1459-2010, que trata sobre, "Definiciones para la medición de cantidades de energía eléctrica en condiciones sinusoidales, no senoidales, balanceadas o no balanceadas" (Definitions for the Measurement of Electric Power Quantities Under Sinusoidal, Nonsinusoidal, Balanced, or Unbalanced Conditions), de la cual se abordará la teoría de la potencia instantánea para sistemas eléctricos monofásicos, y por ende su expansión a sistemas trifásicos.

Se empezará por decir que, “para sistemas monofásicos lineales, es decir, para sistemas alimentados con una tensión que solo contiene la componente fundamental y que solo demanda la componente fundamental de corriente, el grupo de trabajo del estándar define la potencia instantánea fundamental ( $P_1$ , ecuación 1) conformada por la potencia activa instantánea fundamental ( $P_{a1}$ ) y la potencia reactiva instantánea fundamental ( $P_{q1}$ )”: (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 59)

$$P_1 = P_{a1} + P_{q1} = \{V_1 I_1 \cos \theta_1 [1 - \cos(2\omega_1 t)]\} + \{-V_1 I_1 \sin \theta_1 \sin(2\omega_1 t)\}$$

$$P_1 = P_{a1} + P_{q1} = \{V_1 I_1 \cos \theta_1 [1 - \cos(2\omega_1 t)]\} + \{-V_1 I_1 \sin \theta_1 \sin(2\omega_1 t)\}$$

“Dónde:  $V_1$  e  $I_1$  son la amplitud de la tensión aplicada y de la corriente demandada por la carga es el desfase fundamental que existe entre la tensión y la corriente, y es la frecuencia angular fundamental. El valor medio de  $P_{a1}(t)$  corresponde a la potencia activa fundamental ( $P_1$ , ecuación 2). El flujo  $P_{a1}(t)$  se considera eficiente ya que su valor medio es positivo. Esto significa que el flujo  $P_{a1}(t)$  es unidireccional y fluye desde la red de suministro hacia la carga”. (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 59).

$$P_1 = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} p_{a1} dt = \{V_1 I_1 \cos \theta_1\} P_1 = \frac{1}{kT} \int_{\tau}^{\tau+kT} p_{a1} dt = \{V_1 I_1 \cos \theta_1\}$$

“El valor medio de  $P_{q1}$  es nulo, esto significa que existe un flujo bidireccional (ineficiente) de potencia entre la red de suministro y la carga, por lo que el intercambio de potencia es cero. Debido a que el intercambio de potencia es cero, el flujo de  $P_{q1}$  es considerado ineficiente y solo ocasiona pérdidas de potencia cuando fluye por el sistema eléctrico, para cuantificar el flujo de  $P_{q1}$  utiliza su amplitud ( $Q_1$ , ecuación (3))”. (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 59).

$$Q_1 = \{V_1 I_1 \sin \theta_1\} Q_1 = \{V_1 I_1 \sin \theta_1\}$$

“Para sistemas eléctricos monofásicos no lineales, la IEEE Std. 1459-2000, muestra una expresión de potencia instantánea ( $P$ , ecuación (4)) que se compone de la potencia activa instantánea ( $P_a$ ) y potencia reactiva instantánea ( $P_q$ )”. (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 59)

$$p = p_a + p_b p = p_a + p_b$$

$$p = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h [1 - \cos(2h\omega_1 t)] p = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h [1 - \cos(2h\omega_1 t)]$$

$$p = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \sin \theta_h \sin(2h\omega_1 t) + \sum_{m=n, m, n=1}^{\infty} 2V_m I_n \sin(m\omega_1 t + \alpha_m) \sin(n\omega_1 t + \beta_n)$$

$$p = \sum_{h=1}^{\infty} V_h I_h \sin \theta_h \sin(2h\omega_1 t) + \sum_{m=n, m, n=1}^{\infty} 2V_m I_n \sin(m\omega_1 t + \alpha_m) \sin(n\omega_1 t + \beta_n)$$

“ $P_a$  contiene términos de potencias instantáneas fundamentales y no fundamentales. El valor medio de  $P_a$  es positivo y contiene a  $P_1$  y a la potencia activa

armónica (PH, ecuación (7)). A pesar de que PH corresponde a un flujo unidireccional de la red de suministro a la carga (valor medio positivo), es considerado ineficiente, ya que provoca pérdidas de potencia en los conductores, es muy perjudicial para las cargas electrónicas sensibles, y ocasiona problemas de estabilidad en motores y generadores”. (Muñoz, Villada y Cadavid, 2012, p. 59).

“Al igual que Pa la potencia Pq contiene términos de potencia instantánea fundamentales y no fundamentales. El valor medio de Pq es cero, por lo que el flujo de potencia es bidireccional y no representa una transferencia neta de potencia a la carga, por esta razón es considerado ineficiente. Para cuantificar el flujo de potencia de se utiliza la expresión de la ecuación”. (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 59)

$$P = \sum_{h \neq 1}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h \quad P = \sum_{h \neq 1}^{\infty} V_h I_h \cos \theta_h$$

$$Q = Q_1 + Q_H = \sum_{h \neq 1}^{\infty} V_h I_h \sin \theta_h \quad Q = Q_1 + Q_H = \sum_{h \neq 1}^{\infty} V_h I_h \sin \theta_h$$

### 2.2.1.1 Potencia instantánea en sistemas trifásicos

“En esta sección se extenderá la teoría de la potencia instantánea de la IEEE Std. 1459 usada en sistemas eléctricos monofásicos a sistemas eléctricos trifásicos. Generalmente al multiplicar voltajes y corrientes instantáneos en las ecuaciones de potencia, aparecen términos cuadráticos sinusoidales, con los que no es posible explicar el flujo de potencia del sistema ni mucho menos identificar que flujos son eficientes o ineficientes. En esta sección se obtendrán expresiones de potencia instantánea a partir de la descomposición de sus términos cuadráticos en términos sinusoidales puros. Estas nuevas expresiones de potencia instantánea tienen interpretación física y con ellas es posible realizar la cuantificación de la potencia eléctrica.” (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 60)

“Se propondrán expresiones de potencia instantánea para sistemas lineales, no lineales, equilibrados y desequilibrados, reflejando lo que sucede en cada instante de tiempo en el sistema de potencia, lo que las convierte en expresiones valiosas que pueden ser usadas en filtros y compensadores activos.” (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 60).

### 2.2.1.2 Potencia instantánea para sistemas trifásicos lineales y equilibrados

En este caso debido a que el sistema es lineal y equilibrado, solo existen componentes fundamentales de voltaje de secuencia positiva ( $V_{a1} = V_{b1} = V_{c1} = V_1^+$  ( $V_{a1} = V_{b1} = V_{c1} = V_1^+$  y de corriente de secuencia positiva

$(I_{a1} = I_{b1} = I_{c1} = I_1^+)$   $(I_{a1} = I_{b1} = I_{c1} = I_1^+)$ . Se define la potencia instantánea fundamental de secuencia positiva  $(p_{z1}^+)$  en función del voltaje  $(V_{z1}^+ = \sqrt{2}V_1^+ \sin(\omega_1 t - \varphi_z))$   $(V_{z1}^+ = \sqrt{2}V_1^+ \sin(\omega_1 t - \varphi_z))$ , y corriente  $(I_{z1}^+ = \sqrt{2}I_1^+ \sin(\omega_1 t - \varphi_z + \beta_1^+))$   $(I_{z1}^+ = \sqrt{2}I_1^+ \sin(\omega_1 t - \varphi_z + \beta_1^+))$  instantáneas fundamentales de secuencia positiva.

$$p_{z1}^+ = v_{z1}^+ i_{z1}^+ = 2V_1^+ I_1^+ \sin(\omega_1 t - \varphi_z) \sin(\omega_1 t - \varphi_z + \beta_1^+)$$

$$p_{z1}^+ = v_{z1}^+ i_{z1}^+ = 2V_1^+ I_1^+ \sin(\omega_1 t - \varphi_z) \sin(\omega_1 t - \varphi_z + \beta_1^+)$$

Donde,  $\varphi_z$  es la fase inicial de los voltajes línea neutro  $(\varphi_a = 0, \varphi_b = \frac{2\pi}{3}, \varphi_c = \frac{4\pi}{3})$   $(\varphi_a = 0, \varphi_b = \frac{2\pi}{3}, \varphi_c = \frac{4\pi}{3})$  es el desfase que existe entre

los voltajes línea neutra y las corrientes de las fases;  $p_{z1}^+$  puede transformarse en términos de funciones sinusoidales simples y expresarse en términos de la potencia instantánea activa  $(p_{z1p}^+)$  y reactiva  $(p_{z1q}^+)$  por fase como sigue:

$$p_{z1}^+ = p_{z1p}^+ + p_{z1q}^+$$

$$= V_1^+ I_1^+ \cos \theta_1^+ [1 - \cos(2\omega_1 t - 2\varphi_z)] - V_1^+ I_1^+ \sin \theta_1^+ \sin(2\omega_1 t - 2\varphi_z)$$

$$= V_1^+ I_1^+ \cos \theta_1^+ [1 - \cos(2\omega_1 t - 2\varphi_z)] - V_1^+ I_1^+ \sin \theta_1^+ \sin(2\omega_1 t - 2\varphi_z)$$

La potencia instantánea trifásica  $(p_1^+)$  puede obtenerse mediante la suma de las potencias instantáneas activas por fase y puede expresarse en función de la potencia

instantánea activa trifásica  $(p_{1p}^+)$  y potencia instantánea reactiva trifásica  $(p_{1q}^+)$ :

$$p_1^+ = \sum_{z=a,b,c} p_{z1}^+ = p_{1p}^+ + p_{1q}^+ = \sum_{z=a,b,c} p_{z1}^+ = p_{1p}^+ + p_{1q}^+$$

$$p_{1p}^+ = V_1^+ I_1^+ \cos \theta_1^+ \left[ [1 - \cos 2\omega_1 t] + [1 - \cos(2\omega_1 t - \frac{4\pi}{3})] + [1 - \cos(2\omega_1 t - \frac{2\pi}{3})] \right]$$

$$p_{1q}^+ = V_1^+ I_1^+ \sin \theta_1^+ \left[ [1 - \cos 2\omega_1 t] + [1 - \cos(2\omega_1 t - \frac{4\pi}{3})] + [1 - \cos(2\omega_1 t - \frac{2\pi}{3})] \right]$$

$$= 3V_1^+ I_1^+ \cos \theta_1^+ = 3V_1^+ I_1^+ \cos \theta_1^+ \quad (12)$$

$$p_{1q}^+ = -V_{z1}^+ I_{z1}^+ \sin \theta_1^+ \left[ \sin \sin (2\omega_1 t) + \sin \sin \left(2\omega_1 t - \frac{4\pi}{3}\right) + \sin \sin \left(2\omega_1 t - \frac{2\pi}{3}\right) \right] = 0$$

$$p_{1q}^+ = -V_{z1}^+ I_{z1}^+ \sin \theta_1^+ \left[ \sin \sin (2\omega_1 t) + \sin \sin \left(2\omega_1 t - \frac{4\pi}{3}\right) + \sin \sin \left(2\omega_1 t - \frac{2\pi}{3}\right) \right] = 0$$

$$p_{1p}^+ p_{1p}^+$$

“Es una función sinusoidal de valor siempre positivo, por lo que representa un flujo unidireccional de potencia desde la red de suministro hacia la carga.

$$(p_{1q}^+)(p_{1q}^+)$$

Es una función sinusoidal de valor medio nulo, por lo que representa un flujo bidireccional (ineficiente) entre la red de suministro y la carga. En cuanto a  $(p_{1z}^+)(p_{1z}^+)$  es

un valor constante, ya que se cancelan entre sí los términos cosenoidales dependientes del tiempo y su valor es el triple de la potencia instantánea activa de cualquiera de las fases del sistema trifásico equilibrado  $(p_{1z}^+)(p_{1z}^+)$ ”: (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 60, 61).

$$P_{1p}^+ = 3V_1^+ I_1^+ \cos \theta_1^+ P_{1p}^+ = 3V_1^+ I_1^+ \cos \theta_1^+ \quad (14)$$

“La expresión (14) coincide con la expresión de potencia activa definida por la IEEE Std. 1459. De acuerdo con el análisis realizado, la potencia reactiva trifásica corresponde con la potencia reactiva fundamental de secuencia positiva  $(Q_1^+)(Q_1^+)$  de la IEEE Std. 1459, y se puede definir a partir de la suma de las amplitudes de las potencias instantáneas bidireccionales de cada fase”: (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 61).

$$Q_1^+ = Q_a^+ + Q_b^+ + Q_c^+ = 3V_1^+ I_1^+ \sin \theta_1^+ Q_1^+ = Q_a^+ + Q_b^+ + Q_c^+ = 3V_1^+ I_1^+ \sin \theta_1^+$$

“La potencia aparente trifásica corresponde con la potencia aparente de secuencia positiva ( $S_{1^+}$ ) de la IEEE Std. 1459 (2010) y está dada por:” (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 61).

$$(S_1^+)^2 = (P_1^+)^2 + (Q_1^+)^2 = (3V_1^+ I_1^+)^2 (S_1^+)^2 = (P_1^+)^2 + (Q_1^+)^2 = (3V_1^+ I_1^+)^2$$

### 2.2.1.3 Potencia instantánea para sistemas trifásicos lineales y desequilibrados

“En este caso, se consideran voltajes senoidales y asimétricos de frecuencia fundamental  $(V_{a1} \neq V_{b1} \neq V_{c1})(V_{a1} \neq V_{b1} \neq V_{c1})$  que pueden expresarse en términos de

las componentes simétricas  $(V_1^+, V_1^-, y V_1^0)(V_1^+, V_1^-, y V_1^0)$ , el voltaje instantáneo por fase

$(V_{z1} = V_{z1}^+ + V_{z1}^{\pm v_{z1}^0})(V_{z1} = V_{z1}^+ + V_{z1}^{\pm v_{z1}^0})$  es:” (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 61).

$$v_{z1} = \sqrt{2}V_1^+ \sin \sin (\omega_1 t - \varphi_z) + \sqrt{2}V_1^- \sin \sin (\omega_1 t + \varphi_z) + \sqrt{2}V_1^0 \sin \sin (\omega_1 t)$$

$$v_{z1} = \sqrt{2}V_1^+ \sin \sin (\omega_1 t - \varphi_z) + \sqrt{2}V_1^- \sin \sin (\omega_1 t + \varphi_z) + \sqrt{2}V_1^0 \sin \sin (\omega_1 t)$$

“Donde,  $\varphi_z \varphi_z$  es la fase inicial de los voltajes línea neutro  $(\varphi_a = 0, \varphi_b = \frac{2\pi}{3}, \varphi_c = \frac{4\pi}{3})(\varphi_a = 0, \varphi_b = \frac{2\pi}{3}, \varphi_c = \frac{4\pi}{3})$ , las corrientes son senoidales y

desequilibradas de frecuencia fundamental  $(I_{a1} \neq I_{b1} \neq I_{c1})(I_{a1} \neq I_{b1} \neq I_{c1})$ , y pueden

expresarse en términos de las componentes simétricas  $(I_1^+, I_1^-, y I_1^0)(I_1^+, I_1^-, y I_1^0)$ , la

corriente instantánea por fase  $(i_{z1} = i_{z1}^+ + i_{z1}^{\pm i_{z1}^0})(i_{z1} = i_{z1}^+ + i_{z1}^{\pm i_{z1}^0})$  es:” (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 61)

$$i_{z1} = \sqrt{2}I_{z1}^+ \sin \sin (\omega_1 t - \varphi_z + \beta_{z1}^+) + \sqrt{2}I_{z1}^- \sin \sin (\omega_1 t + \varphi_z + \beta_{z1}^-) + \sqrt{2}I_{z1}^0 \sin \sin (\omega_1 t + \beta_{z1}^0)$$

“La potencia instantánea por fase es el producto entre el voltaje instantáneo por fase  $(v_{z1})(v_{z1})$  y la corriente instantánea por fase  $(i_{z1})(i_{z1})$ .” (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 61).

$$p = v_{z1}^+ i_{z1}^+ + v_{z1}^+ i_{z1}^{\pm v_{z1}^+ i_{z1}^0} + v_{z1}^- i_{z1}^+ + v_{z1}^- i_{z1}^{\pm v_{z1}^- i_{z1}^0} + v_{z1}^0 i_{z1}^+ + v_{z1}^0 i_{z1}^{\pm v_{z1}^0 i_{z1}^0}$$

$$p = v_{z1}^+ i_{z1}^+ + v_{z1}^+ i_{z1}^{\pm v_{z1}^+ i_{z1}^0} + v_{z1}^- i_{z1}^+ + v_{z1}^- i_{z1}^{\pm v_{z1}^- i_{z1}^0} + v_{z1}^0 i_{z1}^+ + v_{z1}^0 i_{z1}^{\pm v_{z1}^0 i_{z1}^0} \quad (19)$$

“El primer término de (19) corresponde al producto del voltaje instantáneo de secuencia positiva y la corriente instantánea de secuencia positiva y su análisis es idéntico al análisis de la sección anterior. El resto de los términos corresponden a flujos de potencia que aparecen debido a la asimetría de la fuente de tensión y al desequilibrio de la carga, siendo ineficientes porque son flujos bidireccionales o causan pérdidas de potencia o problemas en los sistemas eléctricos. A continuación, a modo de ejemplo, será desarrollada la segunda expresión de la ecuación (19), estará formada por un voltaje de

secuencia positiva  $v_{z1}^+ = \sqrt{2}V_1^+ \sin \sin (\omega_1 t - 2\varphi_z)$   $v_{z1}^+ = \sqrt{2}V_1^+ \sin \sin (\omega_1 t - 2\varphi_z)$  y una corriente de secuencia negativa



$(i_{z1}^- = \sqrt{2}I_1^- \sin(\omega_1 t - \varphi_z + \beta_{z1}^-))$   $(i_{z1}^- = \sqrt{2}I_1^- \sin(\omega_1 t - \varphi_z + \beta_{z1}^-))$  puede ser reducida como sigue:” (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 62).

$$P_z^\pm = V_1^+ I_1^- \cos \cos \theta_{1\pm 2\varphi} - V_1^+ I_1^- \cos \cos (2\omega_1 t + \theta_1^-)$$

$$P_z^\pm = V_1^+ I_1^- \cos \cos \theta_{1\pm 2\varphi} - V_1^+ I_1^- \cos \cos (2\omega_1 t + \theta_1^-)$$

La expresión reducida de la derecha contiene dos componentes de potencia instantánea por fase de valor medio no nulo. La potencia instantánea trifásica provocada por corrientes de secuencia negativa  $(p^\pm)(p^\pm)$ , se puede obtener si las potencias instantáneas por fase son sumadas”: (Muñoz, Villada y Cadavid. 2012, p. 62).

$$p^\pm(t) = V_1^+ I_1^- \left\{ \cos \cos (\theta_1^-) + \cos \cos (\theta_1^- + \frac{4\pi}{3}) + \cos \cos (\theta_1^- + \frac{2\pi}{3}) - 3 \cos \cos (2\omega_1 t + \theta_1^-) \right\}$$

$$p^\pm(t) = V_1^+ I_1^- \left\{ \cos \cos (\theta_1^-) + \cos \cos (\theta_1^- + \frac{4\pi}{3}) + \cos \cos (\theta_1^- + \frac{2\pi}{3}) - 3 \cos \cos (2\omega_1 t + \theta_1^-) \right\}$$

$$= -3V_1^+ I_1^- \cos \cos (2\omega_1 t + \theta_1^-) = -3V_1^+ I_1^- \cos \cos (2\omega_1 t + \theta_1^-)$$

“Su valor medio es nulo, por lo que, al igual que ocurría con la potencia reactiva instantánea, representa un flujo bidireccional (ineficiente) de energía que no se transforma en potencia útil y por lo tanto representa una ineficiencia del sistema”. (Muñoz, Villada y Cadavid, 2012, p. 62).

“Es preciso notar que a pesar de que existe potencia por fase cuyo valor medio es no nulo (potencia eficiente), este tipo de energía finalmente es ineficiente ya que, desde el punto de vista trifásico, las potencias instantáneas de todas las fases se compensan o se anulan en la carga y no hay transferencia útil de energía desde la red de suministro hacia la carga, solo existe un intercambio de energía producido por una potencia instantánea bidireccional (ineficiente)”. (Muñoz, Villada y Cadavid, 2012, p. 62).

“Aplicando la teoría de la potencia instantánea, se propone la cuantificación de la potencia debido a la presencia de corrientes fundamentales de secuencia negativa, al igual que se ha hecho con la potencia debido a los desfases, como la suma de las amplitudes de la potencia instantánea de cada una de las fases  $(A_i) (A_i)(A_i) (A_i)$  coincide con la potencia de desequilibrio de la IEEE Std 1459 (SU1) cuando solo existen  $V_1^+ V_1^+$  e,  $I_1^- I_1^-$ ”: (Muñoz, Villada y Cadavid, 2012, p. 62).

$$A_i = \sum_{z=a,b,c} \max |P_z^\mp| = 3V_1^+ I_1^- \sin \theta_1^+ A_i = \sum_{z=a,b,c} \max |P_z^\mp| = 3V_1^+ I_1^- \sin \theta_1^+$$

### 2.2.1.4 Potencia instantánea para sistemas trifásicos no lineales

“En este caso se encontrará una expresión general para la potencia instantánea que contempla cargas no lineales y tensiones no sinusoidales. Para lograrlo, se requiere usar expresiones de voltaje y corriente instantáneas de frecuencias y fases diferentes. Para un sistema trifásico con armónicos de corriente y de tensión, la potencia instantánea por fase  $(PZ)(PZ)$  puede escribirse en función del voltaje y corriente instantáneas como sigue”: (Muñoz, Villada y Cadavid, 2012, p. 62).

$$p_z(t) = \sqrt{2} \sum_{m=1}^{\infty} V_{zm} \text{sen}(m(\omega_1 t - \varphi_z) + \alpha_{zm}) \sqrt{2} \sum_{k=1}^{\infty} I_{zk} \text{sen}(k(\omega_1 t - \varphi_z) + \beta_{zk})$$

$$p_z(t) = \sqrt{2} \sum_{m=1}^{\infty} V_{zm} \text{sen}(m(\omega_1 t - \varphi_z) + \alpha_{zm}) \sqrt{2} \sum_{k=1}^{\infty} I_{zk} \text{sen}(k(\omega_1 t - \varphi_z) + \beta_{zk})$$

“El subíndice m, en este caso indica el orden del armónico de tensión y es usado para diferenciar los armónicos de tensión con los armónicos de corriente de subíndice n. El desarrollo de las expresiones de potencia instantánea en términos sinusoidales puros tiende a volverse más extenso a medida que las tensiones y corrientes instantáneas son diferentes, por lo que la deducción completa y detallada de la expresión de potencia instantánea no es incluida por falta de espacio en el artículo. Teniendo en cuenta un armónico de tensión  $(i_{zn})(i_{zn})$  y un armónico de corriente  $(v_{zn})(v_{zn})$  en la ecuación (24) se muestra la potencia instantánea por fase, en la ecuación (25) se muestra la potencia instantánea trifásica”: (Muñoz, Villada y Cadavid, 2012, p. 62, 63).

$$p_{zmi}(t) = v_{zm} i_{zi} = V_{zm} I_{zi} \left\{ \begin{array}{l} \cos[(n-m)(\omega_1 t - \varphi_z) + \beta_{zn} - \alpha_{zm}] - \\ \cos[(n+m)(\omega_1 t - \varphi_z) + \beta_{zn} + \alpha_{zm}] \end{array} \right\}$$

$$p_{mn}(t) = \sum_{z=a,b,c} V_{zm} I_{zn} \left\{ \begin{array}{l} \cos[(n-m)(\omega_1 t - \varphi_z) + \beta_{zn} - \alpha_{zm}] - \\ \cos[(n+m)(\omega_1 t - \varphi_z) + \beta_{zn} + \alpha_{zm}] \end{array} \right\}$$

$$p_{zmn}(t) = v_{zm} i_{zi} = V_{zm} I_{zn} \{ \cos \cos [(n-m)(\omega_1 t - \varphi_z) + \beta_{zn} - \alpha_{zm}] - \cos \cos [(n+m)(\omega_1 t - \varphi_z) + \beta_{zn} + \alpha_{zm}] \}$$

$$p_{mn}(t) = \sum_{z=a,b,c} V_{zm} I_{zn} \{ \cos \cos [(n-m)(\omega_1 t - \varphi_z) + \beta_{zn} - \alpha_{zm}] - \cos \cos [(n+m)(\omega_1 t - \varphi_z) + \beta_{zn} + \alpha_{zm}] \}$$

“Observe que esta expresión de potencia está compuesta por dos términos cosenoidales puros de frecuencias angulares  $(n-m)\omega_1(n-m)\omega_1$  y  $(n+m)\omega_1(n+m)\omega_1$ , en los que la secuencia de rotación tiene que con los términos

$(n - m)\varphi_z$  y  $-(n + m)\varphi_z$ . La expresión anterior, de forma general, verifica el estudio realizado en la sección 5 de Emanuel (1193b) para la fase b. la potencia provocada por cualquier componente de la tensión y de la corriente puede cuantificarse de la siguiente manera”: (Muñoz, Villada y Cadavid, 2012, p. 63)

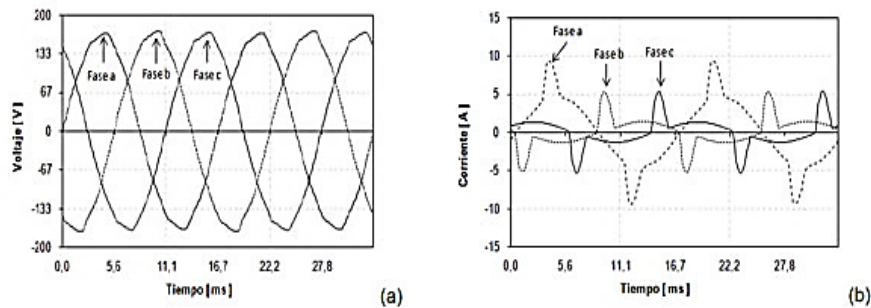
$$S_{\phi N} = 3V_m I_n S_{\phi N} = 3V_m I_n$$

### 2.2.1.5 Gráficas de formas de onda trifásicas

En esta sección están graficadas ondas que muestran, la carga que contiene los fenómenos de desfase, distorsión y desequilibrio.

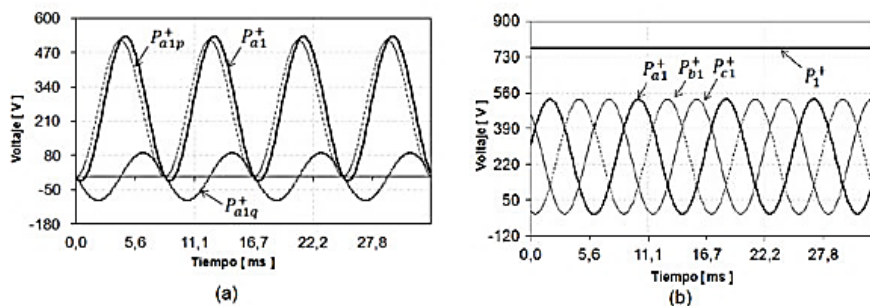
“La tensión de alimentación está levemente distorsionada y se encuentra prácticamente equilibrada, la corriente de la carga contiene los fenómenos de desfase, distorsión y desequilibrio, las formas de onda pueden verse en la figura 1.

A partir de las medidas de voltaje y corriente se obtienen algunas potencias instantáneas que servirán para validar las ecuaciones de la potencia instantánea y explicar los flujos de potencia de los sistemas eléctricos. En la figura 2 se muestran los flujos de potencia causados por componentes resistivos e inductivos equilibrados en la carga”. (Muñoz, Villada y Cadavid, 2012, p. 63, 64)



**Figura 1.** Formas de onda (a) Forma de onda de tensión. (b) Forma de onda de corriente de la carga.

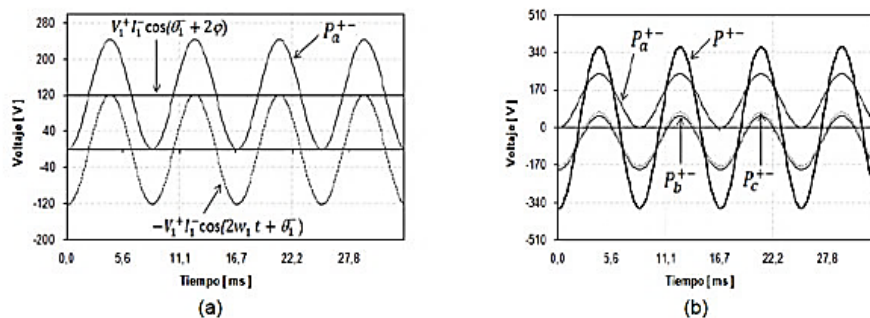
**Fuente:** [https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-07642012000500007#f2](https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642012000500007#f2)



**Figura 2.** Potencias fundamentales equilibradas. (a) Fase a. (b) Fases a, b, c y potencia trifásica  
**Fuente:** [https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-07642012000500007#f3](https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642012000500007#f3)

“En la figura 2(a) se muestra el flujo de potencia fundamental de secuencia positiva  $(P_{a1}^+)(P_{a1}^+)$  de la fase a con sus respectivos flujos de potencia activa  $(P_{a1p}^+)(P_{a1p}^+)$  y reactiva  $(P_{a1q}^+)(P_{a1q}^+)$  .  $(P_{a1p}^+)(P_{a1p}^+)$  es un flujo de potencia de valor medio positivo representando la transferencia de potencia útil desde la fuente hacia la carga.  $(P_{a1q}^+)(P_{a1q}^+)$  es un flujo de valor medio cero por lo que representa un intercambio bidireccional de potencia entre la fuente de potencia y la carga. En la figura 2(b) se muestra el flujo de potencia fundamental de secuencia positiva de las fases a, b, y c  $((P_{a1}^+), (P_{b1}^+), (P_{c1}^+))((P_{a1}^+), (P_{b1}^+), (P_{c1}^+))$  , y la potencia trifásica  $(P_1^+)(P_1^+)$ ” . (Muñoz, Villada y Cadavid, 2012, p. 64).

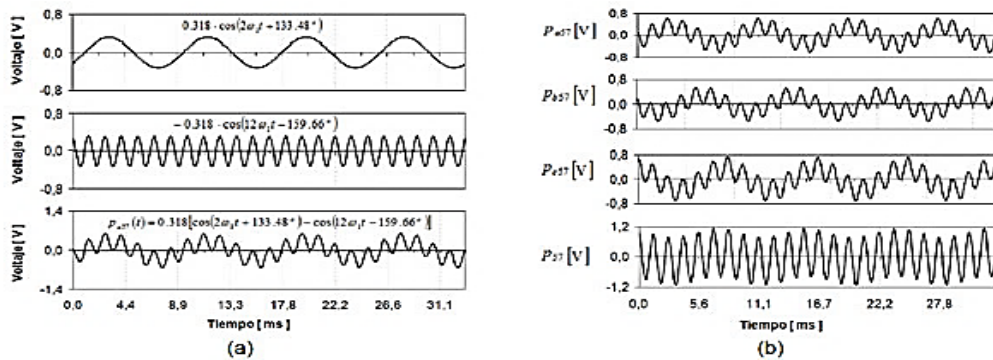
“Los flujos de potencia  $(P_{a1}^+), (P_{b1}^+), (P_{c1}^+)$   $(P_{a1}^+), (P_{b1}^+), (P_{c1}^+)$  están compuestos por sus respectivas componentes de potencia activa y reactiva, estas potencias al sumarse solo contienen componentes activas de potencia  $(P_1^+)(P_1^+)$  , por lo que  $P_1^+ P_1^+$  Solo está compuesta por componentes de potencia activa y su valor es positivo representando la transferencia útil de potencia desde la fuente hacia la carga. Las componentes de potencia reactiva se anulan en la carga de tal manera que no representan transferencia útil de potencia. En la figura 3, se muestran los flujos de potencia debido al desequilibrio de la carga y la asimetría de la red (carga resistiva en la fase a)”. (Muñoz, Villada y Cadavid, 2012, p. 64)



**Figura 3.** Potencias fundamentales desequilibradas. (a) Fase a. (b) Fases a, b, c y potencia trifásica

**Fuente:** [https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-07642012000500007#f4](https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642012000500007#f4)

“En la figura 3(a) puede verse el flujo de potencia de desequilibrio fundamental de la fase ha causado por corrientes fundamentales de secuencia negativa  $(P_a^\pm)(P_a^\pm)$ ,  $(P_a^+)(P_a^+)$  está compuesta por un flujo de valor medio positivo y un flujo de valor medio nulo. En la figura 3(b) pueden verse los flujos de potencia causados por el desequilibrio de la carga de las fases a, b y c, su suma es el flujo trifásico  $(P^+)(P^+)$ ,  $P^+P^+$ , es de valor medio nulo por lo que no representa la transferencia útil de potencia a pesar de estar conformado por potencias de valor medio no nulo por fase. En la figura 4, se muestran los flujos de potencia causados por los componentes no lineales de la carga (rectificador)”. (Muñoz, Villada y Cadavid, 2012, p. 65).



**Figura 4.** Potencias no fundamentales. (a) Fase a. (b) Fases a, b, c y potencia trifásica

**Fuente:** [https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-07642012000500007#f5](https://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642012000500007#f5)

“En la figura 4(a), puede verse el flujo de potencia no fundamental de la fase ha causado por el quinto armónico de tensión y el séptimo armónico de corriente, este flujo de potencia de valor medio nulo está compuesto por dos flujos de potencia de valor medio nulo. En la figura 4(b), pueden verse los flujos de potencia de las fases a, b, y c  $(P_{a57}(P_{a57}$ ,  $P_{b57}, P_{c57})P_{b57}, P_{c57})$ , su suma es el flujo trifásico  $(P_{57})(P_{57})$ ,  $P_{57}P_{57}$  es de valor medio nulo por lo que no+ representa transferencia útil de potencia desde la fuente de potencia hacia la carga. El único flujo de potencia que representa una transferencia efectiva de potencia desde la fuente de potencia hacia la carga es  $P_{a1p}^+P_{a1p}^+$ , los otros flujos de potencia son de valor medio nulo o se anulan en la carga y no existe

transferencia de potencia. Para cuantificar los flujos de potencia se utilizan las magnitudes de potencia definidas en la IEEE Std 1459 las cuales se encuentran resumidas en la tabla 1". (Muñoz, Villada y Cadavid, 2012, p. 65).

**Tabla 3.**

*Cuantificación de los flujos de potencia mediante la IEEE Std. 1459*

|                              |                             |                             |                              |
|------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------------|
| $S_e = 1383.1 \text{ VA}$    |                             |                             |                              |
| $S_{e1} = 1145.6 \text{ VA}$ |                             |                             |                              |
| $S_1^+ = 775 \text{ W}$      | $S_1^+ = 820.5 \text{ VA}$  | $S_{u1} = 799.4 \text{ VA}$ | $S_{eN} = 775.04 \text{ VA}$ |
|                              | $S_1^+ = 269.5 \text{ VAR}$ |                             |                              |

**Fuente:** IEEE Std. 1459

“La potencia se cuantifica el intercambio de potencia entre la fuente de potencia y la carga está compuesta por la totalidad de los flujos de potencia que fluyen por el sistema eléctrico, Se divide en  $S_{e1} S_{e1}$  y  $S_{eN} S_{eN}$ . La potencia  $S_{e1} S_{e1}$  cuantifica todos los flujos de potencia debido a componentes fundamentales de corriente y de tensión, mientras que cuantifica todos los flujos de potencia causado por componentes no fundamentales de corriente y de tensión y es un flujo de potencia ineficiente de valor medio nulo. Se divide en y, la potencia  $S_{eN} S_{eN}$  cuantifica los flujos de potencia debido a componentes fundamentales y equilibradas de corriente y de tensión y contiene los flujos  $P_1^+ P_1^+$  y  $Q_1^+ Q_1^+$ . La potencia  $P_1^+ P_1^+$  corresponde a la potencia activa fundamental de secuencia positiva del sistema representando la transferencia útil de potencia, mientras que  $Q_1^+ Q_1^+$  es la potencia reactiva fundamental de secuencia positiva y representa un flujo de potencia bidireccional (ineficiente) que no representa transferencia útil de potencia. La potencia  $S_{u1}$  cuantifica la potencia de desequilibrio fundamental que se anula en la carga de tal forma que no representa transferencia útil de potencia”. (Muñoz, Villada y Cadavid, 2012, p. 66).

### 2.2.2 Flujo de potencia

El estudio de flujo de potencia es importante para la investigación, ya que permite analizar el flujo de carga que circula por una línea de transmisión, la cual es una herramienta importante que involucra análisis numérico aplicado a un sistema de potencia. “En el estudio del flujo de potencia usualmente se usa una notación simplificada

tal como el diagrama unifilar y el sistema por unidad, y se centra en varias formas de la potencia eléctrica AC (por ejemplo, voltajes, ángulos de los voltajes, potencia activa y potencia reactiva). Este estudio analiza los sistemas de potencia operando en estado estable. Existen varios softwares que implementan el estudio del flujo de potencia". (Low, 2013, p. 1).

"En adición al análisis de flujo de potencia, llamado en ocasiones el caso base, muchas implementaciones de software ejecutan otros tipos de análisis, tal como el análisis de falla de cortocircuito, estudios de estabilidad (transitorio y estado estable), unit commitment (procedimientos de optimización matemática) y despacho económico. Particularmente, algunos programas usan programación lineal para encontrar el flujo de carga óptimo, es decir, las condiciones que dan el costo más bajo por kilovatio-hora entregado". (Low, 2013, p. 1).

"Los estudios del flujo de potencia o flujo de carga son importantes para el planeamiento de la expansión futura de los sistemas de potencia, así como para determinar la mejor operación de los sistemas existentes. La principal información obtenida del problema de flujo de potencia es la magnitud y ángulo de la fase del voltaje en cada nodo, y la potencia activa y reactiva fluyendo en cada línea". (Low, 2013, p. 1). "Los sistemas de potencia comerciales son usualmente demasiado grandes para posibilitar una solución a mano del flujo de potencia. Analizadores de redes de propósito especial fueron construidos entre 1929 y principios de la década de 1960 para suministrar modelos de laboratorio de los sistemas de potencia; posteriormente computadores digitales de gran escala reemplazaron los métodos análogos". (Low, 2013, p. 1).

Se debe agregar a los estudios de flujo de potencia que el objetivo principal de un Sistema Eléctrico de Potencia es satisfacer la demanda de carga. Como consecuencia surge el problema de por dónde debe hacerse la alimentación e incluso prever caídas de tensión, regulación de transformadores, inyección de potencia reactiva.

También se puede recalcar que los estudios de flujo de potencia, más comúnmente llamados estudios de flujo de carga, son sumamente importantes para evaluar el funcionamiento de los sistemas de potencia en estado estacionario, su control y planificación para expansiones futuras.

Se recalca y se insiste en que, un estudio de flujo de potencia define principalmente las potencias activas, reactivas y el vector de tensión en cada barra en el sistema. Los principios en los estudios del flujo de potencia son fáciles, pero un estudio relativo a un sistema de potencia real solo se puede llevar a cabo con un ordenador digital. Entonces la necesidad sistemática de cálculos numéricos requiere que se

ejecuten por medio de un procedimiento iterativo; dos de los normalmente más usados son el método Gauss-Seidel y el método Newton Raphson.

### 2.2.2.1 Método de Newton-Raphson

El método de Newton, en el análisis numérico, (como también como el método de Newton-Raphson o el método de Newton-Fourier) es un algoritmo eficiente para encontrar aproximaciones de los ceros o raíces de una función real. También puede ser usado para encontrar el máximo o mínimo de una función, encontrando los ceros de su primera derivada.

“El método de Newton-Raphson es un método abierto, en el sentido de que no está garantizada su convergencia global. La única manera de alcanzar la convergencia es seleccionar su valor inicial lo suficientemente cercano a la raíz buscada”. (Zeltzin, Dasa, Salazar, Zuñiga, 2015, p. 1)

“Así, se ha de comenzar la iteración con un valor razonable cercano al cero (denominado punto de arranque o valor supuesto). La relativa cercanía del punto inicial a la raíz depende mucho de la naturaleza de la propia función; si esta presenta múltiples puntos de inflexión o pendientes grandes en el entorno de la raíz, entonces las probabilidades de que el algoritmo diverja aumentan, lo cual exige seleccionar un valor supuesto cercano a la raíz”. (Zeltzin, Dasa, Salazar, Zuñiga, 2015, p. 1).

“Una vez que se ha hecho esto, el método linealiza la función por una recta tangente en ese valor supuesto. La abscisa en el origen de dicha recta será, según el método, una mejor aproximación de la raíz que el valor anterior. Se realizaron sucesivas iteraciones hasta que el método haya convergido lo suficiente”. (Zeltzin, Dasa, Salazar, Zuñiga, 2015, p. 1).

Sea  $f: [a, b] \rightarrow R$  función derivable definida en el intervalo real  $[a, b]$ . Esta inicia con un valor inicial  $X_0$  y se define para cada número natural  $n$ .

Ecuación:

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} x_n + 1 = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}$$

Donde  $f'$  denota la derivada de  $f$ .

Nótese que el método descrito líneas arriba, es de aplicación exclusiva para funciones de una sola variable con forma analítica o implícita conocida. Existen variantes del método aplicables a sistemas discretos que permiten estimar las raíces de la





adimensional y los voltajes, corrientes, potencias e impedancias se relacionan entre sí de tal forma que seleccionando dos cantidades base, se pueden encontrar las otras dos. Es común seleccionar el voltaje y la potencia como valores base.

“La Normalización de los sistemas es una tarea necesaria prácticamente en todas las áreas de la Ingeniería, y la Ingeniería de los Sistemas de Potencia no es la excepción. La variedad de valores numéricos tanto en variables eléctricas (voltaje, corriente, potencia, etc.), como en parámetros (impedancia, admitancia, etc.), hace imprescindible el recurrir a la normalización para facilitar el manejo numérico de los problemas presentados en el análisis de los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)”. (Coria, 2015, p. 126).

La definición básica para expresar una variable o parámetro en forma normalizada está dada por:

$$\text{Cantidad en p.u} = \text{Cantidad Real (en unidades originales)} / \text{Cantidad Base}$$

$$\text{Cantidad en \%} = 100(\text{Cantidad en p.u}).$$

Algunas de las ventajas de la normalización (del sistema en  $p.u$ ) son: su representación resulta en datos con más significado donde las magnitudes relativas de todas las cantidades de circuitos similares pueden compararse directamente. La impedancia en  $p.u$  de cualquier transformador es la misma cuando se refiere al primario o al secundario. La impedancia en  $p.u$  de un transformador en un sistema trifásico es la misma sin importar el tipo de conexión del devanado (estrella-delta, estrella-estrella o delta-delta). El método en  $p.u$  es independiente de cambios de voltaje y desfases a través de transformadores, donde los voltajes de base en los devanados son proporcionales al número de vueltas de estos. Los fabricantes de transformadores usualmente especifican los valores de las impedancias en  $p.u$  o por ciento de los datos nominales de placa de los equipos. Por tanto, la impedancia nominal puede usarse directamente, si las bases escogidas son las mismas que las de placa. Los valores en  $p.u$  de las impedancias caen dentro de un rango de valores muy estrecho, mientras que los valores óhmicos tienen un espectro numérico muy amplio. Además, existen tablas en manuales de referencia con valores típicos para los diferentes tipos de equipo, y se puede verificar si para un equipo dado el valor de su impedancia es correcto o está en un rango adecuado, consultando en dichos manuales

de referencia. Todo lo anterior conduce a concluir que es conveniente realizar las simulaciones de los SEP normalizados, dado que además numéricamente representa ventajas en cuanto al control del error. (Coria, 2015, p. 126).

Las cuatro cantidades eléctricas más usuales son:

*Voltaje, V (V)*

*Corriente, A (I)*

*Volt – Amperes, VA*

*Impedancia, V/A (Z).*

“Se puede observar que solamente V y A están involucradas y por lo tanto se requiere especificar solamente dos cantidades, de las cuatro arriba listadas, y las otras dos quedarán definidas en función de estas. Típicamente en el análisis de sistemas de potencia se especifican el voltaje y la potencia aparente (V y VA) y las otras dos cantidades se calculan en función de estas. La potencia aparente se selecciona debido a que es común a través de toda la red, mientras que los niveles de voltaje cambian como resultado de la presencia de los transformadores”. (Coria, 2015, p. 127, 128).

Si se selecciona  $V_{base}V_{base}$  y  $VA_{base}VA_{base}$ , se puede calcular  $I_{base} = \frac{VA_{base}VA_{base}}{V_{base}V_{base}}$  y además  $Z_{base}Z_{base} = \frac{(V_{base})^2}{VA_{base}VA_{base}}$ , en ambos casos para sistemas monofásicos. Con lo anterior en mente, se puede calcular las cantidades en p.u (por unidad) como sigue:

$$V_{pu} = V_{act} / V_{base}$$

$$I_{pu} = I_{act} / I_{base}$$

$$Z_{pu} = Z_{act} / Z_{base}$$

$$P_{pu} = P_{act} / VA_{base}$$

$$Q_{pu} = Q_{act} / Q_{base}$$

Como las unidades de  $\frac{VA}{VA}$  y  $\frac{V}{V}$  son muy pequeñas en la práctica, son más comunes en su lugar  $\frac{MVA}{MVA}$  y  $\frac{kV}{kV}$ , respectivamente. En forma monofásica se puede definir:

$$I = \frac{MVA_{base}(10)^3}{kV_{base}} I = \frac{MVA_{base}(10)^3}{kV_{base}} \quad Z_{base} = \frac{(kV_{base})^2}{MVA_{base}} Z_{base} = \frac{(kV_{base})^2}{MVA_{base}}$$

Hasta aquí se ha hecho mención de que estas relaciones son válidas en base monofásica, sin embargo, en forma trifásica estas cantidades se pueden usar como sigue:

Conexión Estrella

Conexión Delta

$$kV_{base(3\phi)} = \sqrt{3}kV_{base(1\phi)} \quad kV_{base(3\phi)} = \sqrt{3}kV_{base(1\phi)}$$

$$kV_{base(3\phi)} = kV_{base(1\phi)}$$

$$kV_{base(3\phi)} = kV_{base(1\phi)}$$

$$I_{base(3\phi)} = I_{base(1\phi)} \quad I_{base(3\phi)} = I_{base(1\phi)}$$

$$I_{base(3\phi)} = \sqrt{3}I_{base(1\phi)} \quad I_{base(3\phi)} = \sqrt{3}I_{base(1\phi)}$$

$$MVA_{base(3\phi)} = 3 * MVA_{base(1\phi)} \quad MVA_{base(3\phi)} = 3 * MVA_{base(1\phi)}$$

$$MVA_{base(3\phi)} = 3 * MVA_{base(1\phi)}$$

$$MVA_{base(3\phi)} = 3 * MVA_{base(1\phi)}$$

$$Z_{base(3\phi)} = \frac{(kV_{base(3\phi)})^2}{MVA_{base(3\phi)}} = \frac{(kV_{base(1\phi)})^2}{MVA_{base(1\phi)}} \quad Z_{base(3\phi)} = \frac{(kV_{base(3\phi)})^2}{MVA_{base(3\phi)}} = \frac{(kV_{base(1\phi)})^2}{MVA_{base(1\phi)}}$$

$$Z_{base(3\phi)} = \frac{(kV_{base(3\phi)})^2}{MVA_{base(3\phi)}} = \frac{(kV_{base(1\phi)})^2}{MVA_{base(1\phi)}}$$

$$Z_{base(3\phi)} = \frac{(kV_{base(3\phi)})^2}{MVA_{base(3\phi)}} = \frac{(kV_{base(1\phi)})^2}{MVA_{base(1\phi)}}$$

$$Z_{base(3\phi)} = Z_{base(1\phi)} \quad Z_{base(3\phi)} = Z_{base(1\phi)}$$

De lo anterior se puede concluir que

Es importante mencionar que las cantidades más comúnmente usadas son trifásicas, pues el equipo es usualmente trifásico y los datos de placa están dados en esa misma base. La excepción a esto lo constituye los bancos de transformadores compuestos por tres unidades monofásicas, cada una de las cuales con sus propios datos nominales.

## 2.2.3 Líneas de transmisión

### 2.2.3.1 Generalidades

La distribución de potencia eléctrica se hace generalmente por medio de cables trifásicos o líneas de transmisión. Los voltajes de trabajo se deciden por factores

económicos, que están condicionados a la cantidad de potencia a transmitir. La evolución de las líneas de transmisión ha sido tendiente a:

- Aumentar la confiabilidad.
- Optimizar los diseños mecánicos y reducir pesos.
- Reducir los niveles de ruido y radio interferencia electromagnética.
- Usar aislamientos sintéticos.
- Incursionar en la transmisión hexafásica.
- Compactar líneas e ir incrementando los niveles en los voltajes de transmisión.
- Proteger el ambiente y promover el bienestar social.

### **2.2.3.2 Definición, objetivo e importancia**

“Es un grupo de conductores dispuestos paralelamente que transportan la energía eléctrica a elevados voltajes, y montados sobre soportes que proporcionan el aislamiento requerido entre conductores y entre conductores a tierra, los cuales reciben el nombre de estructuras de apoyo. Así mismo, conduce la energía a otras redes de potencia por medio de interconexiones”. (Usnayo. Mamani, 2020, p. 33).

“El propósito de las líneas de transmisión es el de transferir la energía eléctrica de un centro de generación hasta un centro de consumo”. (Usnayo. Mamani, 2020, p. 33).

“La razón por la cual se eleva el voltaje al cual trabajan las líneas de transmisión, es la reducción de pérdidas por calentamiento que se lleva a cabo en un conductor al circular por él, una corriente eléctrica, la tensión más económica se obtiene aproximadamente en forma proporcional a la longitud de la línea”. (Usnayo. Mamani, 2020, p. 33).

“Las líneas de transmisión se dividen principalmente en dos grandes categorías: las líneas aéreas y cables subterráneos, en el presente trabajo solo se tratará las líneas de transmisión aéreas”. (Usnayo. Mamani, 2020, p. 34).

“La importancia de las líneas aéreas radica en el hecho de que las líneas y las subestaciones están entrelazadas entre sí, lo que permite que el sistema eléctrico nacional esté interconectado como una gran malla o red en la que todas las regiones del país pueden ayudarse mediante intercambios instantáneos de energía; de este modo, es posible atender a cualquier hora y en cualquier punto la demanda de electricidad de la población; lo antes mencionado facilita sacar de servicio alguna línea para darle algún tipo de mantenimiento o también cuando ocurre alguna falla sacando de servicio alguna

línea sin dejar de alimentar algún punto demandante de energía eléctrica”. (Usnayo. Mamani, 2020, p. 34).

### 2.2.3.3 Principales elementos constitutivos

“Las líneas de transmisión aéreas están constituidas por conductores en aire apoyados en estructuras (torres) y sujetos por medio de aisladores. El aislamiento entre conductores lo proporciona el aire y el aislamiento entre conductores y tierra se obtiene por medio de las cadenas de aisladores”. (Usnayo. Mamani, 2020, p. 34).

Desde el punto de vista del proyecto de las líneas de transmisión, los principales elementos (componentes) a considerar son:

- Estructuras.
- Conductores eléctricos y cables (hilos) de guarda.
- Aislamiento.
- Herrajes.

### 2.2.3.4 Clasificación

Se puede clasificar a las líneas de transmisión considerando dos aspectos: el voltaje de operación y la longitud.

Por el nivel de voltaje al que se transmite la potencia eléctrica, las líneas de transmisión se clasifican en Perú, como sigue:

**Tabla 4.**

*Tensiones normalizadas recomendadas por el CNE*

| Clasificación    | Tensión             | Tensión Nominal en Kv. |
|------------------|---------------------|------------------------|
| MUY ALTA TENSIÓN | >230 KV             | 500 KV                 |
| ALTA TENSIÓN     | < 230 KV<br>> 35 KV | 220 KV                 |
|                  |                     | 138 KV                 |
|                  |                     | 60 KV                  |
|                  |                     | 33 KV                  |
| MEDIA TENSIÓN    | <35 KV<br>> 1 KV    | 22.9 KV                |
|                  |                     | 20 KV                  |
|                  |                     | 19 KV                  |
|                  |                     | 13.2 KV                |
| BAJA TENSIÓN     | <1 KV               | 440 V                  |
|                  |                     | 380 V<br>220 V         |

**Fuente:** Código nacional de electricidad

### 2.2.3.5 Apoyos para líneas aéreas

“Se ha dicho que un apoyo para línea aérea está constituido por los postes y los elementos que soportan los conductores, aunque las prescripciones oficiales establecen que los postes pueden ser de cualquier material siempre que cumplan las condiciones debidas de seguridad, en la práctica solamente se utilizan como materiales de construcción para postes, la madera, el hormigón y el acero”. (Usnayo. Mamani, 2020, p. 35).

#### a) Clasificación de los apoyos según su función:

Atendiendo a su función en la línea, y de acuerdo con las prescripciones oficiales, los apoyos para líneas aéreas pueden clasificarse como sigue:

Apoyos de alineación. “Sirven solamente para soportar los conductores y cables de tierra y solamente han de emplearse en alienaciones rectas. Se denomina también apoyos de sustentación y se proyectan para quedar sometidos solamente a los esfuerzos verticales y a los esfuerzos transversales debidos al viento”. (Giménez, 2019, p. 3)



**Figura 5.** Apoyo de alineación simple de doble terna  
**Fuente:** <http://www.tuveras.com/lineas/aereas/lineasaereas>

Apoyos de ángulo. “Se emplean para soportar los conductores y cables de tierra en los vértices de los ángulos que forman dos alienaciones distintas. Deben proyectarse para soportar los esfuerzos verticales, los esfuerzos transversales debidos al viento y los esfuerzos transversales debidos a la tracción de los conductores”. (Giménez, 2019, p. 3).



**Figura 6.** Apoyo de ángulo doble de doble terna  
**Fuente:** <http://www.tuveras.com/lineas/aereas/lineasaereas>

Apoyos de anclaje. “Sirven para proporcionar puntos firmes en la línea que limiten la propagación en esta de esfuerzos longitudinales de carácter excepcional, por ejemplo, rotura de un conductor. Naturalmente, además de estos esfuerzos longitudinales excepcionales, deben proyectarse para soportar también los mismos esfuerzos que los apoyos de alineación, citados anteriormente. Se disponen en alineaciones rectas, cada 2 o 3 km., en sustitución de los postes de alineación y también se denominan, a veces, apoyos de amarre”. (Giménez, 2019, p. 3).





**Figura 7.** Apoyo de anclaje doble de doble terna  
**Fuente:** <http://www.tuveras.com/lineas/aereas/lineasaereas>

Apoyos de fin de línea. “Estos apoyos deben resistir, en sentido longitudinal de la línea, los esfuerzos longitudinales de todos los conductores y cables de tierra; se montan al principio o al final de una línea aérea, cuando el esfuerzo longitudinal de los conductores no está equilibrado por la acción de un apoyo contiguo, como sucede, por ejemplo, al pasar de un cable subterráneo de salida de una estación transformadora a la línea aérea de transporte de la energía eléctrica. Como es natural, estos apoyos han de soportar también los esfuerzos transversales debidos a la acción del viento y los esfuerzos verticales debidos al peso propio de los conductores y, eventualmente, de los manguitos de hielo formados sobre ellos”.



**Figura 8.** Apoyo simple de doble terna de fin de línea

**Fuente:**

<http://www.tuveras.com/lineas/aereas/lineasaereas>

Apoyos especiales. “Son aquellos que tienen una función diferente a los apoyos definidos anteriormente”. (Giménez, 2019, p. 3).

“Entre estos son interesantes los apoyos de cruce, utilizados para los vanos en que se crucen con la línea, vías de ferrocarril, líneas de telecomunicación, etc. y los postes de bifurcación y derivación que, como su nombre indica, se emplean para bifurcar y derivar la línea aérea en diversas direcciones”. (Giménez, 2019, p. 3).



**Figura 9.** Apoyo especial de alta tensión a baja tensión  
**Fuente:** <http://www.tuveras.com/lineas/aereas/lineasaereas>

#### b) **Postes de celosía de perfiles laminados**

Esta clase de postes se emplea para el tendido de líneas de distribución a baja y media tensión y de líneas de transporte a alta y muy alta tensión; en este último caso, se emplean preferentemente a los demás tipos de apoyos.

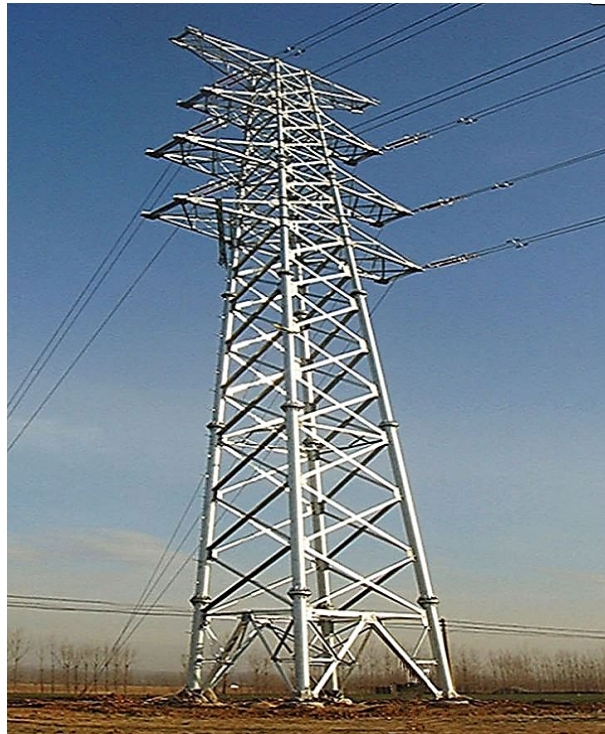
En general, están constituidos por un conjunto de perfiles laminados, dispuestos en celosía y unidos a los montantes por soldadura, por remaches o por tornillos.

Los apoyos de celosía se construyen generalmente de dos o de cuatro montantes unidos entre sí, como se ha dicho, por perfiles laminados.

Los apoyos de celosía de dos montantes se emplean para redes de distribución a media tensión, con vanos no superiores a 150 m. Generalmente están constituidos por dos perfiles en U, cuya celosía forma entramados o marcos (llamados también vigas Vierendel). El arriostamiento o celosía está constituido por pletina de sección rectangular (figura 10) o por perfiles laminados dispuestos en diagonal alternadamente a uno y otro lado de las caras exteriores del poste (figura 11); en ambos casos, las riostras se fijan al poste por medio de tornillos o de remaches.



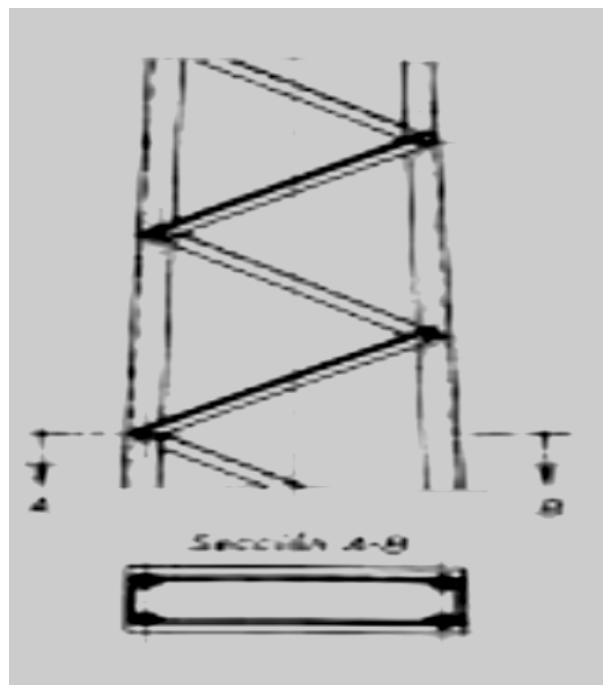
**Figura 10.** Apoyo de celosía de perfiles laminados de entramado  
**Fuente:** <https://electromundo.pro/wp-content/uploads/2020/02/1-Torre-de-celos%C3%ADa.jpg>



**Figura 11.** Apoyo de celosía de perfiles laminados de marcos  
**Fuente:** <http://www.steeltowerchn.com/es/electric-transmission-line-tower/lattice-tower/>

“Los postes de celosía de cuatro montantes se emplean para redes de distribución a media tensión y para grandes líneas de transporte a alta tensión. Se construyen para conductores en uno, dos y tres planos. Las celosías laterales se organizan preferentemente en forma de entramado triangular sencillo, con los elementos inclinados de 25 grados a 350 grados; sí se desea mayor resistencia mecánica se disponen entramados romboidales (figura 13 b) y, en algunos casos, entramados en forma de K (figura 13 c)”. (Giménez, 2019, p. 13).

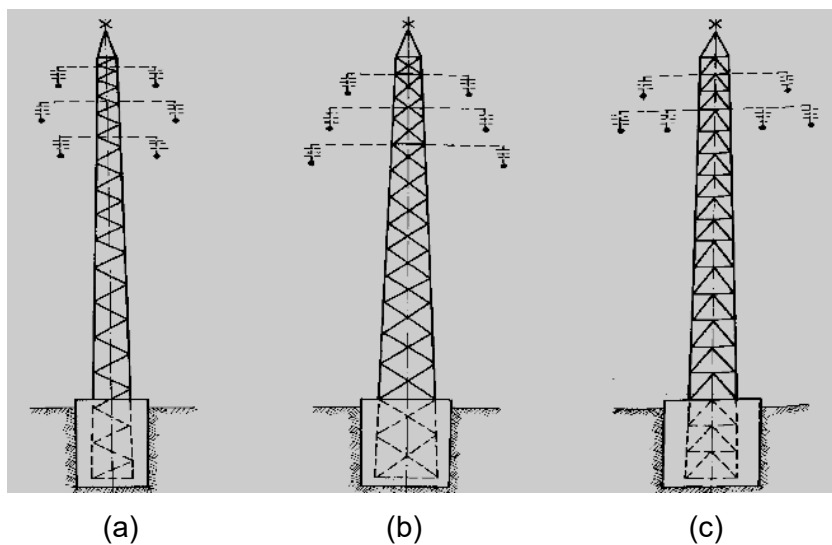
“La sección de estos apoyos puede ser rectangular o cuadrada, aunque se utiliza casi exclusivamente la sección cuadrada. La estructura del poste está constituida por perfiles laminados en L, cuya separación se mantiene por medio de riostras de sección rectangular o de sección en L. Los elementos que constituyen el poste (montantes y riostras), se unen entre sí por medio de tornillos o de remaches, que no deben sobre montarse, como se indica en la figura, sino que cada riostra debe sujetarse al correspondiente montante con remaches individuales. Otras veces, se recurre a carteras formadas por planchas de acero; este último procedimiento se utiliza cuando, por necesidades constructivas, hay que colocar dos o más remaches”. (Giménez, 2019, p. 13).



**Figura 12.** Arriostamiento de postes de celosía de perfiles laminados, de 2 montantes con perfiles laminados dispuestos en diagonal

**Fuente:** <https://docplayer.es/15415193-Lineas-aereas-vano-luz-y-flecha-apoyos-para-lineas-aereas.html>

“A partir de una determinada altura, los postes de celosía se suministran subdivididos en elementos o tramos cuya longitud depende, esencialmente, de los medios de transporte. En la fijación de estas longitudes, debe procurarse aprovechar lo mejor posible las columnas del poste, con objeto de conseguir un peso reducido; deberán tenerse en cuenta también las longitudes normalizadas de los perfiles laminados que constituyen los montantes. Como longitudes normales de los diversos elementos, se puede indicar de 5 a 8 m, debiendo ser más pequeños los elementos inferiores del poste, a causa del mayor peso de dichos elementos. Estos elementos se acoplan entre sí en el terreno por medio de enchufe o de cubrejuntas. En caso de montaje por elementos, es preferible la unión por tornillos ya que la operación de remachado, por lo general, es difícil realizarla bien sobre el mismo lugar del izado del poste”. (Giménez, 2019, p. 13, 14).



**Figura 13.** Postes de celosía de perfiles laminados, de 4 montantes. (a) Celosía de entramado sencillo. (b) Celosía de entramado romboidal. (c) Celosía de entramado en forma de K

**Fuente:** <https://docplayer.es/15415193-Lineas-aereas-vano-luz-y-flecha-apoyos-para-lineas-aereas.html>

“Aunque la soldadura eléctrica (a tope y a solape) da también buenos resultados, no está todavía muy extendida, ya que ofrece ciertas dificultades si el montaje del poste debe realizarse en el mismo lugar del izado”. (Giménez, 2019, p. 14).

“Los postes de celosía no forman un prisma cuadrangular, sino que, atendiendo a los cálculos de resistencia mecánica, y para dar un mejor aspecto al conjunto, se construyen dando a los montantes una inclinación comprendida entre 20 y 80 mm por



metro, es decir, que, en realidad, uno de estos postes es una pirámide truncada de base cuadrangular”. (Giménez, 2019, p. 14).

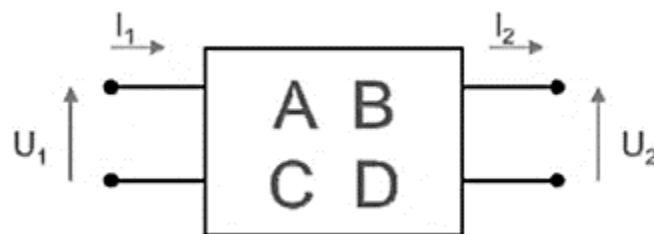
### 2.2.3.6 Modelos de líneas de transmisión en estado estacionario

El modelo adecuado de una línea de transmisión eléctrica depende del tipo de estudio para el cual se lo usará, y en el caso de una línea de transmisión funcionando en régimen estacionario, esta puede ser representada mediante un circuito equivalente con parámetros “concentrados”.

El análisis de la línea en este estado tiene generalmente dos objetivos:

- Determinar la caída de tensión (relacionado con la calidad de servicio).
- Determinar las pérdidas, regulación de tensión, etc. (aspecto económico).

Si solo interesan los valores de tensión y corriente a ambos extremos de la línea, y a una frecuencia determinada (por ejemplo 60 Hz), el modelo más sencillo de la línea es un cuadripolo con parámetros concentrados.



Siendo la relación entre tensión y corriente en ambos extremos la siguiente:

$$U_{1z} = U_{2z}A + I_2B$$

$$I_1 = U_{2z}C + I_2D$$

En donde A, B, C y D se denominan “constantes del cuadripolo” y son en general valores complejos. Las tensiones en la ecuación son tensiones fase-tierra. El punto sobre la U e I indica además que se tratan de fasores. Si el sistema en análisis es trifásico, simétrico y equilibrado, el análisis puede realizarse empleando un modelo monofásico.

Además, por ser un circuito pasivo y simétrico, se cumple que:

$$A = D$$

$$AD = BC = 1$$

#### Constantes del cuadripolo

A partir de las ecuaciones de la línea real:

$$U_{1z} = U_{2z} \cosh(\gamma l) + I_2 Z_c \sinh(\gamma l)$$

$$I_1 = U_{2z} \frac{\sinh(\gamma l)}{Z_c} + I_2 \cosh(\gamma l)$$

Comparando las relaciones, se deduce el valor de las constantes ABCD del cuadripolo que representa exactamente a la línea a una frecuencia determinada.

$$B = Z_c \sinh(\gamma l)$$

$$C = \frac{\sinh(\gamma l)}{Z_c}; \quad D = A = \cosh(\gamma l)$$

Siendo  $\gamma = \alpha + j\beta = \sqrt{(zy)}$  la llamada “constante de propagación” (aunque en realidad sólo es constante a una frecuencia dada).

### Modelos simplificados

En función de la longitud de la línea, y solo para análisis de 60 Hz, puede considerarse que esta es ‘corta’, ‘media’ o ‘larga’ según los siguientes criterios:

**Línea corta:** es cuando puede despreciarse su admitancia transversal. Es en general razonable considerar así a las líneas de longitud inferior a 80 km aproximadamente, o de hasta 138 kV.

**Línea media:** para longitudes de 80 a 250 km, en donde no es correcto despreciar su admitancia, aunque todavía puede considerarse a los términos hiperbólicos iguales a la unidad.

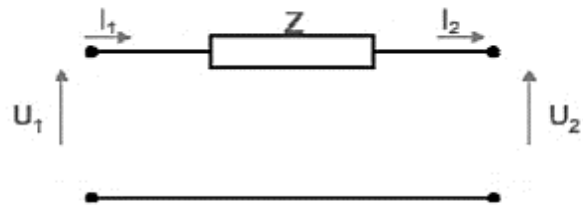
**Línea larga:** son aquellas líneas de longitud mayor a 250 km, en donde no se puede despreciar los términos hiperbólicos, y por lo tanto debe utilizarse el circuito “ $\pi$ ” exacto.

Es de mencionar sin embargo que los términos “corta”, “media” y “larga” no están únicamente asociados a la longitud en km de la línea, sino que también hay que considerar la frecuencia a la cual se utilizará el modelo. Así para una línea de 50 km de longitud deberá utilizarse un modelo de ‘línea larga’ si el análisis del comportamiento de la línea se hará a 5000 Hz, por ejemplo.

### Equivalente “ $\pi$ ” de una línea corta

Dado que para una línea ‘corta’ puede despreciarse su admitancia transversal Y, el circuito “ $\pi$ ” de la misma se transforma en el siguiente:





Con una simple inspección del mismo, se deduce que:

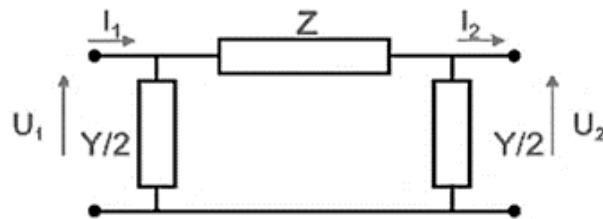
$$U_1 = U_2 + Z I_2$$

$$I_1 = I_2$$

Y por lo tanto, las constantes del cuadripolo serán:

$$A = 1; B = Z; C = 0; D = 1$$

### Equivalente “ $\pi$ ” de una línea media



$$U_1 = U_2 + Z I_L \quad \text{con} \quad I_L = I_2 + \frac{U_2 Y}{2}$$

$$U_1 = \left( U_2 \frac{Y}{2} + I_2 \right) Z + U_2$$

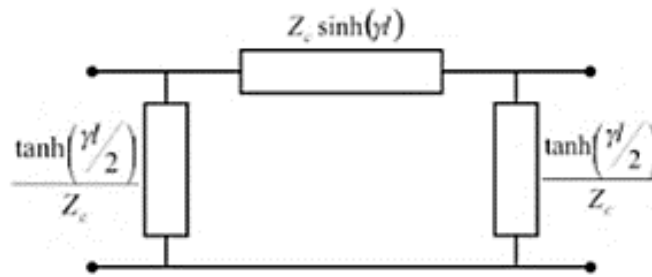
$$U_1 = \left( \frac{ZY}{2} + 1 \right) U_2 + Z I_2$$

$$I_1 = Y \left( 1 + \frac{ZY}{4} \right) U_2 + \left( 1 + \frac{ZY}{2} \right) I_2$$

Con lo cual se deduce que:

$$A = \left( \frac{ZY}{2} + 1 \right); B = Z; C = Y \left( 1 + \frac{ZY}{4} \right); D = A = \left( 1 + \frac{ZY}{2} \right)$$

### Equivalente “ $\pi$ ” de una línea larga



$$U_1 = U_2 \cosh(\gamma l) + I_2 Z_c \sinh(\gamma l)$$

$$I_1 = U_2 \frac{\sinh(\gamma l)}{Z_c} + I_2 \cosh(\gamma l)$$

### 2.2.3.7 Parámetros eléctricos de las líneas de transmisión

El comportamiento de las líneas de transmisión se encuentra gobernado por cuatro parámetros fundamentales que son la resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. Las resistencias y la inductancia son los parámetros que conforman la impedancia serie de línea y la capacitancia e inductancia forman la admitancia en paralelo. Las abreviaturas de los símbolos y unidades de cada uno de estos parámetros se encuentran representados en la siguiente tabla.

**Tabla 5.**

*Parámetros eléctricos de una línea de transmisión*

| Parámetro    | Símbolo | Unidad           |
|--------------|---------|------------------|
| Resistencia  | R       | Ohm ( $\Omega$ ) |
| Inductancia  | L       | Henry (H)        |
| Capacitancia | C       | Faradio (F)      |
| Conductancia | G       | Siemens (S)      |

**Fuente:** Elaboración propia

La conductancia surge por la corriente de fuga presente en los aisladores de las torres de transmisión; en condiciones de operación normal es mínimo y es despreciable. Los valores impedancia serie y admitancia paralela de una línea de transmisión se pueden expresar ya sea por su valor total tomando en consideración la línea completa o en función de la longitud de la unidad. El valor total es referido como la expresión de los parámetros combinados, el valor de longitud por unidad es referido como la expresión de parámetro distribuido, vistos en la siguiente tabla.

**Tabla 6.***Parámetros lineales de una línea de transmisión*

| Parámetro                             | Expresión           | Unidad     |
|---------------------------------------|---------------------|------------|
| Impedancia serie (por longitud)       | $z = R + j\omega L$ | $\Omega/m$ |
| Admitancia en paralelo (por longitud) | $y = G + j\omega C$ | $S/m$      |
| Impedancia serie total                | $Z = zl$            | $\Omega$   |
| Admitancia paralelo total             | $Y = yl$            | $S$        |
| Frecuencia de operación               | $\omega$            | $Radian/s$ |

**Fuente:** Elaboración propia

Se observa que los valores de la impedancia en serie y admitancia paralelo son complejos. El parámetro de resistencia es la parte real de la impedancia serie y la conductancia es la parte real de la admitancia en paralelo. Los componentes imaginarios dependerán de la frecuencia de operación de la línea de transmisión. El nombre de la parte imaginaria de la admitancia en paralelo se denomina susceptancia. Los símbolos y unidades se muestran en la siguiente tabla.

**Tabla 7.***Parámetros eléctricos complejos de una línea de transmisión*

| Parámetro    | Expresión       | Unidad         |
|--------------|-----------------|----------------|
| Reactancia   | $X = j\omega L$ | $Ohm (\Omega)$ |
| Susceptancia | $B = j\omega C$ | $Siemens (S)$  |

**Fuente:** Elaboración propia

Los estudios de los parámetros de las líneas de transmisión son de suma importancia para el análisis de los sistemas de potencia de campo. Su uso es muy amplio y diverso y juegan un rol importante para el diseño, operación y protección de las líneas de transmisión por este motivo son necesarios realizar los cálculos correctamente para optimizar el rendimiento eléctrico de las líneas transmisión. Algunas de las principales aplicaciones son:

- Relés de protección para los sistemas de potencia.
- Modelos de planificación de la transmisión.
- Estimación del estado.

### 2.2.3.8 Características de los parámetros de impedancia de las líneas de transmisión

#### a) Resistencia de los conductores

Los electrones al pasar a través de un conductor sufren choques con otras partículas atómicas, dichas colisiones no son elásticas ocurriendo una pérdida de energía en cada una de ellas, esta pérdida por unidad de carga se considera como la caída de potencial a través del conductor. La cantidad de energía que pierden los electrones depende de las propiedades físicas del material del conductor por donde circula una corriente eléctrica, la resistencia representa la tasa promedio de la energía eléctrica que se transforma en calor. Este término se aplica cuando la tasa de conversión es proporcional al cuadrado de la corriente y por tanto igual a la conversión de energía dividida entre el cuadrado de la corriente.

#### b) Resistencia a la corriente eléctrica directa en un conductor

Se puede expresar la resistencia a la corriente eléctrica de un conductor eléctrico compuesto por un alambre de cualquier material y considerando una temperatura de 50 °C por la fórmula:

$$R_{cd} \text{ a } 50 \text{ }^\circ\text{C} = \rho \frac{l}{A} \Omega$$

Dónde:

$l$  : Longitud del conductor expresada en m.

$AA$  : Área de la sección transversal del conductor expresada en  $\text{mm}^2$ .

$\rho\rho$  : Resistividad volumétrica del material del conductor expresada en:  $\Omega\text{mm}^2 / \text{m}$ .

$$A = \frac{\pi d^2}{4}$$

#### c) Resistencia a la corriente eléctrica alterna en un conductor

La resistencia de un conductor a la corriente alterna es mayor comparado con la resistencia del mismo conductor a la corriente directa. Este incremento es debido a los efectos piel y de proximidad. Por tanto, la resistencia a la corriente alterna se calcula mediante la expresión:

$$R_{ca} = R_{cd} (1 + Y_s + Y_p) \frac{\Omega}{Km}$$

Dónde:

$Y_s Y_s$  : Factor debido al efecto piel.

$Y_p Y_p$  : Factor debido al efecto de proximidad.

#### d) Efecto pelicular

Cuando circula una corriente alterna por un conductor, se tiene que las pérdidas de energía por resistencia son mayores que las pérdidas producidas cuando circula una corriente directa (de igual magnitud al valor eficaz de la corriente alterna). La corriente directa cuando circula a través del conductor su densidad será uniforme por toda la sección del conductor. Todo lo contrario, ocurre cuando circula una corriente alterna por el mismo conductor, su densidad solo será mayor en la superficie que en el centro. Este fenómeno se denomina "efecto piel". Resultando que la resistencia será mayor en la corriente alterna. Para calcular  $Y_s Y_s$  del efecto piel se emplea la fórmula:

$$Y_s = \frac{X_s^4}{192 + 0.8X_s^4}$$

Siendo;

$$X_s^2 = \frac{8\pi f}{R'} X 10^{-4} K_s$$

Dónde:

$f$  : Frecuencia del sistema en  $Hz$ .

$R'R'$  : Resistencia del conductor corregida a la temperatura de operación en  $\Omega/km \Omega/km$

$K_s = 1,0 K_s = 1,0$  : Para los conductores redondos y redondos compactos.

$K_s = 0,435 K_s = 0,435$  : Para conductor compacto segmental.

También es muy utilizada la siguiente expresión:

$$Y_s = 7.5 f^2 d^4 X 10^{-7}$$

Donde  $d$ , el diámetro del conductor en cm, por lo que la diferencia entre  $R_{ca}R_{ca}$  y  $R_{cd}R_{cd}$  se hace evidente a medida que aumenta el calibre de los conductores y la frecuencia  $f$  en ciclos. Para conductores de calibre pequeño, es decir, menores a  $1/0 \text{ AWG}$  a  $1/0 \text{ AWG}$ , ambas resistencias tienen prácticamente el mismo valor.

$$Y_p = \frac{X_p^4}{192 + 0.8X_p^4} \left( \frac{d_c^2}{S} \right) + \left[ 0.312 \left( \frac{d_c^2}{S} \right) + \frac{1.18}{\frac{X_p^4}{192 + 0.8X_p^4} + 0.27} \right]$$

Con;

$$X_p^2 = \frac{8\pi f}{R'} \times 10^{-4} K_p$$

Dónde:

$d_c$  : diámetro del conductor en  $cm$ .

$ss$  : distancia entre los ejes de los conductores en  $cm$ .

$KP = 1,0$  para conductor redondo y redondo compacto.

$KP = 0,37$  para conductor compacto segmental.

Para los cables tripolares con conductor segmental, el valor  $YPYP$  se debe multiplicar por  $2/3$  dando como resultado el factor de proximidad. También se debe sustituir en la fórmula original:  $dc = dx$  siendo el diámetro de un conductor redondo de igual área de un conductor sectorial.

$$s = d_x + t, \text{ donde } t \text{ es el espesor de aislamiento}$$

### 2.2.3.9 Definición de inductancia

Cuando una corriente variable en el tiempo circula por medio de un conductor, se forma un flujo magnético variable, el cual actúa sobre los demás conductores del circuito. La inductancia de un circuito se define como la relación de la fuerza electromotriz  $fem$  inducida por la velocidad de variación de flujo con la velocidad de variación de la corriente dada por la ecuación planteada a continuación. La inductancia de un

conductor será igual al número de enlaces de flujo del conductor por unidad de corriente de dicho conductor.

$$L = \frac{d\sigma}{dt} H = \frac{\sigma}{i}$$

#### a) Cálculos de inductancia para líneas trifásicas

Ya que en este proyecto de tesis se realizará el cálculo de la inductancia de las líneas de transmisión largas, es importante analizar el desarrollo de las ecuaciones para calcular este parámetro, con el objetivo de observar sus efectos en el diseño de una línea. A continuación, se muestran las ecuaciones pertinentes de la inductancia de las líneas trifásicas:

$$L = 0.7411 \log \frac{D_{eq}}{D_s} \left( \frac{mH}{m} \right) = 2 \times 10^{-5} \ln \frac{D_{eq}}{D_s} \left( \frac{H}{m} \right)$$

Donde se puede obtener la reactancia inductiva a 60 Hz multiplicando la inductancia por  $2\pi 60$ :

$$L = 0.2794 \log \frac{D_{eq}}{D_s} \left( \frac{\Omega}{m} \right) = 7.54 \times 10^{-5} \ln \left( \frac{\Omega}{m} \right)$$

Hay que tener en cuenta que al sustituir  $D_{eq} D_{eq}$  y  $D_s D_s$  deben ser expresadas en las mismas unidades, generalmente en metros.

#### 2.2.3.10 Conductores eléctricos

Ahora se hablará sobre los conductores que permiten el transporte de la corriente eléctrica en las líneas de transmisión, por lo que se puede decir que los conductores constituyen los elementos que transportan la energía eléctrica. En el Perú, se usan los conductores tipo AAAC, ACAR y ACSR.



**Figura 14.** Tipos de conductor ACSR, ACAR, AAAC

**Fuente:** <https://5.imimg.com/data5/GL/XY/MY-31325621/acsr-conductor-500x500.jpg>

Los conductores para una línea de transmisión se seleccionan de acuerdo con la corriente, la tensión, la longitud de la línea y las normas correspondientes.

Para las tensiones de transmisión del sistema eléctrico nacional (138 KV, 220 KV y 500 KV) los conductores normalizados son:

- Para 138 kV; cable de 795 MCM, ACSR, cóndor, ampacidad de 900 A.
- Para 220 kV y 500 kV; cable de 1113 MCM, ACSR, bluejay, ampacidad de 1110 A.

Para líneas por conductores por fase, las separaciones entre conductores de cada fase son:

- Línea de 138 kV y 220 kV, separación entre conductores de 33 cm.
- Línea de 500 kV, separación entre conductor de 45 cm.

Las líneas pueden ser de un circuito trifásico o de dos circuitos paralelo con uno o dos conductores por fase y dos cables de guarda. Aun cuando el sistema eléctrico nacional ya que existen líneas de transmisión de cuatro circuitos en paralelo y líneas con tres conductores por fase.

Los conductores para líneas de transmisión están sujetas a diversos esfuerzos, los cuales deben de ser tomados en cuenta para el diseño de las mismas, estos esfuerzos son causados por:

- La tensión mecánica en el momento de tender la línea.



- El propio peso de los conductores.
- El agua, las sustancias solidas suspendidas en la atmósfera y el hielo que se acumula.
- El viento.
- Las vibraciones (eólicas y galopeo).

El mercado destinado a la fabricación de conductores eléctricos ofrece una gran variedad de estos, sus cualidades específicas difieren tanto en la característica de los materiales empleados como en los aislamientos, construcción y protección del propio conductor.

Por tanto, es fácil fijar a priori, las ventajas técnicas y económicas de un determinado conductor sin conocer las peculiaridades del tipo e instalación eléctrica a realizar.

Materiales utilizados para conductores eléctricos:

La mayor parte de los conductores empleados en las instalaciones eléctricas están hechos de cobre o aluminio (Figura 14), por ser materiales con mayor Instalaciones Eléctricas Industriales conductividad y con un costo lo suficientemente bajo como para que resulten económicos.

Comparativamente el aluminio es 16% menos conductor que el cobre, pero mucho más liviano.

En el cobre usado en conductores eléctricos se distinguen tres templeos o grados de suavidad del metal: blando o recocido, semiduro y duro, con propiedades algo diferentes, siendo el cobre blando el de mayor conductividad eléctrica y el cobre duro el de mayor resistencia a la tracción.

#### a) **Conductor ACSR**

El conductor ACSR (aluminium conductor steel reinforced), están constituidos por un núcleo central de alambres de acero galvanizado o con recubrimiento de aluminio dispuestos helicoidalmente.



**Figura 15.** Conductor ACSR

**Fuente:** [http://incable.com/imagenes/productos/Producto\\_2\\_2.jpg](http://incable.com/imagenes/productos/Producto_2_2.jpg)

El núcleo de acero en este caso tiene como función resistir los esfuerzos mecánicos.

Las características de los cables tipo ACSR (Aluminum Conductors Steel Reinforced), es que están formados a partir de aluminio obtenido por refinación electrolítica con pureza de 99,5 % y conductividad mínima de 61,0 % de la conductividad del cobre a 20 °C (IACS) "International Annealed Copper Standard", todos los cables están formados por hilos de temple duro, cableados concéntricamente sobre un número de acero galvanizado.

Características:

- Alta resistencia a la tensión, debido al núcleo de acero galvanizado.
- Bajo peso y alta capacidad de corriente, larga vida, mayor claro interpostal y bajo mantenimiento.

Voltaje máximo de operación:

- De acuerdo con el aislador soporte.

Temperatura máxima de operación:

- Para líneas aéreas 75 °C en su diseño.

Aplicación:

- Los conductores tipo ACSR son utilizados como líneas de transmisión en altos voltajes a grandes distancias, y líneas de distribución en circuitos de alta

y baja tensión en áreas urbanas y rurales, así como alimentación general a empresas y subestaciones, con una mayor distancia interpostal.

b) **Conductor ACAR**

“El conductor ACAR (Conductor de aluminio con refuerzo de aleación de aluminio) cumple o excede los requisitos de todas las normas internacionales como ASTM, IEC, DIN, BS, AS, CSA, NFC, SS, etc.”. (Jytop, 2018).



**Figura 16.** Conductor ACAR

**Fuente:** <https://es.jytopcable.com/bare-conductor/ACAR-Conductor.html>

Construcción:

“Los conductores de aluminio desnudo tipo ACAR son cableados concéntricamente con alambres de aleación 1350-H19, sobre un alma de aleación de aluminio, que puede ser un alambre, o varios alambres o un cable de aleación de aluminio 6201-T81. Su forma de embalaje son carretes en longitudes de acuerdo con las necesidades del cliente”. (Jytop, 2018)

Aplicación:

El conductor ACAR (Aluminum conductor alloy reinforced) son utilizados para líneas de transmisión y distribución de energía eléctrica. Estos conductores ofrecen una buena resistencia a la tracción y una excelente relación esfuerzo de tensión - peso, para el diseño de estas líneas cuando tanto la capacidad de corriente como la resistencia mecánica son factores críticos a ser considerados en el mismo. El alma de aleación de aluminio de estos conductores está disponible en diversas formaciones, de acuerdo con el esfuerzo de tensión deseado. Además, a igual peso, los conductores ACAR ofrecen mayor resistencia mecánica y capacidad de corriente que el ACSR. (Jytop, 2018)

c) **Conductor AAAC**

“El Cable de Aleación de Aluminio, es un conductor cableado concéntrico que se compone de una o de varias capas de alambres de aleación de aluminio 6201-T81. Fue desarrollado para atender a las necesidades de un conductor económico para aplicaciones en circuitos aéreos que requieren una resistencia mecánica mayor que la

que es proporcionada por el conductor de aluminio AAC, y mayor resistencia a la corrosión que la que es proporcionada por el cable de aluminio con alma de acero ACSR”. (Alcione, 2014, p.1).

“Los Conductores de Aleación de Aluminio 6201-T81 son más duros y tienen, por lo tanto, mayor resistencia a la abrasión que los conductores de aluminio 1350-H19. Sin embargo, al manipular los Conductores de Aleación de Aluminio hay que tomar las mismas precauciones que para manipular los conductores AAC y ACSR”. (Alcione, 2014, p. 1).

“Las combinaciones de cableado de los cables de aleación de aluminio son muy semejantes a las de los cables AAC”. (Alcione, 2014, p.1).

En las tablas a continuación, se presentan varias características normalizadas de los Cables de Aleación de Aluminio. Mayores informaciones son suministradas bajo consulta.

Una de las variantes de los conductores AAAC, son los de tipo AASC, (Conductor trenzado de aleación de aluminio)

Otra variante a considerar también es el del tipo AACSR, que es un conductor de aleación de aluminio con refuerzo en acero.

“Los cables no se seleccionan como un rubro separado de una línea aérea, se seleccionan por consideraciones económicas que implican el costo instalado de la línea, conjuntamente con los requerimientos financieros relacionados con su operación, tales como las pérdidas de energía, intereses sobre capital, depreciación. Los cables de aleación de aluminio tratados térmicamente no son cosa nueva. En el año 1925 ya estos cables se usaban en Europa para los sistemas aéreos de transmisión y distribución”. (PD WIRE&Cable, p. 22).

“Las aleaciones de magnesio han sido usadas por mucho tiempo con éxito, en planchas y como refuerzo en forma de cinta o alambre de cables aislados; también para refuerzos de cables submarinos y cables armados con aleación 6201. Puede decirse que la aleación de aluminio ya tiene años de haber probado sus características en aplicaciones eléctricas”. (PD WIRE&Cable, p. 22).

Fabricación de los hilos (alambres): “La aleación de aluminio se trefila a partir del alambrón o varilla, estas varillas se someten a un tratamiento térmico en solución y una vez trefilado el alambre se somete a un envejecimiento artificial. El envejecimiento artificial y el tratamiento térmico son esenciales para obtener óptimas propiedades mecánicas y eléctricas”. (PD WIRE&Cable, p. 22).

Fabricación del cable: “Se usan las mismas cableadoras que fabrican los cables de aluminio. Las especificaciones del paso y cambio de dirección de las capas son aplicables a los cables de aleación de aluminio. En las aleaciones se requiere una operación de conformación al cablear los alambres para asegurar máxima estabilidad del cable y buenas características de manejo”. (PD WIRE&Cable, p. 22).



**Figura 17.** Conductor AAAC

**Fuente:** [http://spanish.shanpowercable.com/photo/pc15827381-aaac\\_bare\\_conductor\\_aluminium\\_alloy\\_6201\\_t81\\_for\\_power\\_transmission\\_line\\_bare\\_overhead.jpg](http://spanish.shanpowercable.com/photo/pc15827381-aaac_bare_conductor_aluminium_alloy_6201_t81_for_power_transmission_line_bare_overhead.jpg)

#### d) **Calibre de los conductores en alta tensión**

“Para la fabricación de los conductores eléctricos se emplean tres sistemas de medida para el calibre de los conductores: métrico decimal, AWG y MCM”. (Exam, 2015, p. 1).

Del párrafo anterior se desarrolla solo el sistema MCM, que es el más usado en líneas de alta tensión.

##### Sistema MCM

“En las tablas de conductores inglesas y americanas se emplea el “mil circular mil” (MCM) como unidad normal para el calibre de los conductores”. (Exam, 2015, p. 1).

El “circular mil” (CM) es un círculo que tiene un diámetro de 0,001” (una milésima de pulgada); luego se tendrá:

$$1 \text{ CM} = 25,4 \times 0,001; (1" = 25,4 \text{ mm}) = 0,0254 \text{ mm}$$

El área del CM será:

Como:

$$\text{Área MCM} = 0,5 \text{ mm}^2$$

Las medidas normalizadas para los calibres de los conductores en MCM son: 250 MCM, 300 MCM, 350 MCM, 400 MCM, 500 MCM.

**Tabla 8.**

*Capacidad de corriente en conductores (MCM)*

| Calibre del Conductor AWG -MCM | Sección Transversal mm <sup>2</sup> | INSTALACION EN TUBO (A)                       |           | INSTALACIÓN AL AIRE LIBRE (A) |           |
|--------------------------------|-------------------------------------|---|-----------|-------------------------------|-----------|
|                                |                                     | TEMPERATURA MÁXIMA DE OPERACIÓN DEL CONDUCTOR |           |                               |           |
|                                |                                     | 60° C TW                                      | 75° C THW | 60° C TW - TWT                | 75° C THW |
| 22                             | 0,324                               | 3   |           | 5                             |           |
| 20                             | 0,517                               | 5   |           | 8                             |           |
| 18                             | 0,821                               | 7   |           | 10                            |           |
| 16                             | 1,310                               | 10  |           | 15                            |           |
| 14                             | 2,080                               | 15  | 15        | 20                            | 22        |
| 12                             | 3,310                               | 20  | 20        | 25                            | 28        |
| 10                             | 5,260                               | 30  | 30        | 40                            | 45        |
| 8                              | 8,370                               | 40  | 45        | 55                            | 65        |
| 6                              | 13,300                              | 55  | 65        | 80                            | 90        |
| 4                              | 21,150                              | 70  | 85        | 105                           | 120       |
| 2                              | 33,630                              | 95  | 115       | 140                           | 160       |
| 1                              | 42,410                              | 110   | 125       | 165                           | 195       |
| 1/0                            | 53,510                              | 125   | 150       | 195                           | 230       |
| 2/0                            | 67,440                              | 145   | 175       | 225                           | 265       |
| 3/0                            | 85,020                              | 165   | 200       | 260                           | 310       |
| 4/0                            | 107,200                             | 195   | 230       | 300                           | 360       |
| 250                            | 126,700                             | 215   | 255       | 340                           | 400       |
| 300                            | 152,000                             | 240   | 285       | 375                           | 445       |
| 350                            | 177,400                             | 260   | 310       | 420                           | 505       |
| 400                            | 202,700                             | 280   | 335       | 455                           | 545       |
| 500                            | 253,400                             | 320   | 380       | 515                           | 615       |
| 600                            | 304,000                             | 355   | 420       | 575                           | 690       |
| 750                            | 380,000                             | 400   | 490       | 655                           | 780       |
| 1000                           | 506,700                             | 490   | 580       | 790                           | 950       |

**Fuente:** [https://ley.exam-10.com/pars\\_docs/refs/6/5692/5692\\_html\\_26b59918.jpg](https://ley.exam-10.com/pars_docs/refs/6/5692/5692_html_26b59918.jpg)

### 2.2.3.11 Sistemas de compensación en serie para líneas de transmisión

El sistema de Compensación de la serie permite a las empresas eléctricas aumentar la capacidad de transferencia de potencia de su infraestructura existente y las nuevas líneas de transmisión, lo que incrementa su rentabilidad.

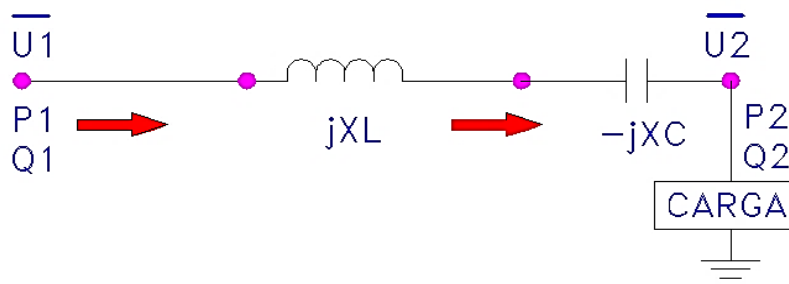
Los sistemas de compensación serie, se instalan en serie con la línea de transmisión de alto voltaje, y consisten en un sistema integrado, diseñado a medida con

muchos condensadores de potencia dispuestos en serie y en paralelo. El equipo más crítico es el sistema de protección paralelo que evita daños a los condensadores durante las fallas del sistema eléctrico.

#### a) **Objetivo principal de la compensación en serie**

El principal objetivo del sistema de compensación serie es “incrementar el flujo de potencia por una línea de transmisión”.

#### **Esquema eléctrico de la compensación en serie**



**Figura 18.** Esquema de conexión eléctrico de compensación en serie en una LT

**Fuente:** Elaboración propia

Dónde:

P1: Flujo de potencia por la línea en el emisor.

P2: Flujo de potencia por la línea en el receptor.

Q1: Flujo de potencia VAR en el emisor.

Q2: Flujo de potencia VAR en el receptor.

U1: Tensión extremo emisor.

U2: Tensión extremo receptor.

XL: Reactancia de la línea.

XC: Reactancia del compensador en serie.

#### **Cálculos de la compensación en serie**

Aquí se tiene como resultado de la compensación en serie el flujo de potencia de la línea con la compensación.

$$P_2 = \frac{|U_1| * |U_2|}{X_L - X_C} * \text{sen}(\delta)$$

Dónde:

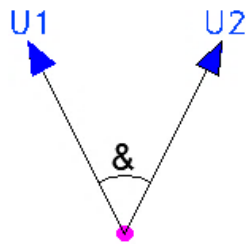
P2: Flujo de potencia por la línea

U1: Tensión extremo emisor

U2: Tensión extremo receptor

XL: Reactancia de la línea

(&): Diferencia angular entre U1 y U2



### Grado de la compensación en serie

Está definido por K que viene dada por:

$$\text{GRADO DE COMPENSACIÓN (K)} = \frac{X_C}{X_L}$$

#### b) Componentes del sistema de compensación en serie

El sistema de compensación en serie está compuesto por tecnología patentada y líder en la industria, lo que ayuda a los clientes a lograr una alta confiabilidad y las menores pérdidas posibles en sus líneas de transmisión. Los componentes principales del sistema de compensación de la serie incluyen condensadores, varistores de óxido metálico, brecha de aire activada e interruptores de paso rápido.

#### Condensadores

Los condensadores se colocan en serie en un circuito de transmisión destinado a reducir la impedancia total de la línea y ofrece una mejor división de carga en circuitos paralelos, estabilidad transitoria del sistema y estabilidad del sistema en estado estacionario, lo que permite una mayor capacidad de transferencia de potencia.



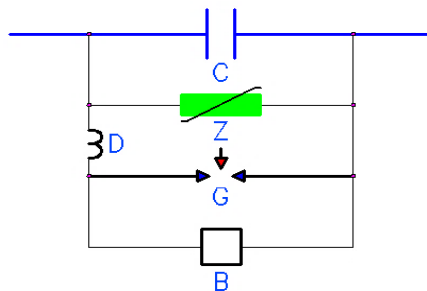


**Figura 19.** Condensadores en serie en una LT

**Fuente:**

<https://previews.123rf.com/images/jakit17/jakit171301/jakit17130100002/17225863-banco-de-condensadores-en-subestaciones-de-alta-tensi%C3%B3n.jpg>

Configuración típica de capacitores en serie en una línea de transmisión:



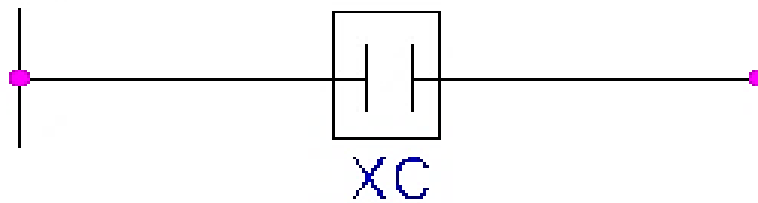
- C: BANCO CAPACITORES
- Z: VARISTOR DE OXIDO DE METAL
- D: REACTOR DE AMORTIGUACIÓN DE DESCARGA
- G: DISTANCIA DE ARCO
- B: INTERRUPTOR BY-PASS

**Figura 20.** Banco de condensadores en una LT

**Fuente:** Elaboración propia

Diferentes ubicaciones de los capacitores en serie en una línea de transmisión:

## UBICACIÓN MEDIA



**Figura 21.** Ubicación media de banco de condensadores en una LT  
**Fuente:** Elaboración propia

## UBICACIÓN EN UN EXTREMO



**Figura 22.** Ubicación extrema de banco de condensadores en una LT  
**Fuente:** Elaboración propia

## UBICACIÓN EN EXTREMOS



**Figura 23.** Ubicaciones extremas de banco de condensadores en una LT  
**Fuente:** Elaboración propia

### Varistor de óxido metálico (MOV)

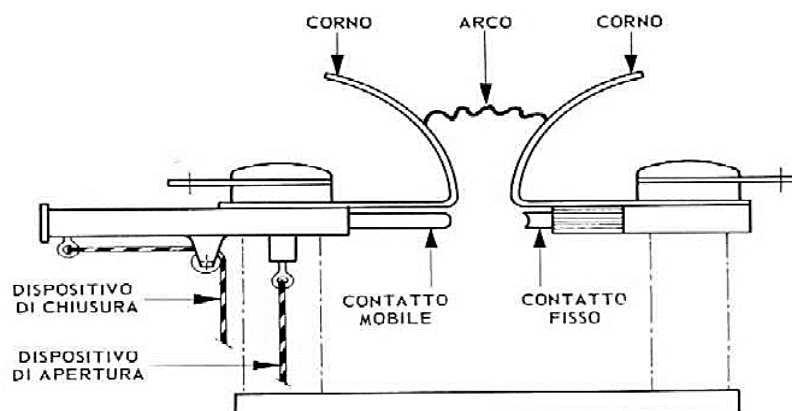
Los MOV son el dispositivo primario que protege a los condensadores de sobretensión desviando la corriente de falla. Los MOV son semiconductores que conducen por encima de un voltaje específico, conocido como Voltaje de Nivel de Protección. El MOV limita el voltaje a través del banco de condensadores a un valor seguro para los condensadores que manejan una corriente muy alta por períodos cortos de tiempo y protege los condensadores hasta que se establezca otra ruta de derivación.



**Figura 24.** Varistor de óxido metálico  
**Fuente:** <https://docplayer.es/5921011-3-compensacion-serie-de-reactivos-power-solutions.html>

### **MACTAG - Separación de aire disparado por arco modular**

Un MACTAG se utiliza a menudo como dispositivo intermedio de derivación y es más rápido que el interruptor de derivación, pero no es instantáneo como el varistor de óxido metálico (MOV). Un MACTAG reduce el coste de los MOV al reducir la absorción de energía requerida.



**Figura 25.** Esquema de funcionamiento de MAC-TAG  
**Fuente:** <https://catedra.ing.unlp.edu.ar/electrotecnia/sispot/Libros%202007/libros/ie-temas/ie-06/aire00.jpg>

### **Interruptor de By-Pass rápido (Cierre prioritario)**

El Fast By-Pass Switch se cierra rápidamente para limitar la energía MOV y TAG, eliminando los condensadores de la serie del servicio. Este conmutador también se utiliza para la conmutación normal para insertar los condensadores en serie o derivarlos.

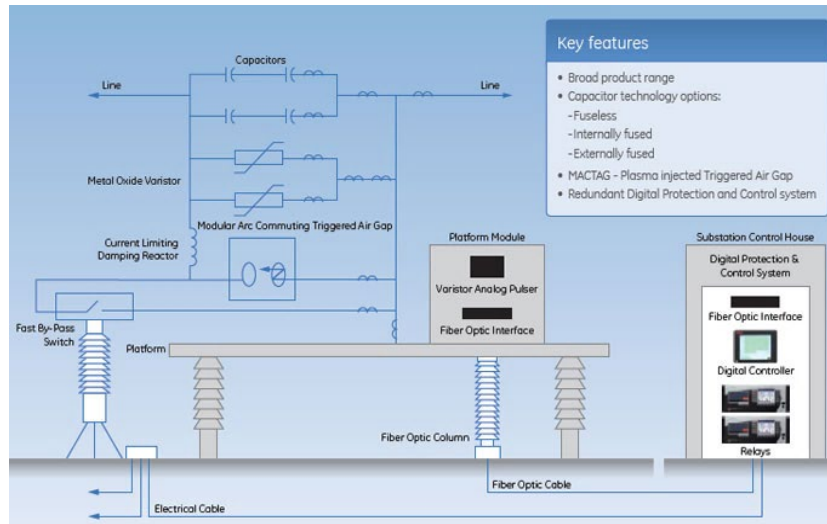


**Figura 26.** Interruptor de by-pass rápido

**Fuente:** <https://docplayer.es/5921011-3-compensacion-serie-de-reactivos-power-solutions.html>

### c) **Características de los condensadores en serie**

Serie banco de condensadores – diagrama de una línea

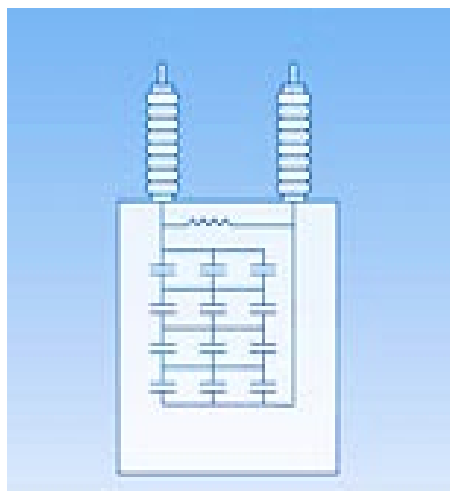


**Figura 27.** Banco de condensadores en una LT

**Fuente:** <https://www.sectorelectricidad.com/18862/sistemas-de-compensacion-en-serie/>

### Diseño de condensadores sin fusibles

- Pérdidas más bajas, típicamente  $< 0.12$  vatios/KVAR.
- Alta fiabilidad: Un aumento de tensión de los elementos internos de menor tensión para el mismo número de fallas internas en comparación con una opción con fusibles internos.
- Una corriente desequilibrada más alta para la misma tensión de tensión interna del elemento.
- Tolerancia a fallos con funcionamiento continuo incluso con rodillos defectuosos.

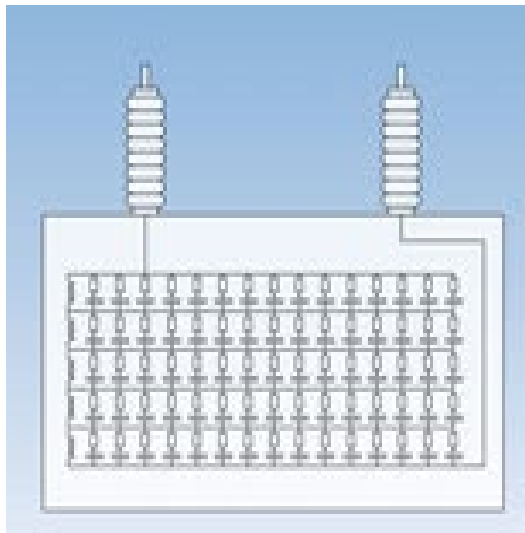


**Figura 28.** Banco de condensadores sin fusibles internos

**Fuente:** <https://www.sectorelectricidad.com/18862/sistemas-de-compensacion-en-serie/>

### Diseño de condensadores con fusibles internos

- Pérdidas típicas  $> 0,15$  vatios/kVAR.
- Un fusible por rollo interno. Cada rodillo está protegido por un elemento fusible interno.
- El fusible permite que un rodillo falle como circuito abierto.
- Hay múltiples rollos en paralelo. Esto coloca una tensión incremental muy pequeña en los rodillos adyacentes cuando un fusible funciona. Esto ayuda a prevenir una falla en cascada dentro de un individuo puede.



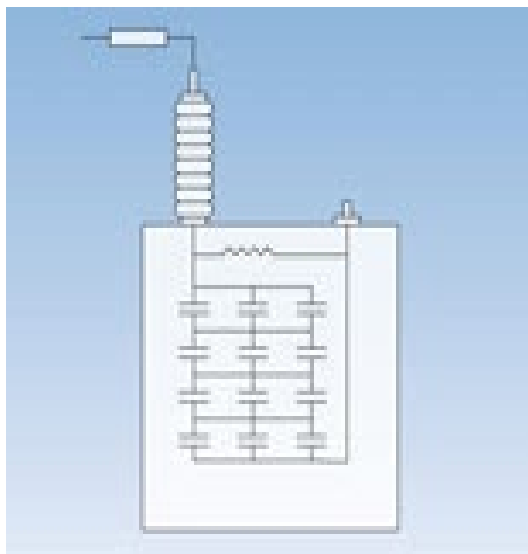
**Figura 29.** Banco de condensadores con fusibles internos

**Fuente:**

<https://www.sectorelectricidad.com/18862/sistemas-de-compensacion-en-serie/>

### Diseño de condensadores con fusible externo

- Un fusible por unidad de condensador. Menos conexiones significan menos puntos de fallo.
- Facilita la identificación fácil de una unidad averiada, ya que el fusible fundido es obvio.
- Antes el estándar, ahora aplicaciones especializadas limitadas.



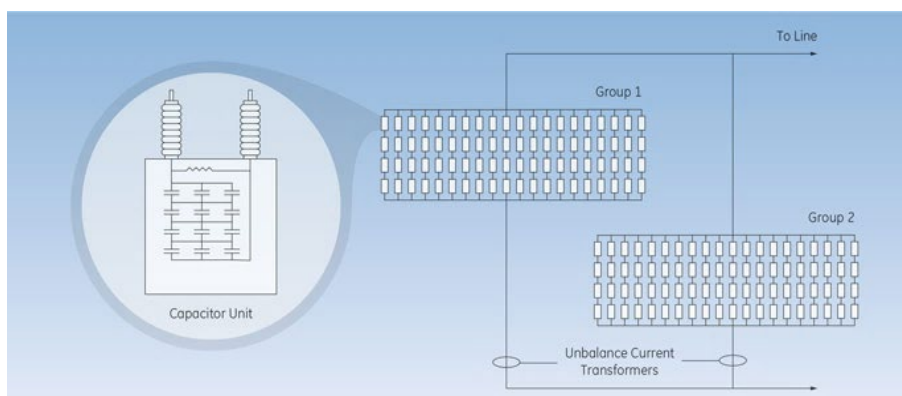
**Figura 30.** Banco de condensadores con fusibles externos

**Fuente:**

<https://www.sectorelectricidad.com/18862/sistemas-de-compensacion-en-serie/>

### Diseño de condensadores sin fusibles

Se recomienda la opción sin fusibles, que ha sido la tecnología dominante desde finales de los años 90 y se ha comprobado con una tasa de fallos de campo a largo plazo inferior al 0,03% anual. El condensador de lámina es un diseño probado de GE que ha estado en uso desde la década de 1970. El diseño sin fusibles produce la corriente de desequilibrio más alta (fácil de detectar un rodillo fallido) con la tensión de voltaje más baja en las unidades restantes (menor probabilidad de una falla en cascada). El siguiente diagrama representa los dos grupos de condensadores.



**Figura 31.** Banco de condensadores sin fusibles (marca General Electric)

**Fuente:**

<https://www.sectorelectricidad.com/18862/sistemas-de-compensacion-en-serie/>

### 2.2.3.12 Límite térmico de líneas de transmisión

El límite térmico de un conductor para líneas aéreas es la corriente máxima permitida, considerando una temperatura máxima a través del conductor para condiciones ambientales establecidas. El cálculo del límite térmico para líneas aéreas se obtiene mediante métodos de balance de calor. Para determinar el límite térmico de conductores aéreos desnudos, es necesario considerar en el análisis el efecto de la temperatura ambiente, la velocidad y dirección del viento, la emisión solar y la altura sobre el nivel del mar. (IEEE SA, 2012)

En la actualidad, existen métodos tanto estáticos como dinámicos para determinar el límite térmico, la diferencia es que en el caso de los dinámicos algunas de las variables utilizadas en el cálculo se obtienen mediante mediciones en tiempo real (tensión, flecha, temperatura, corriente en el conductor) que se envían para ser procesadas en un centro de control.

Los conductores tipo ACSR (Aluminum Conductor Steel Reinforced) son los más utilizados en el mundo, estos conductores están diseñados para operar a una temperatura continua máxima de 100 °C, sin embargo, normalmente, se supone una temperatura total de 75 °C debido a que su uso tiene un buen desempeño del conductor (23). En general, las empresas eléctricas consideran en el análisis temperaturas de operación del conductor que van desde 50 °C hasta 100 °C.

Para hallar el límite térmico de temperatura de los conductores de la línea de transmisión se usará la fórmula dada por la IEEE Std. 738-2002, el cual es un patrón para calcular la relación entre la temperatura actual en los conductores aéreos descubiertos.

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}}$$

Dónde:

$q_c$  : es calor por convección.

$q_r$  : es calor radiado.

$q_s$  : calor del sol.

También:

$$q_c = 0.0205 \rho f^{0.5} D^{0.75} (T_c - T_a)^{1.25}$$

Dónde:

$\rho f$  : densidad del aire a 2000 metros.



$DD$  : diámetro del conductor.

$T_c T_c$  : temperatura nominal a 75 °C

$T_a T_a$  : temperatura ambiente a 25 °C

Donde la densidad del aire se obtiene de:

$$T_{film} = \frac{T_c + T_a}{2} = 50$$

También:

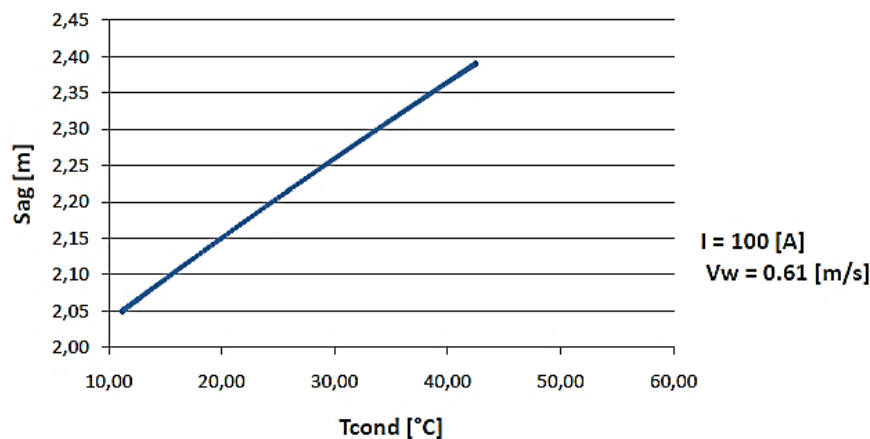
$$q_r = 0.0178 D \varepsilon \left[ \left( \frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right]$$

Dónde:

$\varepsilon$ : emisividad.

### 2.2.3.13 Variación de la flecha con la temperatura del conductor

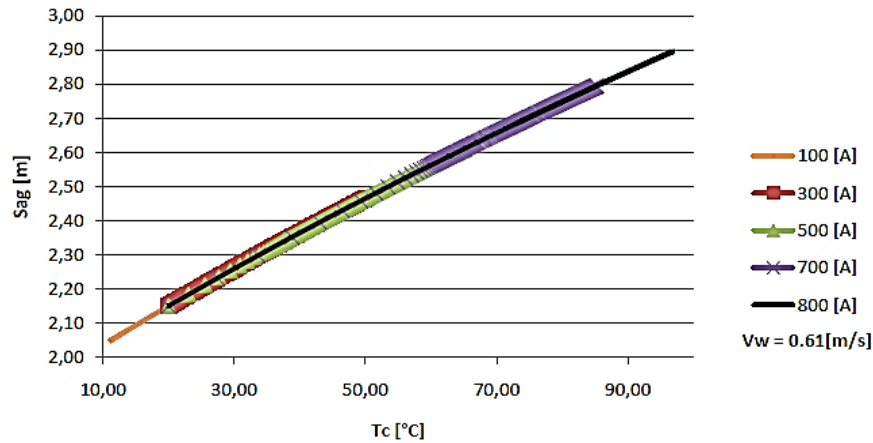
Sandra Milena Téllez Gutiérrez (2011), en su tesis de maestría en ingeniería eléctrica en la especialidad sistemas de transmisión denominada “Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados” en la sección, estudio de comportamiento de la flecha, aborda el tema del comportamiento de la flecha, con respecto a la temperatura, realizó un análisis comparativo entre la temperatura del conductor vs la flecha del vano, demostró cuanto se elonga la flecha con el aumento de temperatura en los conductores. Primero hace un análisis con constantes variables, es decir, se mantienen constantes los valores de corriente y velocidad del viento permanecen constantes y se varían los demás factores ambientales. (TELLEZ, 2012)



**Figura 32.** Flecha vs temperatura del conductor

**Fuente:** Téllez Gutiérrez, S. (2011). Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados.

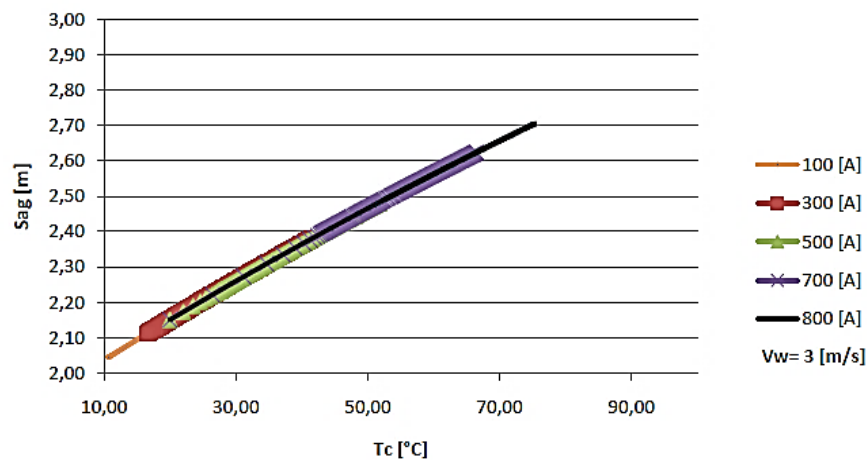
Cuando aumenta la temperatura del conductor, este se dilata y por lo tanto la flecha aumenta como se ve en la figura 33. La relación entre estas dos variables es lineal, esto puede verificarse al repetir la simulación para otros valores de corriente, manteniendo constante una velocidad de viento baja.



**Figura 33.** Flecha vs. Temperatura del conductor con  $V_w = 0.61 \text{ m/s}$

**Fuente:** Téllez Gutiérrez, S. (2011). Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados.

Esta relación lineal entre la flecha y la temperatura del conductor se mantiene ante diferentes valores de la velocidad del viento; en este caso se repitió la simulación con valor alto obteniendo los siguientes resultados:



**Figura 34.** Flecha vs. Temperatura del conductor con  $V_w = 3 \text{ m/s}$

**Fuente:** Téllez Gutiérrez, S. (2011). Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados

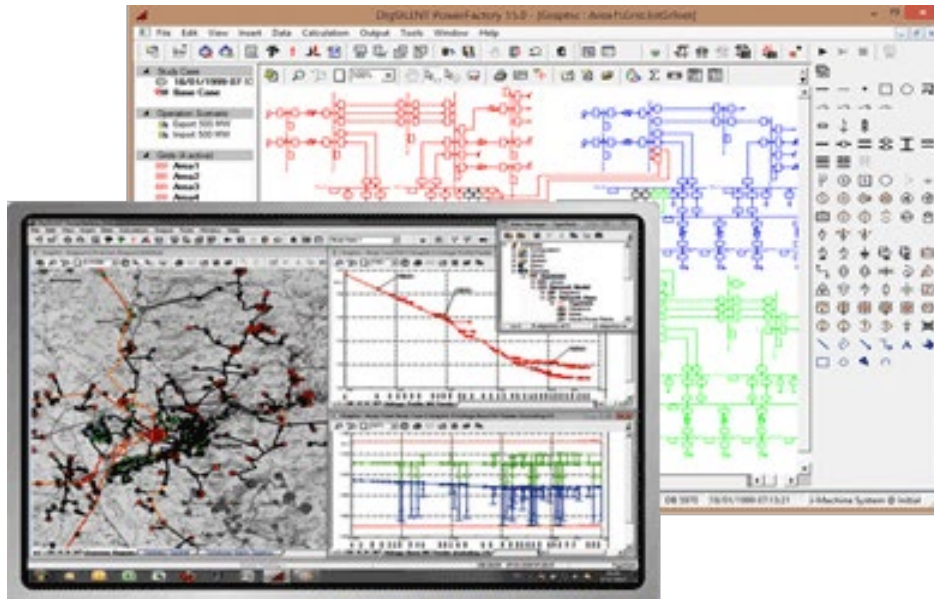
En este caso, como la velocidad del viento es mayor el conductor transfiere calor al medioambiente más rápidamente y por lo tanto no alcanza temperaturas tan altas como cuando la velocidad del viento es menor. Esto puede notarse en la pendiente de recta que correlaciona las dos variables; en el Anexo A se plantean las ecuaciones diferenciales que permiten expresar esta relación.

#### **2.2.4 Software de simulación de flujo de potencia DIGSILENT**

El programa de cálculo DIGSILENT, es una herramienta computarizada avanzada de diseño asistido en ingeniería para el análisis de sistemas eléctricos de potencia comerciales, industriales y a gran escala.

Ha sido diseñado como un avanzado, integrado e interactivo paquete computacional dedicado a los sistemas de potencia para lograr los objetivos principales de planificación y operación. La naturaleza actual de los sistemas eléctricos de potencia es la de ser una compleja estructura formada por miles de elementos: generadores, transformadores, líneas, cargas, etc., cada uno de los cuales tiene asociados elementos de medición, control, etc. de una naturaleza compleja.

Para el futuro, la complejidad y las dimensiones de los problemas asociados a los sistemas de potencia aumentará. En tal sentido, los análisis de estos sistemas requieren de una poderosa herramienta como DIGSILENT Power Factory para acometer en forma adecuada los estudios que la planificación y operación de sistemas de potencia requiere.



## POWERFACTORY

### Simulación de Sistemas de Potencia

**Figura 35.** Ventana de operación de Power Factory

**Fuente:** <https://www.digsilent.de/en/>

## 2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

**Tensión eléctrica:** También conocido como Tensión eléctrica, es la diferencia del nivel eléctrico (diferencia de potencial) entre dos puntos de un mismo circuito. Se representa generalmente con la letra V. La unidad de la tensión eléctrica (voltaje) es el voltio. Para medir la tensión eléctrica se utiliza el voltímetro, que se coloca en paralelo con el cortocircuito. Las tensiones nominales usualmente utilizadas, en la distribución de corriente alterna serán de 230 voltios entre fase y neutro y 400 voltios entre fases. Se calificará como instalación eléctrica de baja tensión todo conjunto de Aparatos y de circuitos asociados en previsión de un fin particular: producción, conversión, transformación, transmisión, distribución o utilización de la energía eléctrica, cuyas tensiones nominales sean iguales o inferiores a 1000 voltios para corriente alterna y 1500 voltios para corriente continua.

**Alta tensión eléctrica:** Los sistemas de alta tensión eléctrica son aquellos que emplean energía eléctrica con una tensión eficaz nominal superior a algún límite preestablecido.

**Corriente continua (c.c.):** Este tipo de corriente se caracteriza porque los electrones se mueven siempre en el mismo sentido a través del conductor. Su símbolo es -. Ejemplos de generadores de corriente continua son la pila, la batería o la dinamo.

**Corriente alterna:** Este tipo de corriente se caracteriza porque los electrones varían continuamente de sentido a través del conductor, haciéndolo siempre con una frecuencia determinada. Su símbolo es  $\sim$ . Los generadores de corriente alternan, se llaman alternadores.

**Intensidad eléctrica:** Se denomina intensidad a la cantidad de corriente que recorre un conductor en un segundo. Se representa por la letra I. La unidad de intensidad es el amperio (A). Para medir la intensidad de la corriente eléctrica se utiliza el amperímetro, que se colocará en serie con el circuito.

**Condensador:** Un condensador eléctrico (también conocido frecuentemente con el anglicismo capacitor, proveniente del nombre equivalente en inglés) es un dispositivo pasivo, utilizado en electricidad y electrónica, capaz de almacenar energía sustentando un campo eléctrico. Está formado por un par de superficies conductoras, generalmente en forma de láminas o placas, en situación de influencia total (esto es, que todas las líneas de campo eléctrico que parten de una van a parar a la otra) separadas por un material dieléctrico o por la permitividad eléctrica del vacío. Las placas, sometidas a una diferencia de potencial, adquieren una determinada carga eléctrica, positiva en una de ellas y negativa en la otra, siendo nula la variación de carga total.

**Frecuencia:** En electricidad, es el número de veces que se repite la misma forma de onda en el periodo de un segundo. La unidad de medida de esta magnitud física es el Hertz que se simboliza como Hz. La frecuencia nominal de la energía eléctrica que se produce o distribuye en el Perú es de 60 Hz.

**IEEE:** Instituto de ingenieros electricistas y electrónicos. Es el organismo internacional encargado de normar los asuntos concernientes a la electricidad, electrónica, telecomunicaciones y otros.

**Temperatura del conductor:** Se supone que la temperatura de un conductor es isotérmica (es decir, no axial o variación de temperatura radial) para todos los cálculos de estado estacionario y para todos los cálculos transitorios donde el período de tiempo de interés excede 1 minuto o el conductor consta de un solo material. Con cálculos transitorios por tiempos inferiores a 1 min con conductores de aluminio no homogéneos reforzados con acero (ACSR), los hilos de aluminio son isotérmicos, pero se supone que la capacidad calorífica del núcleo de acero es cero.

**Capacidad calorífica (material):** Cuando la temperatura del conductor aumenta en  $dT_c$  como resultado de agregar una cantidad de calor  $dQ_c$ , la relación,  $dQ_c / dT_c$ , es la capacidad de calor del conductor.

**Temperatura máxima permitida del conductor:** El límite de temperatura máxima que se selecciona en orden para minimizar la pérdida de resistencia, hundimiento, pérdidas de línea o una combinación de lo anterior.

**Calor específico:** El calor específico de un material conductor es su capacidad calorífica dividida por su masa.

**Clasificación térmica en estado estacionario:** La corriente eléctrica constante que produciría el máximo permitido temperatura del conductor para condiciones climáticas específicas y características del conductor bajo el supuesto que el conductor está en equilibrio térmico (estado estacionario). IEEE Estándar para calcular la Temperatura actual de Conductores aéreos desnudos.

**Constante de tiempo térmico:** El tiempo requerido para que la temperatura del conductor alcance el 63.2% de un cambio en la temperatura inicial a la temperatura final cuando la corriente eléctrica pasa a través de un conductor sufre un cambio de paso.

**Clasificación térmica transitoria:** La clasificación térmica transitoria es la corriente final  $(I_f)(I_f)$  que produce el máximo temperatura permisible del conductor  $(T_c)(T_c)$  en un tiempo especificado después de un cambio de paso en la corriente eléctrica de algunas corrientes iniciales, *iii*.

## **CAPÍTULO III METODOLOGÍA**

### **3.1 MÉTODO, Y ALCANCE DE LA INVESTIGACIÓN**

En todo estudio o investigación es de importancia fundamental que los hechos y relaciones que se establece, a partir de los resultados obtenidos o nuevos conocimientos; tengan el grado máximo de exactitud y confiabilidad.

Para ello se planea una metodología o procedimiento ordenado que se sigue para establecer lo significativo de los hechos y fenómenos hacia los cuales está encaminado el significado de la investigación.

Para el presente trabajo de investigación se utilizará los siguientes:

**Método Sintético:** este método ayudará a ver las políticas de procedimiento de la presente tesis.

**Método Deductivo:** para el análisis de la tesis, se usará el método hipotético deductivo, que permite contrastar en la realidad una suposición a partir de un marco teórico que llevará a demostrar la segunda variable, a partir de un modelo explicativo en un determinado momento del tiempo, lo que dice que la investigación deberá ser de tipo descriptivo no experimental, porque se efectuará en el año 2009.

**Método Analítico:** esto permitirá analizar las causas del problema planteado y sus efectos.

**Método Inductivo:** permitirá ver el problema de manera individual para llegar a una conclusión general.

### **3.2 UNIDAD DE ESTUDIO**

La unidad de estudio de la investigación es el flujo de potencia en la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, y como contrastación posterior de los datos se aplicará el método hallado a la línea de transmisión Carabayllo-Chimbote Nueva

En este estudio se calculará los parámetros eléctricos y sus modificaciones permitidas. Por lo tanto, este estudio, no tiene muestra y por ende población.

### **3.3 ENFOQUE, NIVEL Y TIPO DE INVESTIGACIÓN**

Hernández, Fernández y Baptista, en su obra Metodología de la Investigación, dicen que todo trabajo de investigación debe sustentarse en dos enfoques principales: el enfoque cuantitativo y el enfoque cualitativo, los cuales de manera conjunta forman un tercer enfoque: El enfoque mixto. (HERNÁNDEZ, FERNÁNDEZ Y BAPTISTA, 2018)

El enfoque de esta investigación, de acuerdo con los conceptos anteriores, es más acorde al enfoque inductivo, porque a partir de esta investigación, que es del tipo exploratoria, se encontrará la mejor solución para modificar las variables eléctricas de flujo de potencia a través de la compensación en serie por intermedio de condensadores.

Según la tendencia de la naturaleza de esta investigación, se puede catalogar del tipo de investigación exploratoria, porque se trata de un tipo de investigación centrada en encontrar mecanismos o estrategias que permitan lograr un objetivo concreto, como lo es, la presente investigación, el cual permitirá encontrar el diseño de la mejor solución para modificar las variables eléctricas de flujo de potencia a través de la compensación en serie, por intermedio de condensadores

Por consiguiente, el tipo de ámbito al que se aplica es muy específico y bien delimitado, ya que no se trata de explicar una amplia variedad de situaciones, sino que más bien se intenta abordar un problema específico.

Por otro lado, se puede afirmar que el nivel de investigación es exploratorio, ya que permite plantear la resolución de un problema poco estudiado, y determinar el diseño de la mejor solución para modificar las variables eléctricas de flujo de potencia a través de la compensación en serie, por intermedio de condensadores.

### **3.4 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

“El diseño de la investigación entendida como el conjunto de estrategias procedimentales y metodológicas definidas y elaboradas previamente para desarrollar el proceso investigativo, guiando los propósitos a través de la prueba de hipótesis” (HERNÁNDEZ, FERNÁNDEZ Y BAPTISTA, 2018)

El presente proyecto de investigación es de carácter descriptivo no experimental, porque se describirá el problema a tratar, la investigación describirá el método de resolución, para el incremento del flujo de potencia, planteando un método propuesto por el autor de la investigación.



### **3.5 DISEÑO DE CONTRASTACIÓN DE HIPÓTESIS**

Adoptará el siguiente procedimiento:

Planteamiento de las Hipótesis:

Ho: Es posible que NO se pueda incrementar el flujo de potencia en la línea de transmisión con el método de resolución encontrada.

$$P_1 = P_2 = P_3 = \dots = P_n$$

Ha: Es posible que SI se pueda incrementar el flujo de potencia en la línea de transmisión con el método de resolución encontrada.

### **3.6 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS**

Los instrumentos que se utilizarán son los siguientes:

- Cálculo numérico de flujo de potencia.
- Software de simulación de líneas de transmisión.

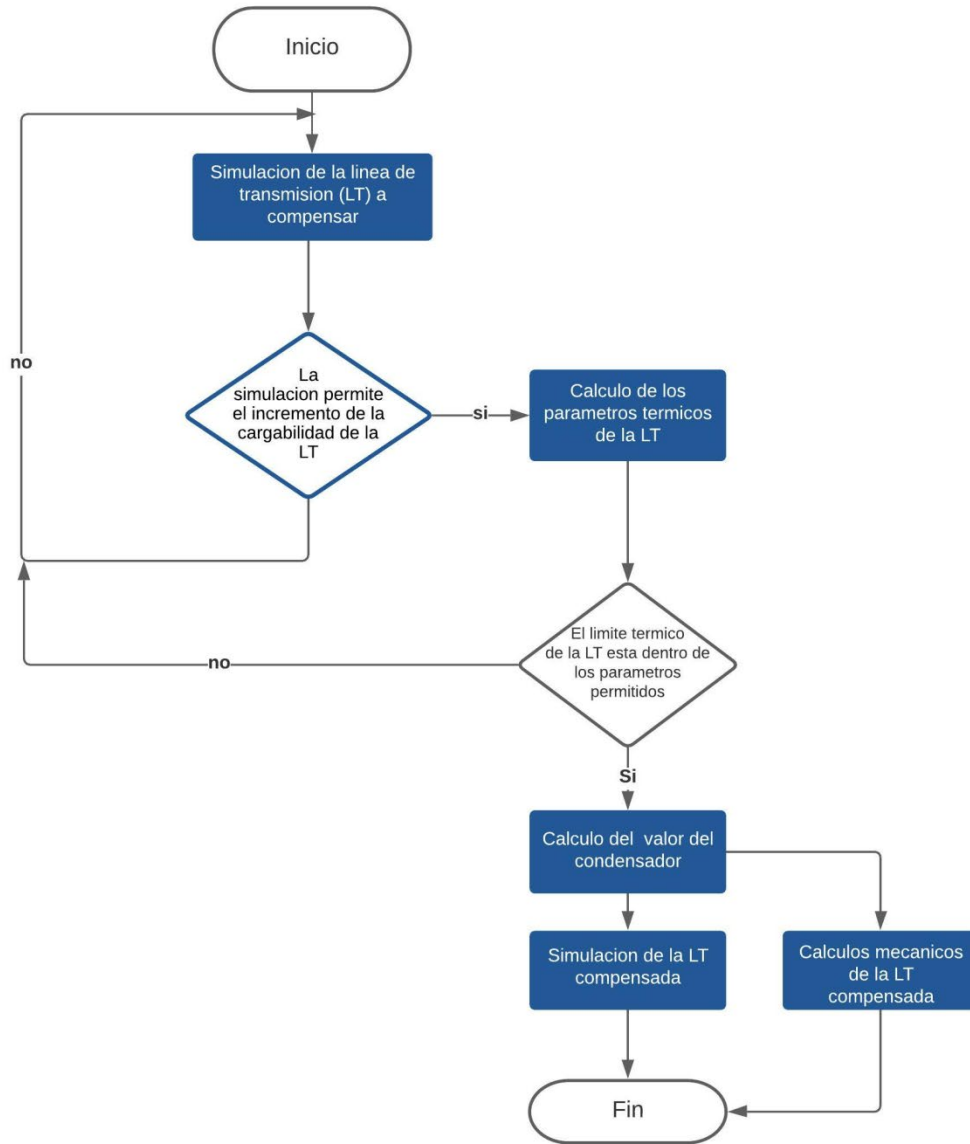
### **3.7 MÉTODO PARA EL INCREMENTO DE FLUJO DE POTENCIA**

Para comenzar nuestro estudio, primero se debe tener en cuenta, las generalidades de la línea de transmisión estudiada, tales como la ubicación, características físicas y eléctricas de los conductores.

Se presentará un diagrama de flujo del método a desarrollar en esta investigación y posteriormente se explicará el diagrama de flujo.

## Metodo para el incremento de flujo de potencia

Carlos Javier Portugal Chalco



**Figura 36.** Diagrama de flujo del método del incremento de flujo de potencia  
**Fuente:** elaboración propia

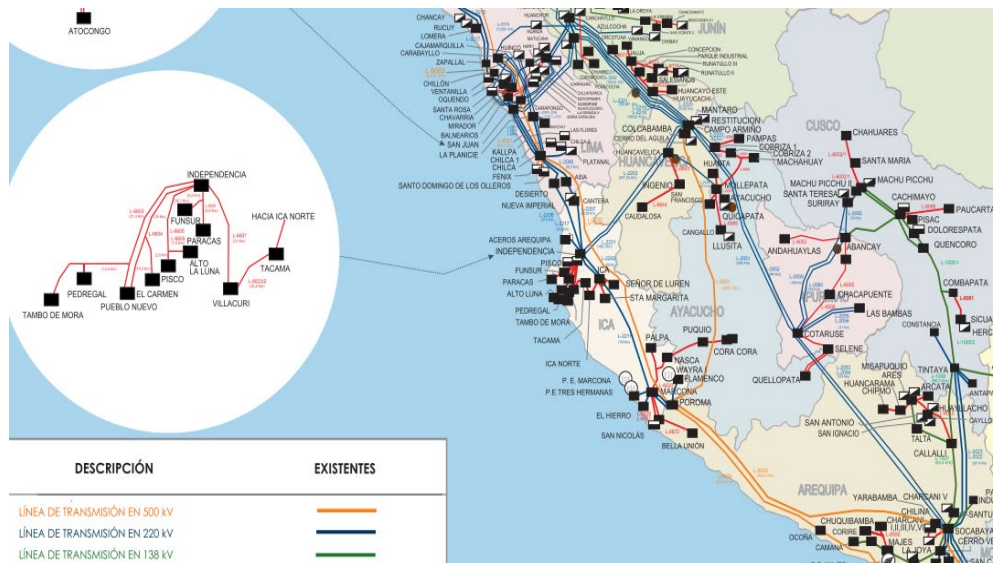
Para este caso en particular, lo primero que se debe hacer es:

- Probar la factibilidad del incremento de la corriente en los conductores, por lo cual se hará la simulación de la línea de transmisión antes de la compensación, esto mostrará la cargabilidad de la línea de transmisión en porcentajes.

- b) Si el resultado de la cargabilidad es factible, solo en ese caso, se calculará el límite de la capacidad térmica de conducción de la línea de transmisión frente al incremento de la corriente eléctrica.
- c) Se calculará los límites de capacidad térmica de la línea de transmisión, lo cual permite determinar, cuanto de máxima corriente soporta la línea de transmisión, y en función de los resultados obtenidos, determinar si es posible el aumento de corriente en las líneas de transmisión.
- d) Posteriormente una vez, hecho los cálculos de límite de capacidad térmica, y si los resultados permiten incrementar la corriente, en la línea de transmisión se debe calcular los bancos de los condensadores que hacen posible este incremento de corriente en la línea de transmisión.
- e) Y, por último, se simulará la línea de transmisión con los parámetros obtenidos en el ítem anterior para determinar y evaluar los resultados, que provoca este incremento en la línea de transmisión.
- f) No menos importante es determinar, qué efectos mecánicos tienen el incremento de la corriente eléctrica en la línea de transmisión, más en concreto el incremento de la flecha en la línea de transmisión, y si este resultado de la flecha, influirá en la línea de transmisión.

### **3.7.1 Ubicación geográfica de la línea de transmisión en estudio**

A continuación, en la siguiente figura se tiene la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya. Esta línea en particular inicia en la SE de Mantaro (Huancavelica, 3000 msnm), pasando por la SE de Cotaruse (Apurímac, 3600 msnm) y finalizando en la SE de Socabaya (Arequipa, 2500 msnm).



**Figura 37.** Línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya

**Fuente:** <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/MapaSEIN>

### 3.7.2 Ficha técnica de la línea de transmisión Mantaro – Cotaruse – Socabaya

A continuación, se muestra la ficha técnica de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, se señalan las características generales de la línea de transmisión más importante.

**Tabla 9.**

*Ficha técnica LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya*

| DATOS GENERALES                | UNIDAD | VALOR  |
|--------------------------------|--------|--------|
| Tensión Nominal                | kV     | 220    |
| Número de ternas               | Und    | 2      |
| Longitud de línea              | Km     | 603.03 |
| Vano Promedio <4800 msnm       | m      | 490    |
| Vano Promedio >4800 msnm       | m      | 320    |
| Número de conductores por fase | Und    | 2      |

**Fuente:** Elaboración propia elaborado con los datos de la página del COES: Unifilar del SEIN, febrero del 2011, <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/DiagramaUnifilar>

Los tipos de conductores utilizados en la LT son:

**Tabla 10.***Ficha técnica conductores LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya*

| CONDUCTOR   | MARCA    |
|---|----------|
| Conductor utilizado en 593.89 Km (Marca Sural – Conal) ACSR | STARLING |
| Conductor utilizado en 3.68 Km (Marca Conal)                | COLCA    |
| Conductor utilizado en 5.46 Km (Marca Alcan)                | CONDOR   |

**Fuente:** Elaboración propia elaborado con los datos de la página del COES: Unifilar del SEIN, febrero del 2011, <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/DiagramaUnifilar>

Para este proyecto, solo se considerará el conductor STARLING, por ser el más usado en casi todo el trayecto de la línea de transmisión, ya que los otros conductores tienen longitudes menores al 1% de la longitud total de la línea de transmisión.

### 3.7.3 Parámetros eléctricos de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya

La línea de transmisión en estudio tiene los siguientes parámetros eléctricos a lo largo de toda la línea de transmisión:

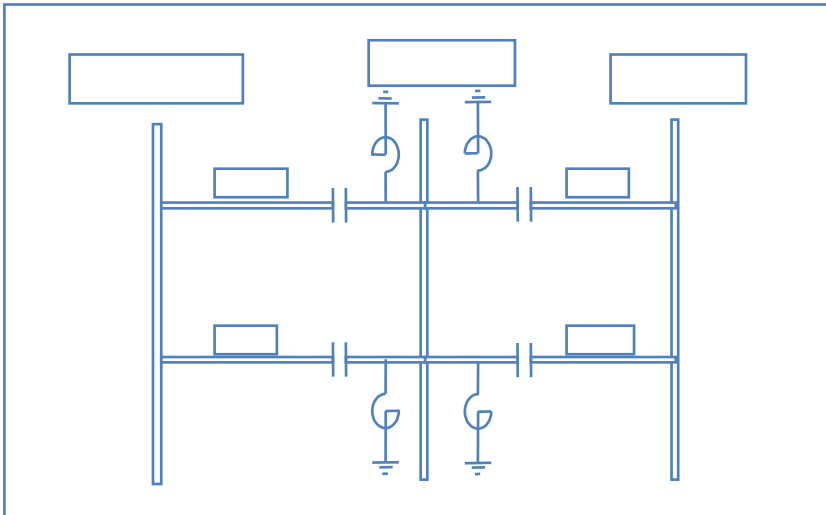
**Tabla 11.***Parámetros eléctricos LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya*

| PARÁMETROS DE LA LÍNEA (TEÓRICOS) |        |        |
|-----------------------------------|--------|--------|
| SECUENCIA POSITIVA                |        |        |
| ● Resistencia (r)                 |        | 0.0415 |
| ● Reactancia (x)                  | Ohm/Km | 0.376  |
| SECUENCIA CERO                    |        |        |
| ● Resistencia (r)                 |        | 0.344  |
| ● Reactancia (xo)                 | Ohm/Km | 1.480  |
| SUSCEPTANCIA CAPACITIVA           | Us/Km  | 4.43   |

**Fuente:** Elaboración propia elaborado con los datos de la página del COES: Unifilar del SEIN, febrero del 2011, <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/DiagramaUnifilar>

Estos parámetros serán utilizados para la simulación de la línea de transmisión en el software Digsilent.

Es conveniente representar la línea de transmisión en un diagrama unifilar sencillo, lo cual permitirá ver un panorama más claro sobre la línea en estudio, por lo que a continuación se le representara, se debe tomar en cuenta que es una línea de transmisión de 220 kV, a doble terna.



**Figura 38.** Diagrama Unifilar LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya

Fuente: Elaboración propia elaborado con los datos de la página del COES: Unifilar del SEIN, febrero del 2011, <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/DiagramaUnifilar>

Como puede apreciarse en la figura anterior, se puede ver que la línea de transmisión es organizada en 4 líneas denotadas, L-2051, L-2052, L-2053, L-2054.

También se puede apreciar que tiene bancos de condensadores en las 4 líneas, que le permitían transmitir a 330 MW de potencia.

La línea de transmisión en estudio empieza en la subestación de Mantaro, pasando por la subestación de Cotaruse y finalizando en la subestación de Socabaya.

En todo el trayecto el potencial eléctrico en las barras de las diferentes subestaciones es de 220 kV.

Datos del conductor Starling en la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya

En la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, se tiene el dato del conductor que se usara en el proyecto y es el siguiente:

**Tabla 12.***Característica del conductor ACSR de la LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya*

| <b>CARACTERÍSTICAS DEL CONDUCTOR ACSR</b> |                 |                 |
|---|-----------------|-----------------|
| <b>CÓDIGO</b>                             | <b>UND</b>      | <b>STARLING</b> |
| Diámetro exterior                         | mm              | 26.7            |
| Sección equivalente del aluminio          | mm <sup>2</sup> | 362.5           |
| Sección del núcleo                        | mm <sup>2</sup> | 59.0            |
| Sección nominal del conductor             | mm <sup>2</sup> | 421.5           |
| Mínima tensión de ruptura                 | kN              | 125             |
| Módulo final de elasticidad               | GPa             | 74.2            |
| Coefficiente de dilatación lineal         | 10-6/°C         | 18.9            |
| Resistencia                               | Ohms/km         | 0.0796          |
| Masa aproximada                           | Kg/m            | 1.461           |

**Fuente:** Elaboración propia elaborado con los datos de la página del COES: Unifilar del SEIN, febrero del 2011, <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/DiagramaUnifilar>

### 3.7.4 Parámetros eléctricos de las reactancias capacitivas año 2009

La línea de transmisión en el año 2009 inicialmente tenía cuatro bancos de condensadores clasificados en bancos XC1/XC2 y bancos XC3/XC4 los cuales estaban distribuidos de la siguiente manera:

- 02 condensadores Serie (Banco Norte) de 22.22 MVAR de reactancia de 56 Ω por línea (Líneas L-2051, L-2052).
- 02 condensadores Serie (Banco Sur) de 28.85 MVAR de reactancia de 72 Ω por línea (Líneas L-2053, L-2054).

Se puede citar las características eléctricas del Banco de Condensadores, el cual se puede ver resumido en el cuadro siguiente:

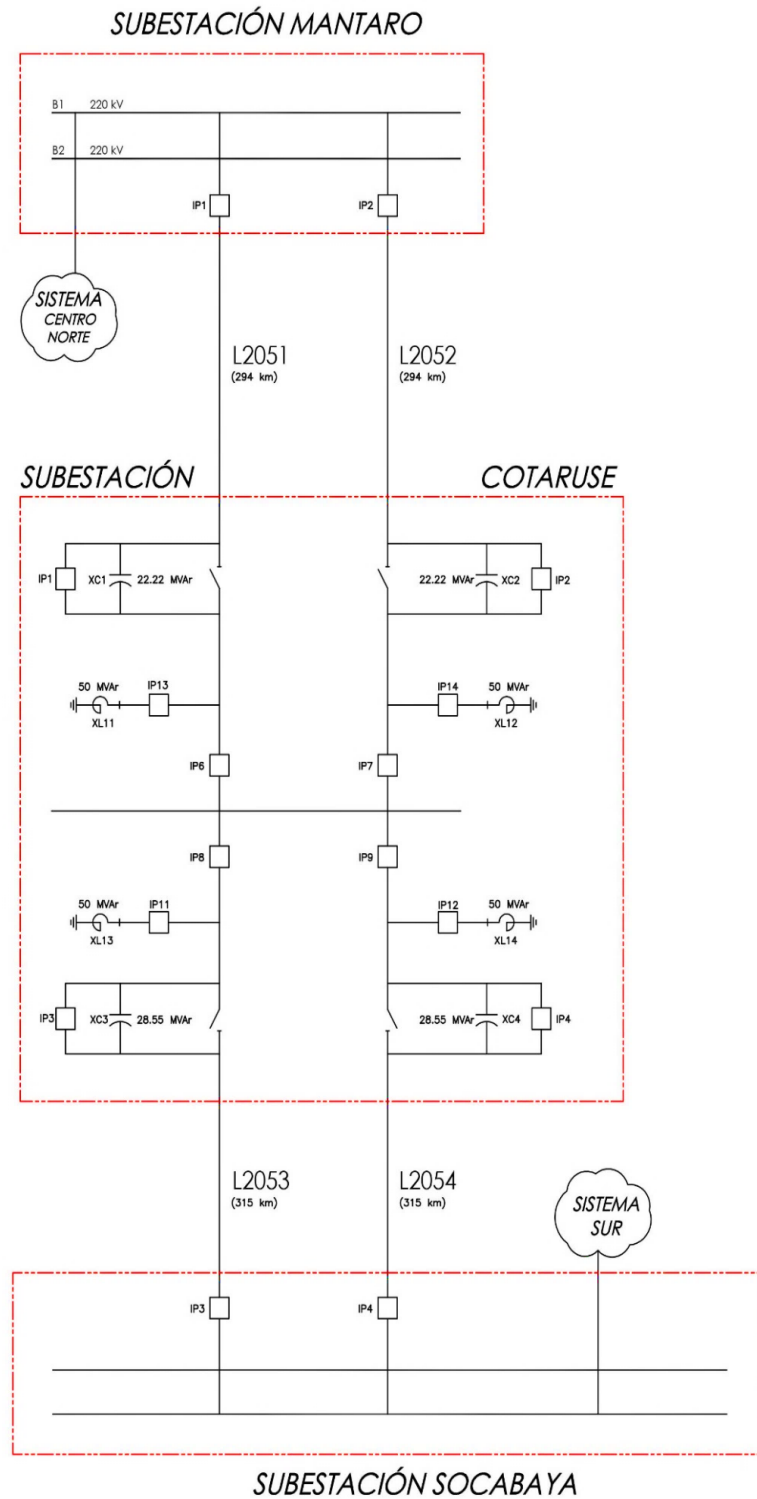
**Tabla 13.***Parámetros de los bancos de condensadores XC1/XC2 y XC3/XC4*

| <b>PARÁMETRO</b>                          | <b>XC1/XC2</b> | <b>XC3/XC4</b> |
|---|----------------|----------------|
| Reactancia nominal del condensador (ohms) | 56             | 72             |

**Fuente:** Elaboración propia elaborado con los datos de la página del COES: Unifilar del SEIN, febrero del 2011, <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/DiagramaUnifilar>

### 3.7.5 Diagrama unifilar del conexionado de la línea de transmisión en estudio año 2009

Con los datos de los ítems anteriores, se presenta el diagrama unifilar de la línea de transmisión en el año 2009.





**Figura 39.** Diagrama unifilar de la LT antes de la compensación XC1/XC2 y XC3/XC4

**Fuente** propia elaborado con los datos de la página del COES: Unifilar del SEIN, febrero del 2011.

<https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/DiagramaUnifilar>

### 3.7.6 Simulación de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya año 2009

Antes de iniciar la simulación del problema de flujos de potencia, es imprescindible plantear la relación que existe entre  $P, Q, |V|$  y  $\delta$  (ángulo del voltaje, relacionado con la frecuencia).

Se considera una línea de transmisión, como se muestra en la figura, en la cual se ha omitido la resistencia serie, con el fin de simplificar el análisis posterior, lo cual no compromete las conclusiones, además de que en líneas aéreas de transmisión en efecto la relación  $x/r$  es muy alta, lo cual significa que el valor de la resistencia es despreciable para algunos fines.



La potencia será igual a:

$$\begin{aligned} S_{12} &= V_1 I_{12}^* = V_1 \left( \frac{V_1 - V_2}{jx} \right)^* = \frac{|V_1|^2 - V_1 V_2^*}{-jx} = j \left( \frac{|V_1|^2}{x} - \frac{V_1 V_2^*}{x} \right) \\ &= j \left( \frac{|V_1|^2}{x} - \frac{|V_1||V_2|}{x} e^{j(\theta_1 - \theta_2)} \right) = j \left( \frac{|V_1|^2}{x} - \frac{|V_1||V_2|}{x} [\cos(\theta_1 - \theta_2) + j \sin(\theta_1 - \theta_2)] \right) \\ &= \frac{|V_1||V_2|}{x} \sin((\theta_1 - \theta_2)) + j \left[ \frac{|V_1|^2}{x} + \frac{|V_1||V_2|}{x} \cos(\theta_1 - \theta_2) \right] \end{aligned}$$

De lo anterior se obtiene, separando parte real y parte imaginaria de la última expresión:

$$\begin{aligned} P_{12} &= \text{Re}\{S_{12}\} = \frac{|V_1||V_2|}{x} \sin((\theta_1 - \theta_2)) \\ Q_{12} &= \text{Im}\{S_{12}\} = \frac{|V_1|^2}{x} - \frac{|V_1||V_2|}{x} \cos(\theta_1 - \theta_2) \approx \frac{|V_1|}{x} (|V_1| - |V_2|) \end{aligned}$$

La última aproximación se debe a que  $(\theta_1 - \theta_2)$  es muy pequeño y por tanto  $\cos(\theta_1 - \theta_2) \approx 1$

Lo anterior muestra que existe una fuerte dependencia entre  $P - \delta P - \delta$ , por un lado, y entre  $Q - |V|Q - |V|$  por otro.

Por lo que se puede observar que, debido a que  $f$  está relacionado con la frecuencia, entonces un exceso de MW generados tiende a elevar la frecuencia, mientras que un exceso de MVAR generados tiende a elevar  $|V|$ .

Es también muy importante observar que mientras  $f$  (frecuencia) es una variable de efecto global y por tanto su cambio se siente en todo el sistema,  $|V|$  es una variable de efecto local y sus cambios, por consecuencia, no son uniformes y son más grandes en los buses con mayor exceso de Q.

En este punto es importante hacer la observación de que el término barra, constituye un tecnicismo de uso muy extendido, y es sinónimo de nodo. Lo cual se usará en este estudio en adelante, en virtud de que ya es un término demasiado extendido en el argot de ingeniería.

Las observaciones anteriores son cruciales en la comprensión de la formulación de la simulación del modelado de flujos de potencia.

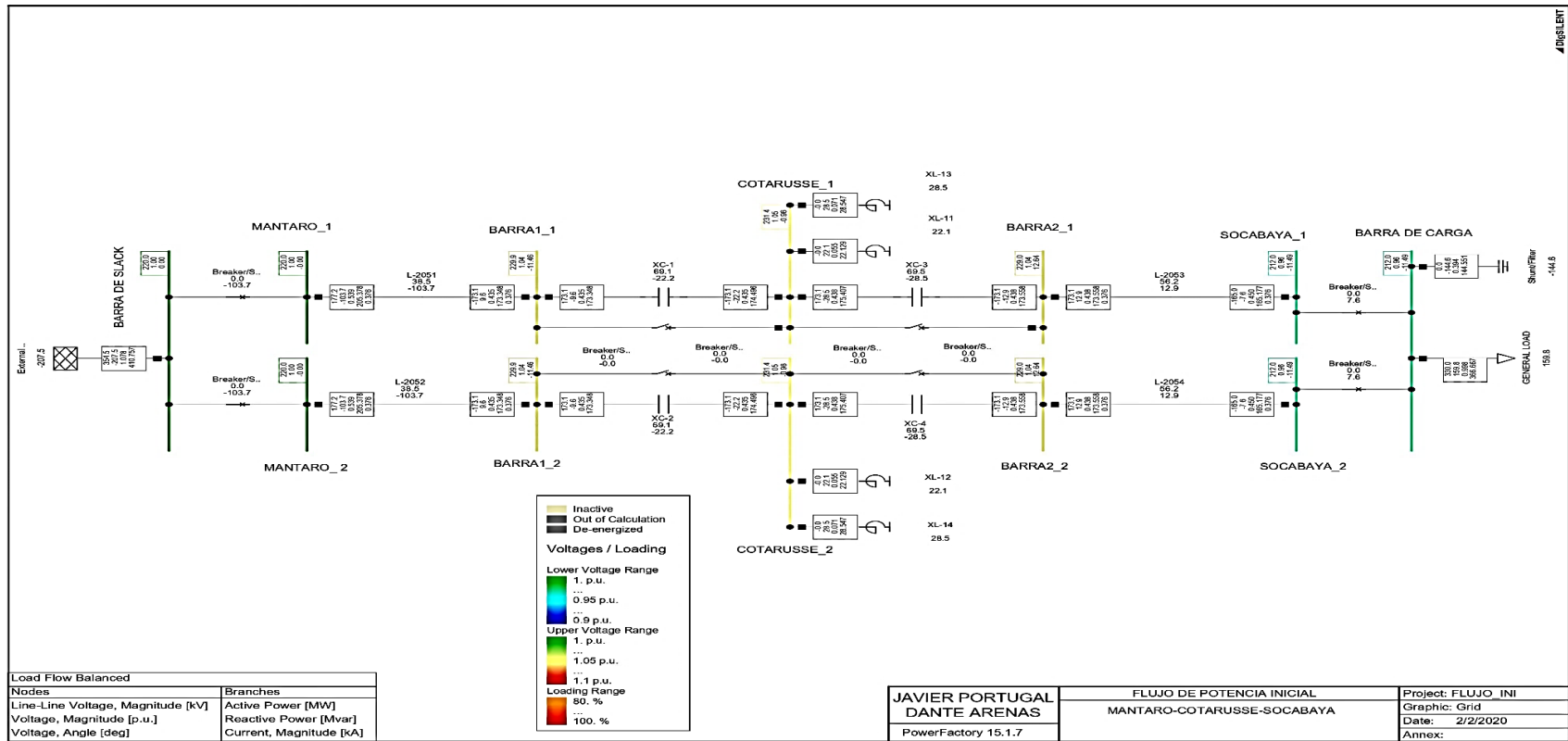
Los aspectos más importantes de la simulación de flujos pueden resumirse como sigue:

- 1) En este caso se simulará, usando el software DIGSILENT, todo un circuito externo de potencia, representado por la malla externa (slack). Esta malla externa simula un generador ya que representa al sistema de potencia externo, y se puede decir que se cumple que la generación debe ser igual a la demanda más las pérdidas y esta ecuación de balance de potencia debe cumplirse en todo momento (también debe cumplirse para el caso de Q). Dado que la potencia generada debe dividirse entre las dos ternas en la línea de transmisión, con el objeto de lograr operación económica óptima, los niveles de generación deben mantenerse en puntos definidos por anticipado.
- 2) Los enlaces de transmisión pueden transmitir solamente ciertas cantidades de potencia (cargabilidad), es necesario para el método a encontrar, operar dichos enlaces cerca de los límites de estabilidad o térmico.
- 3) Se deben mantener los niveles de voltaje de operación de ciertas barras dentro de ciertas tolerancias. Lo anterior se logra mediante la generación apropiada de potencia reactiva.

- 4) Si el sistema eléctrico que es el objeto del estudio forma parte de un sistema más grande (“power pool”), deberá cumplir con ciertos compromisos contractuales de potencia en puntos de enlace con los otros sistemas vecinos.

Para simular la línea de transmisión se usa los datos de las tablas 9, 10 y 11 13.

Es importante mencionar que la barra 1\_1, la barra 2\_1, la barra 1\_2 y la barra 2\_2, son barras ficticias, cuyo único fin es contener los bancos de los compensadores en serie:



**Figura 40.** Simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2009

**Fuente:** Elaboración propia. Diagrama realizado en DlgSILENT con los parámetros eléctricos mostrados en la página del COES Archivo “25 Zona Sur”. <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/OperacionSEIN>

### 3.7.6.1 Informe de simulación de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya año 2009

El informe de simulación realizada con el Software DIgSILENT, da el siguiente cuadro de resultados:

|   |                            | DIgSILENT<br>PowerFactory<br>18.1.1.7      | Project:<br>Date: 8/22/2020 |                        |                 |                |  |
|---|----------------------------|--|-----------------------------|------------------------|-----------------|----------------|--|
| Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |                            |  |                             |                        |                 |                |  |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence   |                            | Automatic Model Adaptation for Convergence |                             | No                     |                 |                |  |
| Automatic Tap Adjust of Transformers  |                            | Max. Acceptable Load Flow Error for        |                             | 1.00 kVA               |                 |                |  |
| Consider Reactive Power Limits  |                            | Nodes                                      |                             | 0.10 %                 |                 |                |  |
|   |                            | Model Equations                            |                             |                        |                 |                |  |
| Grid: Grid  | System Stage: Grid         | Study Case: Study Case                     |                             | Annex: / 1             |                 |                |  |
| rated<br>Voltage<br>[kV]  | Bus-voltage<br>[p.u.] [kV] | Active<br>Power<br>[MW]                    | Reactive<br>Power<br>[Mvar] | Power<br>Factor<br>[-] | Current<br>[kA] | Loading<br>[%] | Additional Data                              |
| MANTARO_2<br>220.00   | 1.00 220.00 -0.00          |  |                             |                        |                 |                |  |
| Cub_1 /Line   | L-2052                     | 177.25                                     | -103.75                     | 0.86                   | 0.54            | 38.50          | Fv: 4168.77 kW cLod:131.87 Mvar L: 294.00 km |
| Cub_2 /Coup   | Breaker/Switch(14)         | -177.25                                    | 103.75                      | -0.86                  | 0.54            | 0.00           |  |
| MANTARO_1<br>220.00   | 1.00 220.00 -0.00          |  |                             |                        |                 |                |  |
| Cub_1 /Line   | L-2051                     | 177.25                                     | -103.75                     | 0.86                   | 0.54            | 38.50          | Fv: 4168.77 kW cLod:131.87 Mvar L: 294.00 km |
| Cub_2 /Coup   | Breaker/Switch(13)         | -177.25                                    | 103.75                      | -0.86                  | 0.54            | 0.00           |  |
| BAERRA1_1<br>220.00   | 1.04 229.89 -11.46         |  |                             |                        |                 |                |  |
| Cub_1 /Line   | L-2051                     | -178.08                                    | 9.65                        | -1.00                  | 0.44            | 38.50          | Fv: 4168.77 kW cLod:131.87 Mvar L: 294.00 km |
| Cub_2 /Scap   | XC-1                       | 178.08                                     | -9.65                       | 1.00                   | 0.44            | 69.10          | B:   |
| Cub_3 /Coup   | Breaker/Switch(2)          | 0.00                                       | -0.00                       | 1.00                   | 0.00            | 0.00           |  |
| BAERRA1_2<br>220.00   | 1.04 229.89 -11.46         |  |                             |                        |                 |                |  |
| Cub_1 /Line   | L-2052                     | -178.08                                    | 9.65                        | -1.00                  | 0.44            | 38.50          | Fv: 4168.77 kW cLod:131.87 Mvar L: 294.00 km |
| Cub_2 /Scap   | XC-2                       | 178.08                                     | -9.65                       | 1.00                   | 0.44            | 69.10          | B:   |
| Cub_4 /Coup   | Breaker/Switch(3)          | 0.00                                       | -0.00                       | 1.00                   | 0.00            | 0.00           |  |

**Figura 41.** Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2009

**Fuente:** Elaboración propia

En este cuadro se presenta que la línea de transmisión 2052 y 2051, tienen en ambos casos una cargabilidad del 38.50% del total de su capacidad, esto quiere decir que esta línea está menos de la mitad de su carga completa. Por lo que se puede aumentar la capacidad de carga, y por ende el flujo de potencia.

Por otro lado, los compensadores reactivos en serie XC1 y XC2 están al 69.10%, de su cargabilidad total.

También la barra de Mantaro 1 y Mantaro 2, están en el nivel de voltaje al 1.0 p.u, lo que indica que está dentro de los parámetros establecidos.

| Grid: Grid         |                    | System Stage: Grid |        | Study Case: Study Case |                       |                  |              | Annex: / 2  |  |
|--------------------|--------------------|--------------------|--------|------------------------|-----------------------|------------------|--------------|-------------|--|
| rated Voltage [kV] | Bus-voltage [p.u.] | Bus-voltage [kV]   | [deg]  | Active Power [MW]      | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data                              |
| <b>COTARUSSE 1</b> |                    |                    |        |                        |                       |                  |              |             |  |
| 220.00             | 1.05               | 231.42             | -0.96  |                        |                       |                  |              |             |  |
| Cub_6 /Shnt        |                    | XL-11              |        | -0.00                  | 22.13                 | -0.00            | 0.06         |             |  |
| Cub_7 /Shnt        |                    | XL-13              |        | -0.00                  | 28.55                 | -0.00            | 0.07         |             |  |
| Cub_2 /Coup        |                    | Breaker/Switch(2)  |        | 0.00                   | -0.00                 | 1.00             | 0.00         | 0.00        |  |
| Cub_3 /Scap        |                    | XC-1               |        | -173.03                | -22.19                | -0.95            | 0.44         | 69.10       | B:   |
| Cub_4 /Coup        |                    | Breaker/Switch(4)  |        | 0.00                   | -0.00                 | 1.00             | 0.00         | 0.00        |  |
| Cub_5 /Scap        |                    | XC-3               |        | 173.03                 | -22.48                | 0.95             | 0.44         | 69.46       | B:   |
| Total              |                    |                    |        |                        |                       |                  |              |             |  |
| Compensation:      |                    |                    |        |                        | 50.68                 |                  |              |             |  |
| <b>COTARUSSE 2</b> |                    |                    |        |                        |                       |                  |              |             |  |
| 220.00             | 1.05               | 231.42             | -0.96  |                        |                       |                  |              |             |  |
| Cub_7 /Shnt        |                    | XL-14              |        | -0.00                  | 28.55                 | -0.00            | 0.07         |             |  |
| Cub_8 /Shnt        |                    | XL-12              |        | -0.00                  | 22.13                 | -0.00            | 0.06         |             |  |
| Cub_3 /Scap        |                    | XC-2               |        | -173.03                | -22.19                | -0.95            | 0.44         | 69.10       | B:   |
| Cub_5 /Scap        |                    | XC-4               |        | 173.03                 | -22.48                | 0.95             | 0.44         | 69.46       | B:   |
| Cub_9 /Coup        |                    | Breaker/Switch(1)  |        | 0.00                   | -0.00                 | 1.00             | 0.00         | 0.00        |  |
| Cub_10 /Coup       |                    | Breaker/Switch(3)  |        | 0.00                   | -0.00                 | 1.00             | 0.00         | 0.00        |  |
| Total              |                    |                    |        |                        |                       |                  |              |             |  |
| Compensation:      |                    |                    |        |                        | 50.68                 |                  |              |             |  |
| <b>BARRA2_1</b>    |                    |                    |        |                        |                       |                  |              |             |  |
| 220.00             | 1.04               | 228.58             | 12.64  |                        |                       |                  |              |             |  |
| Cub_2 /Coup        |                    | Breaker/Switch(4)  |        | 0.00                   | 0.00                  | 1.00             | 0.00         | 0.00        |  |
| Cub_3 /Scap        |                    | XC-3               |        | -173.03                | -12.88                | -1.00            | 0.44         | 69.46       | B:   |
| Cub_4 /Lne         |                    | L-2053             |        | 173.03                 | 12.88                 | 1.00             | 0.44         | 56.22       | Fv: 8079.13 kW cLod: 67.95 Mvar L: 315.00 km |
| <b>BARRA2_2</b>    |                    |                    |        |                        |                       |                  |              |             |  |
| 220.00             | 1.04               | 228.58             | 12.64  |                        |                       |                  |              |             |  |
| Cub_3 /Scap        |                    | XC-4               |        | -173.03                | -12.88                | -1.00            | 0.44         | 69.46       | B:   |
| Cub_4 /Lne         |                    | L-2054             |        | 173.03                 | 12.88                 | 1.00             | 0.44         | 56.22       | Fv: 8079.13 kW cLod: 67.95 Mvar L: 315.00 km |
| Cub_5 /Coup        |                    | Breaker/Switch(1)  |        | 0.00                   | 0.00                  | 1.00             | 0.00         | 0.00        |  |
| <b>SOCABAYA_1</b>  |                    |                    |        |                        |                       |                  |              |             |  |
| 220.00             | 0.96               | 212.05             | -11.49 |                        |                       |                  |              |             |  |
| Cub_3 /Lne         |                    | L-2053             |        | -165.00                | -7.64                 | -1.00            | 0.45         | 56.22       | Fv: 8079.13 kW cLod: 67.95 Mvar L: 315.00 km |
| Cub_4 /Coup        |                    | Breaker/Switch(16) |        | 165.00                 | 7.64                  | 1.00             | 0.45         | 0.00        |  |
| <b>SOCABAYA_2</b>  |                    |                    |        |                        |                       |                  |              |             |  |
| 220.00             | 0.96               | 212.05             | -11.49 |                        |                       |                  |              |             |  |
| Cub_3 /Lne         |                    | L-2054             |        | -165.00                | -7.64                 | -1.00            | 0.45         | 56.22       | Fv: 8079.13 kW cLod: 67.95 Mvar L: 315.00 km |
| Cub_4 /Coup        |                    | Breaker/Switch(15) |        | 165.00                 | 7.64                  | 1.00             | 0.45         | 0.00        |  |

**Figura 42.** Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2009

**Fuente:** Elaboración propia

En este cuadro se presenta que la línea de transmisión L-2053 y L-2054, tienen en ambos casos una cargabilidad del 56.20% del total de su capacidad, esto quiere decir que esta línea no está cerca de su carga completa. Por lo que se puede aumentar la capacidad de carga, y por ende el flujo de potencia, pero a los límites admisibles, basándonos en la seguridad y las normas vigentes.

Por otro lado, los compensadores reactivos en serie XC3 y XC4 están al 69.46%, de su cargabilidad total, por lo que, si se desea incrementar el flujo de potencia, se debe aumentar la capacidad de compensación.

También este reporte, se muestra que las barras de cotaruse 2 y cotaruse 1, están en el nivel de voltaje de 1.05 p.u, lo cual también está dentro de los parámetros de voltaje para una barra.

De igual manera también esta las barras de Socabaya 1 y Socabaya 2, están a 0.96 p.u, estas también están dentro de los niveles de voltaje admisibles en SEP.

| Grid: Grid         |                         | System Stage: Grid |                   | Study Case: Study Case |                  |              |             | Annex: / 3                      |  |
|--------------------|-------------------------|--------------------|-------------------|------------------------|------------------|--------------|-------------|---------------------------------|--|
| rated Voltage [kV] | Bus-voltage [p.u.] [kV] | Angle [deg]        | Active Power [MW] | Reactive Power [Mvar]  | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data                 |  |
| BARRA DE SLACK     |                         |                    |                   |                        |                  |              |             |                                 |  |
| 220.00             | 1.00                    | 220.00             | 0.00              |                        |                  |              |             | Sh*: 10000.00 MVA               |  |
| Cub_9 /Xnet        | External Grid(1)        |                    | 354.50            | -207.49                | 0.86             | 1.08         |             |                                 |  |
| Cub_7 /Coup        | Breaker/Switch(13)      |                    | 177.25            | -103.75                | 0.86             | 0.54         | 0.00        |                                 |  |
| Cub_8 /Coup        | Breaker/Switch(14)      |                    | 177.25            | -103.75                | 0.86             | 0.54         | 0.00        |                                 |  |
| BARRA DE CARGA     |                         |                    |                   |                        |                  |              |             |                                 |  |
| 220.00             | 0.96                    | 212.05             | -11.49            |                        |                  |              |             | P10: 330.00 MW Q10: 159.83 Mvar |  |
| Cub_4 /Lod         | GENERAL LOAD            |                    | 330.00            | 159.83                 | 0.90             | 1.00         |             |                                 |  |
| Cub_7 /Shnt        | Shunt/Filter            |                    | 0.00              | -144.55                | 0.00             | 0.39         |             |                                 |  |
| Cub_5 /Coup        | Breaker/Switch(15)      |                    | -165.00           | -7.64                  | -1.00            | 0.45         | 0.00        |                                 |  |
| Cub_6 /Coup        | Breaker/Switch(16)      |                    | -165.00           | -7.64                  | -1.00            | 0.45         | 0.00        |                                 |  |

**Figura 43.** Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2009

**Fuente:** Elaboración propia

Este cuadro presenta a la barra de carga, que está en 0.93 p.u, lo cual está dentro de los parámetros establecidos en los niveles de voltaje. También se ve que la barra de slack, (la barra que representa un circuito externo), está en 1.0 p.u, lo cual indica que se está dentro de los niveles de voltaje establecidos.

|   |                           |  |   |                 |            |
|---|---------------------------|--|---|-----------------|------------|
|   |                           | DigSILENT PowerFactory 15.1.7              |   | Project:        |            |
|   |                           |  |   | Date: 8/22/2020 |            |
| Load Flow Calculation                     |                           |  | Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |                 |            |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence |                           | Automatic Model Adaptation for Convergence |   | No              |            |
| Automatic Tap Adjust of Transformers      |                           | Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes  |   | 1.00 kVA        |            |
| Consider Reactive Power Limits            |                           | Model Equations                            |   | 0.10 %          |            |
| Grid: Grid                                | System Stage: Grid        | Study Case: Study Case                     | Annex: / 4  |                 |            |
| rtd.V [kV]                                | Bus - voltage [p.u.] [kV] | Angle [deg]                                | Voltage - Deviation [%]   |                 |            |
|   |                           |  | -10 -5 0 +5 +10   |                 |            |
| MANTARO_2                                 | 220.00                    | 1.000                                      | 220.00  | -0.00           |            |
| MANTARO_1                                 | 220.00                    | 1.000                                      | 220.00  | -0.00           |            |
| BARRA1_1                                  | 220.00                    | 1.045                                      | 229.89  | -11.46          | ██████████ |
| BARRA1_2                                  | 220.00                    | 1.045                                      | 229.89  | -11.46          | ██████████ |
| COTARUSSE_1                               | 220.00                    | 1.052                                      | 231.42  | -0.96           | ██████████ |
| COTARUSSE_2                               | 220.00                    | 1.052                                      | 231.42  | -0.96           | ██████████ |
| BARRA2_1                                  | 220.00                    | 1.041                                      | 228.98  | 12.64           | ██████████ |
| BARRA2_2                                  | 220.00                    | 1.041                                      | 228.98  | 12.64           | ██████████ |
| SOCABAYA_1                                | 220.00                    | 0.964                                      | 212.05  | -11.49          | ██████████ |
| SOCABAYA_2                                | 220.00                    | 0.964                                      | 212.05  | -11.49          | ██████████ |
| BARRA DE SLACK                            | 220.00                    | 1.000                                      | 220.00  | 0.00            |            |
| BARRA DE CARGA                            | 220.00                    | 0.964                                      | 212.05  | -11.49          | ██████████ |

**Figura 44.** Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2009

**Fuente:** Elaboración propia

Este grafico muestra un resumen de los valores del voltaje en las barras del circuito simulado, en valores p.u y en valores nominales.





$q_r$  : es calor radiado.

$q_s$  : calor del sol.

También:

$$q_c = 0.0205 \rho f^{0.5} D^{0.75} (T_c - T_a)^{1.25}$$

Dónde:

$\rho$  : densidad del aire en msnm.

$D$  : diámetro del conductor.

$T_c$  : temperatura nominal a 75 °C.

$T_a$  : temperatura ambiente a 25 °C, referencia nivel del mar.

Donde la densidad del aire se obtiene de:

$$T_{film} = \frac{T_c + T_a}{2} = 50$$

También:

$$q_r = 0.0178 D \varepsilon \left[ \left( \frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right]$$

Dónde:

$\varepsilon$ : emisividad.

Como la línea de transmisión es bastante larga, 603 kilómetros, y recorre por varios departamentos cuyos pisos altitudinales son variables, desde los 3000 msnm, en la SE de Mantaro, 3600 msnm SE de Cotacachi y 2500 msnm en la SE de Socabaya.

Según el mapa del SEIN, la mayor parte de la línea de transmisión está entre los 2500 msnm y los 5000 msnm.

Por lo que, se dividirá en dos sectores altitudinales, la línea de transmisión: sector 1, 2000 msnm y sector 2, 4000 msnm.

● Cuando la LT, está en el sector 1:

Se calcula  $q_c$ :

$$q_c = 0.0205 \rho f^{0.5} D^{0.75} (T_c - T_a)^{1.25}$$

Dónde:

$\rho$  : densidad del aire en msnm según tabla de densidad de aire: 0.870

- $DD$  : diámetro del conductor: 26.7 mm.
- $T_c T_c$  : temperatura nominal a 75 °C
- $T_a T_a$  : temperatura ambiente a 20 °C

**Tabla 14.**

*Densidad del aire según temperatura ambiente y altitud*

| Temperature<br>$T_{film} T_{film}$ | Dynamic<br>viscosity<br>$\mu_f \mu_f$ | Density of<br>$air - p_f (kg/m^3) air - p_f (kg/m^3)$ |        |        |        | Thermal<br>conductivity<br>of air,<br>$k_f k_f$ |
|------------------------------------|---------------------------------------|---|--------|--------|--------|---|
|                                    |                                       | 0 m   | 1000 m | 2000 m | 4000 m |   |
| °C                                 | $\times 10^6 (Pas)$                   |   |        |        |        | $W/(m^{\circ}C)$                                |
| 0                                  | 17.2                                  | 1.293   | 1.147  | 1.014  | 0.785  | 0.0242  |
| 5                                  | 17.4                                  | 1.270   | 1.126  | 0.995  | 0.771  | 0.0246  |
| 10                                 | 17.6                                  | 1.247   | 1.106  | 0.978  | 0.757  | 0.0250  |
| 15                                 | 17.9                                  | 1.226   | 1.087  | 0.961  | 0.744  | 0.0254  |
| 20                                 | 18.1                                  | 1.205   | 1.068  | 0.944  | 0.731  | 0.0257  |
| 25                                 | 18.4                                  | 1.184   | 1.051  | 0.928  | 0.719  | 0.0261  |
| 30                                 | 18.6                                  | 1.165   | 1.033  | 0.913  | 0.707  | 0.0265  |
| 35                                 | 18.8                                  | 1.146   | 1.016  | 0.898  | 0.696  | 0.0269  |
| 40                                 | 19.1                                  | 1.127   | 1.000  | 0.884  | 0.685  | 0.0272  |
| 45                                 | 19.3                                  | 1.110   | 0.984  | 0.870  | 0.674  | 0.0276  |
| 50                                 | 19.5                                  | 1.093   | 0.969  | 0.856  | 0.663  | 0.0280  |
| 55                                 | 19.8                                  | 1.076   | 0.954  | 0.843  | 0.653  | 0.0283  |
| 60                                 | 20                                    | 1.060   | 0.940  | 0.831  | 0.643  | 0.0287  |
| 65                                 | 20.2                                  | 1.044   | 0.926  | 0.818  | 0.634  | 0.0291  |
| 70                                 | 20.4                                  | 1.029   | 0.912  | 0.806  | 0.625  | 0.0295  |
| 75                                 | 20.7                                  | 1.014   | 0.899  | 0.795  | 0.616  | 0.0298  |
| 80                                 | 20.9                                  | 1.000   | 0.887  | 0.783  | 0.607  | 0.0302  |
| 85                                 | 21.1                                  | 0.986   | 0.874  | 0.773  | 0.598  | 0.0306  |
| 90                                 | 21.3                                  | 0.972   | 0.862  | 0.762  | 0.590  | 0.0309  |
| 95                                 | 21.5                                  | 0.959   | 0.850  | 0.752  | 0.582  | 0.0313  |
| 100                                | 21.7                                  | 0.946   | 0.839  | 0.741  | 0.574  | 0.0317  |

**Fuente:** IEEE Std 738™-2006

Reemplazando:

$$q_c = 0.0205(0.870)^{0.5}(26.7)^{0.75}(75 - 20)^{1.25} = 33.64$$

Se calcula  $q_r q_r$ :

$$q_r = 0.0178D\varepsilon \left[ \left( \frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right]$$

Dónde:

$\varepsilon$ : emisividad será 0.5

Reemplazando:

$$q_r = 0.0178(26.7)(0.5) \left[ \left( \frac{75 + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{20 + 273}{100} \right)^4 \right] = 17.34$$

Ahora se calcula  $R(T_c)$ :

$R$ : resistencia a 20 °C según tabla: 0.0796 ohm/Km

$$R_{75} = R_{20} \left[ \frac{T_{75} + T_{acsr}}{T_{20} + T_{acsr}} \right] = 0.0796 \left[ \frac{75 + 228}{20 + 228} \right] = 0.097 \Omega / Km$$

Ahora se calcula el límite de corriente térmica en el conductor a los 2000 metros.

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}} = \sqrt{\frac{33.64 + 17.34 - 0}{9.7 \times 10^{-5}}} = 724.97 \text{ amperios}$$

Cuando la LT, está en el sector 2:

Se calcula  $q_c q_c$ :

$$q_c = 0.0205\rho f^{0.5}D^{0.75}(T_c - T_a)^{1.25} q_c = 0.0205\rho f^{0.5}D^{0.75}(T_c - T_a)^{1.25}$$

$\rho f \rho f$  : densidad del aire en msnm según tabla de densidad de aire: 0.674

$DD$  : diámetro del conductor: 26.7 mm.

$T_c T_c$  : temperatura nominal a 75 °C

$T_a T_a$  : temperatura ambiente a 20 °C

$$T_{film} = \frac{T_c + T_a}{2} = \frac{75 + 20}{2} = 45$$

**Tabla 15.**

*Densidad del aire según temperatura ambiente y altitud*

| Temperature<br>$T_{film}$ | Dynamic<br>viscosity<br>$\mu_f$ | Density of<br>air - $\rho_f$ ( $kg/m^3$ ) |        |        |        | Thermal<br>conductivity<br>of air,<br>$k_f$ |
|---------------------------|---------------------------------|---|--------|--------|--------|---|
|                           |                                 | 0 m                                       | 1000 m | 2000 m | 4000 m |   |
| °C                        | $\times 10^6$ (Pas)             |   |        |        |        | $W/(m^{\circ}C)$                            |
| 0                         | 17.2                            | 1.293                                     | 1.147  | 1.014  | 0.785  | 0.0242                                      |
| 5                         | 17.4                            | 1.270                                     | 1.126  | 0.995  | 0.771  | 0.0246                                      |
| 10                        | 17.6                            | 1.247                                     | 1.106  | 0.978  | 0.757  | 0.0250                                      |
| 15                        | 17.9                            | 1.226                                     | 1.087  | 0.961  | 0.744  | 0.0254                                      |
| 20                        | 18.1                            | 1.205                                     | 1.068  | 0.944  | 0.731  | 0.0257                                      |
| 25                        | 18.4                            | 1.184                                     | 1.051  | 0.928  | 0.719  | 0.0261                                      |
| 30                        | 18.6                            | 1.165                                     | 1.033  | 0.913  | 0.707  | 0.0265                                      |
| 35                        | 18.8                            | 1.146                                     | 1.016  | 0.898  | 0.696  | 0.0269                                      |
| 40                        | 19.1                            | 1.127                                     | 1.000  | 0.884  | 0.685  | 0.0272                                      |
| 45                        | 19.3                            | 1.110                                     | 0.984  | 0.870  | 0.674  | 0.0276                                      |
| 50                        | 19.5                            | 1.093                                     | 0.969  | 0.856  | 0.663  | 0.0280                                      |
| 55                        | 19.8                            | 1.076                                     | 0.954  | 0.843  | 0.653  | 0.0283                                      |
| 60                        | 20                              | 1.060                                     | 0.940  | 0.831  | 0.643  | 0.0287                                      |
| 65                        | 20.2                            | 1.044                                     | 0.926  | 0.818  | 0.634  | 0.0291                                      |
| 70                        | 20.4                            | 1.029                                     | 0.912  | 0.806  | 0.625  | 0.0295                                      |
| 75                        | 20.7                            | 1.014                                     | 0.899  | 0.795  | 0.616  | 0.0298                                      |
| 80                        | 20.9                            | 1.000                                     | 0.887  | 0.783  | 0.607  | 0.0302                                      |
| 85                        | 21.1                            | 0.986                                     | 0.874  | 0.773  | 0.598  | 0.0306                                      |
| 90                        | 21.3                            | 0.972                                     | 0.862  | 0.762  | 0.590  | 0.0309                                      |
| 95                        | 21.5                            | 0.959                                     | 0.850  | 0.752  | 0.582  | 0.0313                                      |
| 100                       | 21.7                            | 0.946                                     | 0.839  | 0.741  | 0.574  | 0.0317                                      |

**Fuente:** IEEE Std 738™-2006

Reemplazando:

$$q_c = 0.0205(0.674)^{0.5}(26.7)^{0.75}(75 - 20)^{1.25} = 29.61$$

$$q_c = 0.0205(0.674)^{0.5}(26.7)^{0.75}(75 - 20)^{1.25} = 29.61$$

Se calcula:

$$q_r = 0.0178D\varepsilon \left[ \left( \frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right]$$

Dónde:

$\varepsilon$ : emisividad será 0.5

Reemplazando:

$$q_r = 0.0178(26.7)(0.5) \left[ \left( \frac{75 + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{20 + 273}{100} \right)^4 \right] = 17.34$$

Ahora se calculará  $R(T_c)$ :

$R$ : resistencia a 20 °C según tabla: 0.0796 ohm/Km

$$R_{75} = R_{20} \left[ \frac{(T_{75} + T_{acsr})}{(T_{20} + T_{acsr})} \right] = 0.0796 \left[ \frac{75 + 228}{20 + 228} \right] = 0.097 \Omega / Km$$

Ahora se calculará el límite de corriente térmica en el conductor a los 4000 metros.

$$I = \sqrt{\frac{q_c + q_r - q_s}{R(T_c)}} = \sqrt{\frac{29.61 + 17.34 - 0}{9.7 \times 10^{-5}}} = 695.72 \text{ amperios}$$

Realizando un resumen de los límites de corriente por temperatura se tiene:

| <b>Resumen de Limite por Temperatura</b> |                            |                            |
|--|----------------------------|----------------------------|
|  | <b>Altitud 2000 metros</b> | <b>Altitud 4000 metros</b> |
| <b>Corriente máxima por conductor</b>    | 724.97 A                   | 695.72 A                   |

Se puede ver que, por conductor en el peor escenario, la línea tiene un límite de temperatura de 695.72 amperios por cada conductor por fase, a lo largo de los 603 km.

Ahora se verá si nuestro conductor soporta este aumento en la corriente por lo que se recurre a la tabla característica dada por el fabricante.

### **Tabla 16.**

*Características eléctricas del conductor STARLING*

**TABLA DE CARACTERÍSTICAS II**

| NOMBRE          | Calibre (AWG ó KCMIL) | No. De Alambres Alum/Acero | Diámetro Alambre Aluminio (mm) | Diámetro Alambre Acero (mm) | Área Aluminio (mm <sup>2</sup> ) | Área Acero (mm <sup>2</sup> ) | Diámetro Total Aprox. (mm) | Carga Rotura (Kg) | Resistencia Eléctrica DC a 20°C (ohm/km) | Capacidad de Corriente* (A) | Peso Total Aprox. (kg/km) |
|-----------------|-----------------------|----------------------------|--------------------------------|-----------------------------|----------------------------------|-------------------------------|----------------------------|-------------------|--|-----------------------------|---------------------------|
| GROSBEAK        | 636                   | 26 / 7                     | 3.973                          | 3.089                       | 322.33                           | 52.46                         | 25.159                     | 11430             | 0.0874                                   | 790                         | 1303.47                   |
| FLAMINGO        | 666.6                 | 24 / 7                     | 4.234                          | 2.822                       | 337.91                           | 43.78                         | 25.402                     | 10789             | 0.0838                                   | 808                         | 1278.89                   |
| GANNET          | 666.6                 | 26 / 7                     | 4.067                          | 3.162                       | 337.76                           | 54.97                         | 25.754                     | 11980             | 0.0835                                   | 816                         | 1365.8                    |
| STILT           | 715.5                 | 24 / 7                     | 4.387                          | 2.924                       | 362.77                           | 47.00                         | 26.320                     | 11580             | 0.0781                                   | 848                         | 1373.0                    |
| <b>STARLING</b> | <b>715.5</b>          | <b>26 / 7</b>              | <b>4.214</b>                   | <b>3.277</b>                | <b>362.62</b>                    | <b>59.04</b>                  | <b>26.687</b>              | <b>12882</b>      | <b>0.0777</b>                            | <b>850</b>                  | <b>1466.6</b>             |
| CUCKOO          | 795                   | 24 / 7                     | 4.623                          | 3.081                       | 402.86                           | 52.19                         | 27.735                     | 12661             | 0.0703                                   | 906                         | 1524.6                    |

**Fuente:**

[https://www.centelsa.com/productos\\_centelsa/productos\\_colombia/CABLE\\_DE\\_ALUMINIO\\_DESNUDO/CABLE\\_DE\\_ALUMINIO\\_DESNUDO.pdf](https://www.centelsa.com/productos_centelsa/productos_colombia/CABLE_DE_ALUMINIO_DESNUDO/CABLE_DE_ALUMINIO_DESNUDO.pdf)

Según la tabla anterior se ve que el conductor STARLING soporta 850 amperios por conductor, por lo que los 695.72 amperios, dados por el límite de temperatura, está por demás soportado.

### 3.9 CÁLCULO DE LOS CONDENSADORES EN SERIE PARA EL INCREMENTO DE FLUJO DE POTENCIA DE 330 MW A 505 MW EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA

Por definición en teoría, se sabe que se usan inductores y capacitores en las líneas de transmisión de longitud media y larga para incrementar la capacidad de carga de las mismas y para mantener las tensiones cerca de los valores nominales. Es común que se instalen reactores (inductores) en derivación en puntos seleccionados a lo largo de las líneas muy alta tensión, conectados de fase a tierra. Los inductores absorben la potencia reactiva y reducen las sobretensiones durante las condiciones de demanda mínima. También reducen las sobretensiones transitorias debidas a las maniobras de interruptores. Sin embargo, los reactores en derivación pueden reducir la capacidad de carga si no se desconectan en condiciones de plena carga.

Además de reactores en derivación, a veces se usan capacitores en derivación para entregar potencia reactiva e incrementar las tensiones de transmisión bajo condiciones de alta carga. Otro tipo de compensación en derivación incluye los reactores controlados por tiristores, capacitores y filtros conectados en paralelo. Estos dispositivos, llamados compensadores estáticos de VARS, pueden absorber potencia reactiva en condiciones de demanda mínima del sistema de potencia y entregar potencia reactiva al sistema eléctrico de potencia en demanda máxima.

A través del control automático de la conexión de tiristores, se minimizan las fluctuaciones en la tensión y se incrementa la capacidad de carga. Los condensadores síncronos (motores síncronos sin carga mecánica), también pueden controlar su salida de potencia reactiva, aunque con mayor lentitud que los compensadores estáticos de VARS.

A veces se usan capacitores serie en las líneas largas para aumentar la capacidad de transmisión de potencia. Los bancos de capacitores se instalan en serie con los conductores de fase en puntos seleccionados a lo largo de la línea. Su efecto es reducir la reactancia inductiva de la línea, reduciendo de este modo las caídas de tensión en esa línea y aumentando el límite de estabilidad en estado estable. Los bancos de capacitores serie, requieren de dispositivos automáticos de protección e interruptores, para desviar las altas corrientes durante condiciones de falla o en demanda mínima y volver a insertarse los capacitores una vez que se hayan eliminado estas. Asimismo, la adición de capacitores serie puede excitar oscilaciones de baja frecuencia, un fenómeno conocido como resonancia subsíncrona, las cuales pueden dañar las flechas de los turbogeneradores, por tanto, se recomienda realizar compensación serie hasta del 50%, en caso, de requerirse una mayor compensación se tendrá que realizar los estudios y así evitar una posible resonancia subsíncrona. También, los estudios han demostrado que la compensación serie incrementa la capacidad de transmisión de las líneas largas a solo una fracción del costo de la nueva línea de transmisión.

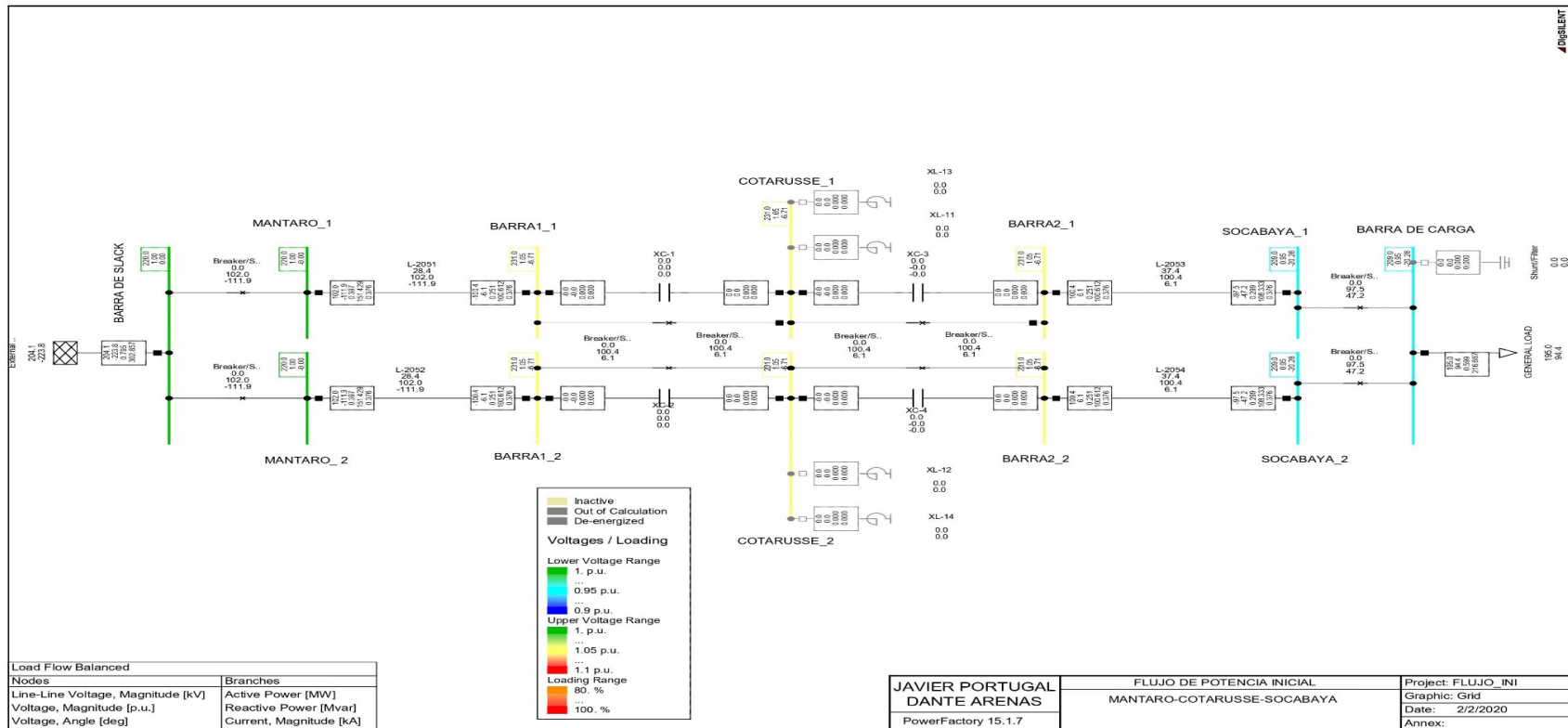
En este caso de estudio, si se quiere aumentar el flujo de potencia de 330 MW a 505 MW, en la línea de transmisión, se utilizará el método de compensación serie, el cual se ha visto y tratado ampliamente en esta tesis en el capítulo II.

Para realizar la compensación en serie se tienen dos alternativas:

- a) La primera alternativa es simular la línea de transmisión con parámetros desde cuando se instaló la línea de transmisión, sin ninguna compensación en serie, de esa manera se hallará los parámetros para compensar la línea, para que pueda soportar los 505 MW, como si por primera se realizara la compensación.
- b) La otra alternativa es tomar los parámetros de la línea de transmisión, de la simulación con los compensadores en serie del año 2009, con la potencia de la línea de transmisión de 330 MW y en función de esto calcular la potencia activa faltante de 175 MW, para llegar a 505 MW.
- c) Se elegirá la primera alternativa, porque se calculará desde cero la compensación para llegar a los 505 MW, y también se cuenta con los parámetros eléctricos iniciales de la línea de transmisión en las tablas 9, 11 y 12.
- d) Una vez simulada la línea de transmisión, interesa los resultados de la simulación en las barras de Mantaro, Cotaruse y Socabaya, en lo que se refiere a sus voltajes y sus ángulos, para con esos datos realizar la

compensación en serie y así aumentar la capacidad de la línea de transmisión.





**Figura 46.** Simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, con condiciones iniciales

**Fuente:** Elaboración propia. Diagrama realizado en DlgSILENT con los parámetros eléctricos mostrados en la página del COES Archivo “25 Zona Sur”. <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/OperacionSEIN>

Para efectos de cálculo, se dividirá la línea de transmisión en dos tramos, el tramo de Mantaro-Cotaruse y el otro tramo Cotaruse-Socabaya, el primer tramo de 294 km de longitud, y el segundo de 315 Km.

**Tramo Mantaro-Cotaruse (294 Km):**

Se tiene como datos de la simulación llevada a cabo en la figura 45:

$P_2P_2$  : Flujo de potencia por la línea a hallar.

$U_1U_1$  : Tensión extremo emisor Mantaro:  $220 \mid 0^\circ kV \mid 220 \mid 0^\circ kV$

$U_2U_2$  : Tensión extremo receptor Cotaruse:  $231 \mid -6.71^\circ kV \mid 231 \mid -6.71^\circ kV$

$X_LX_L$  : Reactancia de la línea, por tabla 9:  $0.376 \Omega/Km = 0.376(294) = 110.54 \Omega$

$(\&)(\&)$  : Diferencia angular entre  $U_1U_1$  y  $U_2U_2$ :  $0^\circ - (-6.71)^\circ = 6.71^\circ$

$X_CX_C$  : Reactancia del compensador en serie, este se puede proponer, como grado de compensación (k), por lo que se propone varios grados de compensación, tales como: 70%, 80%, 90%

Se aplica la fórmula:

$$P_2 = \frac{|U_1| * |U_2|}{X_L - X_C} * \text{sen}(\&)$$

Tabla de resultados:

**Tabla 17.**

Cálculo de  $P_2P_2$  en función de  $U_1U_1$ ,  $V$ ,  $X_LX_L$ ,  $X_CX_C$ ,  $(\&)(\&)$

| Parámetros de cálculo |             |                          |           |                |                |              |               |
|-----------------------|-------------|--------------------------|-----------|----------------|----------------|--------------|---------------|
| $ U1  (kV)$           | $ U2  (kV)$ | $\text{sen}(6.71^\circ)$ | $K (\%)$  | $X_L (\Omega)$ | $X_C (\Omega)$ | $C (\mu F)$  | $P_2 (MW)$    |
| 220                   | 231         | 0.116844                 | 70        | 110.54         | 77.38          | 34.28        | 179.07        |
| 220                   | 231         | 0.116844                 | 80        | 110.54         | 88.43          | 29.99        | 268.57        |
| 220                   | 231         | 0.116844                 | 85        | 110.54         | 93.96          | 28.23        | 358.14        |
| 220                   | 231         | 0.116844                 | 87        | 110.54         | 96.17          | 27.58        | 413.22        |
| 220                   | 231         | 0.116844                 | 88        | 110.54         | 97.28          | 27.27        | 447.81        |
| 220                   | 231         | 0.116844                 | 89        | 110.54         | 98.38          | 26.96        | 488.32        |
| <b>220</b>            | <b>231</b>  | <b>0.116844</b>          | <b>90</b> | <b>110.54</b>  | <b>99.49</b>   | <b>26.66</b> | <b>537.38</b> |

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con la tabla de resultados del ítem anterior, se puede ver que el grado de compensación aceptable para las líneas 2051 y 2052 es de 90%, ya que con ella se logra una potencia superior a 505 MW.

Se elige el valor de compensación de 90%, con esto se obtendrá una reactancia de línea de  $99.49 \Omega$ , la elección está basada en que con este grado de compensación se tendrá una potencia activa de 537.38 MW en las líneas 2051 y 2052, lo cual es aceptable, porque supera largamente los 505 MW requeridos.

Siempre hay que darle un límite superior más amplio porque podría presentarse algún tipo de falla que la línea debería soportar en condiciones extraordinarias.

Tramo Cotaruse-Socabaya (315 Km):

Se tiene como datos de la simulación llevada a cabo en la figura 45:

$P_2P_2$  : Flujo de potencia por la línea a hallar.

$U_1U_1$  : Tensión extremo emisor Cotaruse:  $231 | -6.71^0KV231 | -6.71^0KV$

$U_2U_2$  : Tensión extremo receptor Socabaya:  $209 | -20.28^0KV209 | -20.28^0KV$

$X_LX_L$  : Reactancia de la línea, por tabla 9:  
 $0.376 \Omega/Km = 0.376(315) = 118.44\Omega$   
 $0.376 \Omega/Km = 0.376(315) = 118.44\Omega$

$(\&)(\&)$  : Diferencia angula entre  $U_1U_1$  y  $U_2U_2$ :  
 $-6.71^0 - (-20.28)^0 = 13.57^0$   
 $-6.71^0 - (-20.28)^0 = 13.57^0$

$X_cX_c$  : Reactancia del compensador en serie, este se puede proponer, como grado de compensación (k), por lo que se propone varios grados de compensación, tales como: 60%, 70%, 80%

Se aplica la fórmula:

$$P_2 = \frac{|U_1| * |U_2|}{X_L - X_C} * \text{sen}(\&)$$

Tabla de resultados:

**Tabla 18.**

Cálculo de  $P_2$  en función de  $U_1$ ,  $V$ ,  $X_L$ ,  $X_C$ ,  $C$  (&)(&)

| Parámetros de cálculo |            |                     |           |                |                |              |               |
|-----------------------|------------|---------------------|-----------|----------------|----------------|--------------|---------------|
| $ U1  (KV)$           | $ U2 (KV)$ | $seno(13.57^\circ)$ | $K (%)$   | $X_L (\Omega)$ | $X_C (\Omega)$ | $C (uF)$     | $P_2 (MW)$    |
| 231                   | 209        | 0.23463             | 60        | 118.44         | 71.06          | 37.33        | 239.09        |
| 231                   | 209        | 0.23463             | 70        | 118.44         | 82.91          | 31.99        | 318.83        |
| 231                   | 209        | 0.23463             | 80        | 118.44         | 94.75          | 27.99        | 478.17        |
| 231                   | 209        | 0.23463             | 81        | 118.44         | 95.94          | 27.65        | 503.46        |
| <b>231</b>            | <b>209</b> | <b>0.23463</b>      | <b>82</b> | <b>118.44</b>  | <b>97.12</b>   | <b>27.31</b> | <b>531.33</b> |
| 231                   | 209        | 0.23463             | 83        | 118.44         | 98.31          | 26.98        | 562.73        |
| 231                   | 209        | 0.23463             | 85        | 118.44         | 100.67         | 26.34        | 637.47        |

**Fuente:** Elaboración propia

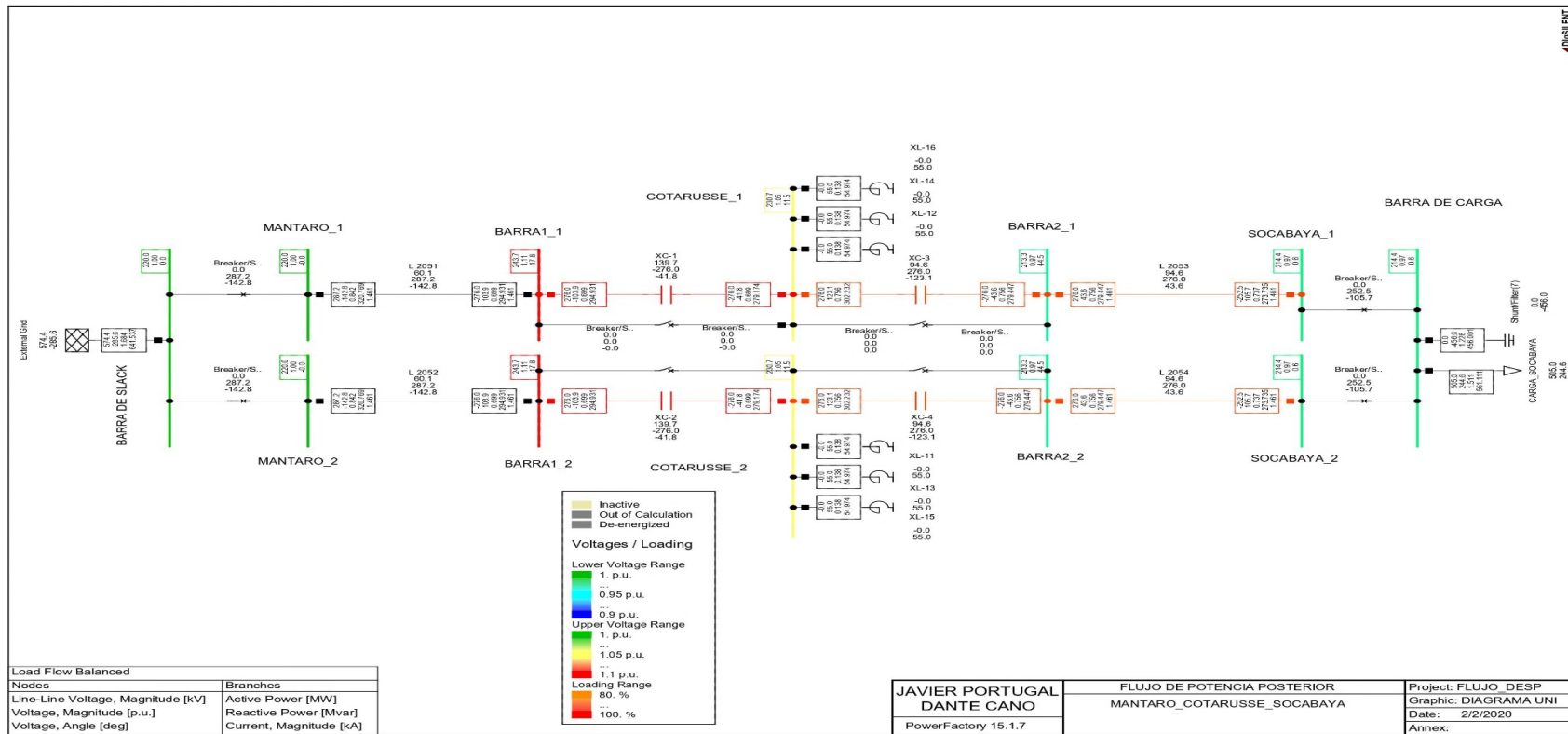
De acuerdo con la tabla de resultados del ítem anterior, se puede ver que el grado de compensación aceptable para las líneas 2053 y 2054, oscila entre 80% y 85%, ya que con ella se logra una potencia superior a 505 MW.

Se elegirá el valor de compensación de 82%, con esto se obtendrá una reactancia de línea de 97.12  $\Omega$ , la elección está basada en que con este grado de compensación se tendrá una potencia activa de 531.33 MW en las líneas 2053 y 2054, lo cual es aceptable, porque supera largamente los 505 MW requeridos.

Siempre hay que darle un límite superior más amplio porque podría presentarse algún tipo de falla que la línea debería soportar en condiciones extraordinarias.

### 3.10 SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA COMPENSADA

Con los parámetros hallados en el ítem 3.8, se ha simulado la línea de transmisión:



**Figura 47.** Simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2011

**Fuente:** Elaboración propia elaborado con los datos de la página del COES: Unifilar del SEIN, septiembre del 2011, <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/DiagramaUnifilar>

### 3.11 INFORME DE SIMULACIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN MANTARO-COTARUSE-SOCABAYA AÑO 2011

El informe de simulación da los siguientes cuadros de resultados:

|   |                    | DigSILENT<br>PowerFactory<br>4.1.1.7 |  | Project:<br>Date: 8/25/2020 |                       |                  |              |             |   |
|---|--------------------|--------------------------------------|--|-----------------------------|-----------------------|------------------|--------------|-------------|---|
| Load Flow Calculation Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |                    |                                      |  |                             |                       |                  |              |             |   |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence   |                    |                                      | Automatic Model Adaptation for Convergence |                             |                       |                  |              |             |   |
| Automatic Tap Adjust of Transformers  |                    |                                      | Max. Acceptable Load Flow Error for        |                             |                       |                  |              |             |   |
| Consider Reactive Power Limits  |                    |                                      | Nodes                                      |                             |                       |                  |              |             |   |
|   |                    |                                      | Model Equations                            |                             |                       |                  |              |             |   |
|   |                    |                                      | 1.00 kVA                                   |                             |                       |                  |              |             |   |
|   |                    |                                      | 0.10 %                                     |                             |                       |                  |              |             |   |
| Grid: DIAGRAMA UNIFILAR System Stage: DIAGRAMA UNIFIL Study Case: Study Case (2) Annex: / 1   |                    |                                      |  |                             |                       |                  |              |             |   |
| rated Voltage [kV]  | Bus-voltage [p.u.] | Bus-voltage [kV]                     | deg  | Active Power [MW]           | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data                               |
| MANTARO_1   | 220.00             | 1.00                                 | 220.00                                     | -0.00                       |                       |                  |              |             |   |
| Cub_1 /Line   |                    | L 2051                               |  | 287.22                      | -142.81               | 0.90             | 0.84         | 60.13       | Fv: 11200.42 MW cLod:140.39 Mvar L: 294.00 km |
| Cub_2 /Coup   |                    | Breaker/Switch(9)                    |  | -287.22                     | 142.81                | -0.90            | 0.84         | 0.00        |   |
| MANTARO_2   | 220.00             | 1.00                                 | 220.00                                     | -0.00                       |                       |                  |              |             |   |
| Cub_1 /Line   |                    | L 2052                               |  | 287.22                      | -142.81               | 0.90             | 0.84         | 60.13       | Fv: 11200.42 MW cLod:140.39 Mvar L: 294.00 km |
| Cub_2 /Coup   |                    | Breaker/Switch(10)                   |  | -287.22                     | 142.81                | -0.90            | 0.84         | 0.00        |   |
| COTARUSSE_1   | 220.00             | 1.05                                 | 230.68                                     | 11.47                       |                       |                  |              |             |   |
| Cub_7 /Shnt   |                    | XL-14                                |  | -0.00                       | 84.97                 | -0.00            | 0.14         |             |   |
| Cub_8 /Shnt   |                    | XL-12                                |  | -0.00                       | 84.97                 | -0.00            | 0.14         |             |   |
| Cub_9 /Shnt   |                    | XL-16                                |  | -0.00                       | 84.97                 | -0.00            | 0.14         |             |   |
| Cub_2 /Coup   |                    | Breaker/Switch                       |  | 0.00                        | 0.00                  | 1.00             | 0.00         | 0.00        |   |
| Cub_3 /Scap   |                    | XC-1                                 |  | -276.02                     | -41.82                | -0.99            | 0.70         | 139.74      | E:  |
| Cub_4 /Scap   |                    | XC-3                                 |  | 276.02                      | -123.11               | 0.91             | 0.76         | 84.55       | E:  |
| Cub_5 /Coup   |                    | Breaker/Switch(1)                    |  | 0.00                        | 0.00                  | 1.00             | 0.00         | 0.00        |   |
|   |                    | Total                                |  |                             |                       |                  |              |             |   |
|   |                    | Compensation:                        |  |                             | 164.92                |                  |              |             |   |

**Figura 48.** Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2011

**Fuente:** Elaboración propia

En este cuadro se presenta que la línea de transmisión 2052 y 2051, tiene en ambos casos una cargabilidad del 60.13% de la capacidad de la línea, esto quiere decir que esta línea, aumento su flujo de carga.

Por otro lado, los compensadores reactivos en serie XC1 y XC2 están al 139.7%, de su capacidad total, cuando trabajan a plena carga, es decir, están superan en mucho al límite recomendada de su operación.

También la barra de Mantaro 1 y Mantaro 2, están en el nivel de voltaje al 1.0 p.u, lo que indica que está dentro de los parámetros establecidos. De igual manera Cotaruse 1 está al 1.05 p.u, por lo cual está dentro de los límites de operación estables.

| Grid: DIAGRAMA UNIFILAR |                    | System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR |       | Study Case: Study Case(2) |                       | Annex: / 2       |              |             |   |
|-------------------------|--------------------|---------------------------------|-------|---------------------------|-----------------------|------------------|--------------|-------------|---|
| rated Voltage [kV]      | Bus-voltage [p.u.] | Bus-voltage [kV]                | [deg] | Active Power [MW]         | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data                               |
| <b>COTARUSE_2</b>       |                    |                                 |       |                           |                       |                  |              |             |   |
| 220.00                  | 1.05               | 230.68                          | 11.47 |                           |                       |                  |              |             |   |
| Cub_7 /Shnt             | XL-11              |                                 |       | -0.00                     | 54.97                 | -0.00            | 0.14         |             |   |
| Cub_10 /Shnt            | XL-13              |                                 |       | -0.00                     | 54.97                 | -0.00            | 0.14         |             |   |
| Cub_11 /Shnt            | XL-15              |                                 |       | -0.00                     | 54.97                 | -0.00            | 0.14         |             |   |
| Cub_3 /Scap             | XC-2               |                                 |       | -276.02                   | -41.82                | -0.99            | 0.70         | 139.74      | B:  |
| Cub_5 /Scap             | XC-4               |                                 |       | 276.02                    | -123.11               | 0.91             | 0.76         | 94.55       | B:  |
| Cub_6 /Coup             | Breaker/Switch(2)  |                                 |       | 0.00                      | 0.00                  | 1.00             | 0.00         | 0.00        |   |
| Cub_9 /Coup             | Breaker/Switch(3)  |                                 |       | 0.00                      | 0.00                  | 1.00             | 0.00         | 0.00        |   |
| Total                   |                    |                                 |       |                           |                       |                  |              |             |   |
| Compensation:           |                    |                                 |       |                           | 164.92                |                  |              |             |   |
| <b>BARRA2_2</b>         |                    |                                 |       |                           |                       |                  |              |             |   |
| 220.00                  | 0.97               | 218.29                          | 44.49 |                           |                       |                  |              |             |   |
| Cub_3 /Scap             | XC-4               |                                 |       | -276.02                   | -43.60                | -0.99            | 0.76         | 94.55       | B:  |
| Cub_4 /Line             | L 2054             |                                 |       | 276.02                    | 43.60                 | 0.99             | 0.76         | 94.55       | Pv: 23524.34 MW cLod: 63.82 Mvar L: 315.00 km |
| Cub_5 /Coup             | Breaker/Switch(3)  |                                 |       | 0.00                      | 0.00                  | 1.00             | 0.00         | 0.00        |   |
| <b>BARRA DE SLACK</b>   |                    |                                 |       |                           |                       |                  |              |             |   |
| 220.00                  | 1.00               | 220.00                          | 0.00  |                           |                       |                  |              |             |   |
| Cub_9 /Shnt             | External Grid      |                                 |       | 574.45                    | -285.62               | 0.90             | 1.68         |             | Sk*: 10000.00 MVA                             |
| Cub_7 /Coup             | Breaker/Switch(9)  |                                 |       | 287.22                    | -142.81               | 0.90             | 0.84         | 0.00        |   |
| Cub_8 /Coup             | Breaker/Switch(10) |                                 |       | 287.22                    | -142.81               | 0.90             | 0.84         | 0.00        |   |
| <b>SOCABAYA_1</b>       |                    |                                 |       |                           |                       |                  |              |             |   |
| 220.00                  | 0.97               | 214.43                          | 0.60  |                           |                       |                  |              |             |   |
| Cub_4 /Coup             | Breaker/Switch(11) |                                 |       | 282.50                    | -105.71               | 0.92             | 0.74         | 0.00        |   |
| Cub_3 /Line             | L 2053             |                                 |       | -282.50                   | 105.71                | -0.92            | 0.74         | 94.55       | Pv: 23524.34 MW cLod: 63.82 Mvar L: 315.00 km |
| <b>BARRA DE CARGA</b>   |                    |                                 |       |                           |                       |                  |              |             |   |
| 220.00                  | 0.97               | 214.43                          | 0.60  |                           |                       |                  |              |             |   |
| Cub_4 /Lod              | CARGA_SOCABAYA     |                                 |       | 505.00                    | 244.58                | 0.90             | 1.51         |             | F10: 505.00 MW Q10: 244.58 Mvar               |
| Cub_9 /Shnt             | Shunt/Filter(7)    |                                 |       | 0.00                      | -456.00               | 0.00             | 1.23         |             |   |
| Cub_7 /Coup             | Breaker/Switch(11) |                                 |       | -282.50                   | 105.71                | -0.92            | 0.74         | 0.00        |   |
| Cub_8 /Coup             | Breaker/Switch(12) |                                 |       | -282.50                   | 105.71                | -0.92            | 0.74         | 0.00        |   |
| <b>SOCABAYA_2</b>       |                    |                                 |       |                           |                       |                  |              |             |   |
| 220.00                  | 0.97               | 214.43                          | 0.60  |                           |                       |                  |              |             |   |
| Cub_4 /Coup             | Breaker/Switch(12) |                                 |       | 282.50                    | -105.71               | 0.92             | 0.74         | 0.00        |   |
| Cub_3 /Line             | L 2054             |                                 |       | -282.50                   | 105.71                | -0.92            | 0.74         | 94.55       | Pv: 23524.34 MW cLod: 63.82 Mvar L: 315.00 km |

**Figura 49.** Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2011

**Fuente:** Elaboración propia

En este cuadro se presenta que la línea de transmisión 2053 y 2054, tiene en ambos casos una cargabilidad del 94.60% del total de la línea, se ve claramente que aumento, su capacidad de transporte de carga.

Por otro lado, los compensadores reactivos en serie XC3 y XC4 están al 94.60%, de su cargabilidad.

También en este reporte, se muestra que la barra de cotaruse 2 está al 1.05 p.u, por lo que se ve que está dentro de los parámetros establecidos.

De igual manera también esta las barras de Socabaya 1 y Socabaya 2, están a 0.94 p.u, estas también están dentro de los niveles de voltaje admisibles en SEP.

De igual manera la barra de slack y la barra de carga están en 1.0 y 0.97 p.u respectivamente, por lo que se ve, que pese al incremento están dentro de los niveles de operación de flujo de carga.

| Grid: DIAGRAMA UNIFILAR |                    | System Stage: DIAGRAMA UNIFILAR |        | Study Case: Study Case(2) |                       | Annex: / 3       |              |             |   |
|-------------------------|--------------------|---------------------------------|--------|---------------------------|-----------------------|------------------|--------------|-------------|---|
| rated Voltage [kV]      | Bus-voltage [p.u.] | Bus-voltage [kV]                | [deg]  | Active Power [MW]         | Reactive Power [Mvar] | Power Factor [-] | Current [kA] | Loading [%] | Additional Data                               |
| <b>BARRA2_1</b>         |                    |                                 |        |                           |                       |                  |              |             |   |
| 220.00                  | 0.97               | 218.29                          | 44.49  |                           |                       |                  |              |             |   |
| Cub_6 /Scap             | XC-3               |                                 |        | -276.02                   | -43.60                | -0.99            | 0.76         | 94.55       | B:  |
| Cub_7 /Coup             | Breaker/Switch(1)  |                                 |        | 0.00                      | 0.00                  | 1.00             | 0.00         | 0.00        |   |
| Cub_4 /Line             | L 2053             |                                 |        | 276.02                    | 43.60                 | 0.99             | 0.76         | 94.55       | Pv: 23524.34 MW cLod: 63.82 Mvar L: 315.00 km |
| <b>BARRA1_1</b>         |                    |                                 |        |                           |                       |                  |              |             |   |
| 220.00                  | 1.11               | 243.70                          | -17.77 |                           |                       |                  |              |             |   |
| Cub_1 /Line             | L 2051             |                                 |        | -276.02                   | 103.90                | -0.94            | 0.70         | 60.13       | Pv: 11200.42 MW cLod:140.39 Mvar L: 294.00 km |
| Cub_2 /Scap             | XC-1               |                                 |        | 276.02                    | -103.90               | 0.94             | 0.70         | 139.74      | B:  |
| Cub_3 /Coup             | Breaker/Switch     |                                 |        | 0.00                      | -0.00                 | 1.00             | 0.00         | 0.00        |   |
| <b>BARRA1_2</b>         |                    |                                 |        |                           |                       |                  |              |             |   |
| 220.00                  | 1.11               | 243.70                          | -17.77 |                           |                       |                  |              |             |   |
| Cub_1 /Line             | L 2052             |                                 |        | -276.02                   | 103.90                | -0.94            | 0.70         | 60.13       | Pv: 11200.42 MW cLod:140.39 Mvar L: 294.00 km |
| Cub_2 /Scap             | XC-2               |                                 |        | 276.02                    | -103.90               | 0.94             | 0.70         | 139.74      | B:  |
| Cub_4 /Coup             | Breaker/Switch(2)  |                                 |        | 0.00                      | -0.00                 | 1.00             | 0.00         | 0.00        |   |

**Figura 50.** Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2011

**Fuente:** Elaboración propia

En este cuadro se ve las barras 1 y 2, y sus respectivos valores en p.u, pero como se dijo anteriormente, estas dos barras solamente están en el diagrama unifilar para contener a los compensadores en serie que se está utilizando.

|   |            | DigSILENT PowerFactory 15.1.7              |   | Project:                  |    |   |    |     |
|---|------------|--|---|---------------------------|----|---|----|-----|
|   |            |  |   | Date: 8/25/2020           |    |   |    |     |
| Load Flow Calculation                     |            |  | Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |                           |    |   |    |     |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence |            | Automatic Model Adaptation for Convergence |   | No                        |    |   |    |     |
| Automatic Tap Adjust of Transformers      |            | Max. Acceptable Load Flow Error for        |   | Nodes                     |    |   |    |     |
| Consider Reactive Power Limits            |            | Model Equations                            |   | 1.00 kVA                  |    |   |    |     |
|   |            |  |   | 0.10 %                    |    |   |    |     |
| Grid: DIAGRAMA UNIFILAR                   |            | System Stage: DIAGRAMA UNIFIL              |   | Study Case: Study Case(2) |    |   |    |     |
|   |            |  |   | Annex: / 4                |    |   |    |     |
| rd.V [kV]                                 | Bus [p.u.] | Bus voltage [kV]                           | angle [deg]   | -10                       | -5 | 0 | +5 | +10 |
| MANTARO_1                                 | 220.00     | 1.000                                      | 220.00  | -0.00                     |    |   |    |     |
| MANTARO_2                                 | 220.00     | 1.000                                      | 220.00  | -0.00                     |    |   |    |     |
| COTARUSSE_1                               | 220.00     | 1.049                                      | 230.68  | 11.47                     |    |   |    |     |
| COTARUSSE_2                               | 220.00     | 1.049                                      | 230.68  | 11.47                     |    |   |    |     |
| BARRA2_2                                  | 220.00     | 0.970                                      | 219.29  | 44.49                     |    |   |    |     |
| BARRA DE SLACK                            | 220.00     | 1.000                                      | 220.00  | 0.00                      |    |   |    |     |
| SOCABAYA_1                                | 220.00     | 0.975                                      | 214.43  | 0.60                      |    |   |    |     |
| BARRA DE CARGA                            | 220.00     | 0.975                                      | 214.43  | 0.60                      |    |   |    |     |
| SOCABAYA_2                                | 220.00     | 0.975                                      | 214.43  | 0.60                      |    |   |    |     |
| BARRA2_1                                  | 220.00     | 0.970                                      | 219.29  | 44.49                     |    |   |    |     |
| BARRA1_1                                  | 220.00     | 1.108                                      | 249.70  | -17.77                    |    |   |    |     |
| BARRA1_2                                  | 220.00     | 1.108                                      | 249.70  | -17.77                    |    |   |    |     |

Figura 51. Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2011

Fuente: Elaboración propia

Este cuadro presenta un resumen de todas las barras en valores p.u. el cual muestra la desviación de todas ellas respecto de 1.0 p.u.

|   |                        | DigSILENT PowerFactory 15.1.7              |   | Project:                  |                             |                |                               |                          |                         |                           |
|---|------------------------|--|---|---------------------------|-----------------------------|----------------|-------------------------------|--------------------------|-------------------------|---------------------------|
|   |                        |  |   | Date: 8/25/2020           |                             |                |                               |                          |                         |                           |
| Load Flow Calculation                     |                        |  | Complete System Report: Substations, Voltage Profiles, Grid Interchange |                           |                             |                |                               |                          |                         |                           |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence |                        | Automatic Model Adaptation for Convergence |   | No                        |                             |                |                               |                          |                         |                           |
| Automatic Tap Adjust of Transformers      |                        | Max. Acceptable Load Flow Error for        |   | Nodes                     |                             |                |                               |                          |                         |                           |
| Consider Reactive Power Limits            |                        | Model Equations                            |   | 1.00 kVA                  |                             |                |                               |                          |                         |                           |
|   |                        |  |   | 0.10 %                    |                             |                |                               |                          |                         |                           |
| Grid: DIAGRAMA UNIFILAR                   |                        | System Stage: DIAGRAMA UNIFIL              |   | Study Case: Study Case(2) |                             |                |                               |                          |                         |                           |
|   |                        |  |   | Annex: / 5                |                             |                |                               |                          |                         |                           |
| Volt. Level [kV]                          | Generation [MW]/[MVar] | Motor Load [MW]/[MVar]                     | Load [MW]/[MVar]  | Compen-sation [MW]/[MVar] | External Infeed [MW]/[MVar] | Interchange to | Power Interchange [MW]/[MVar] | Total Losses [MW]/[MVar] | Load Losses [MW]/[MVar] | NoLoad Losses [MW]/[MVar] |
| 220.00                                    | 0.00                   | 0.00                                       | 505.00  | -0.00                     | 574.45                      |                |                               | 69.45                    | 69.45                   | -0.00                     |
|   | 0.00                   | 0.00                                       | 244.55  | -456.00                   | -255.62                     |                |                               | -404.04                  | 4.33                    | -408.42                   |
| Total:                                    | 0.00                   | 0.00                                       | 505.00  | -0.00                     | 574.45                      |                | 0.00                          | 69.45                    | 69.45                   | -0.00                     |
|   | 0.00                   | 0.00                                       | 244.55  | -456.00                   | -255.62                     |                | 0.00                          | -404.04                  | 4.33                    | -408.42                   |

Figura 52. Resultados de simulación de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, año 2011

Fuente: Elaboración propia

Este cuadro presenta la carga máxima admisible soportado por la línea de transmisión, el cual es de 505 MW, con los datos usados en la simulación.

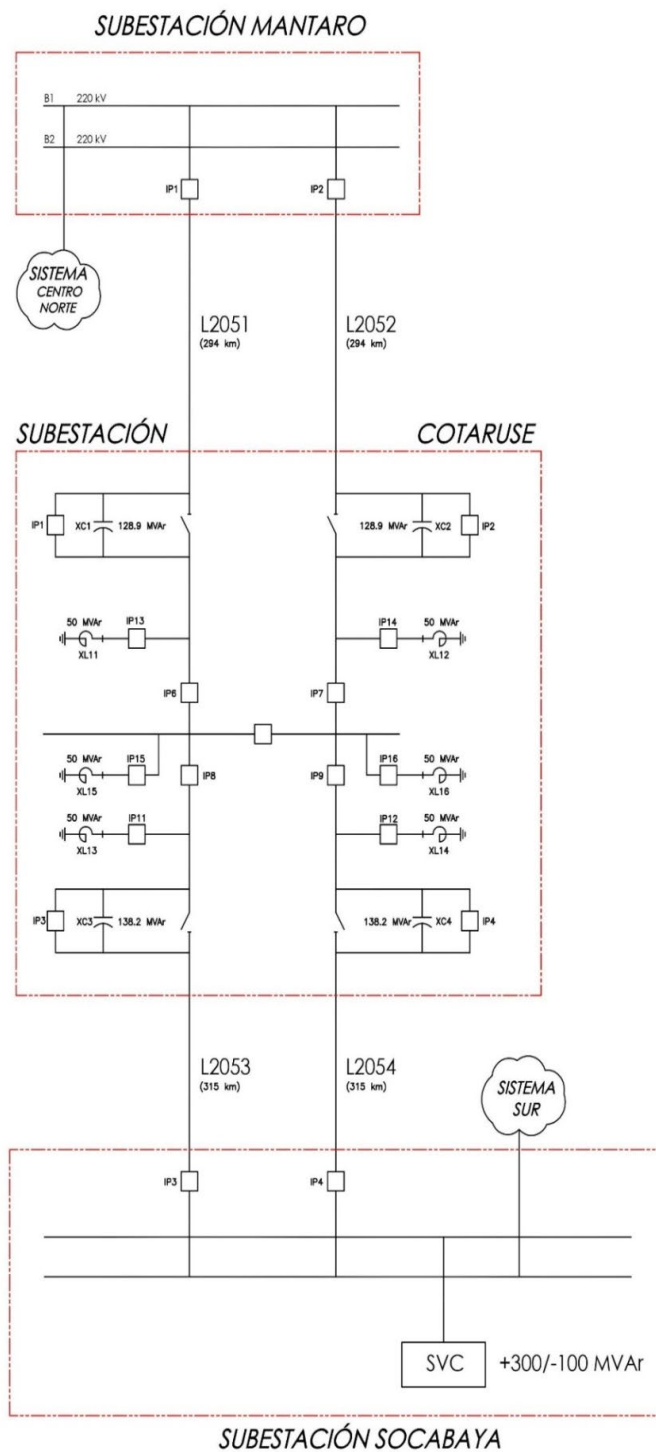


### **3.12 DIAGRAMA UNIFILAR DEL CONEXIONADO LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN ESTUDIO AÑO 2011**

Una vez realizado la simulación en el ítem 3.10. se procede a representar las modificaciones realizadas en el diagrama unifilar en la figura 52, con los nuevos parámetros de los compensadores en serie.

Se ve que en la figura 48, que la corriente en las líneas de transmisión 2051 y 2052 es de 840 amperios y la reactancia capacitiva es de 99.49 ohmios (tabla 17), por lo que la potencia reactiva en los compensadores Xc1 y Xc2 será de 70.2 MVar.

También se ve que en la figura 48, la corriente en las líneas de transmisión 2053 y 2054 es de 740 amperios y la reactancia capacitiva es de 97.12 ohmios (tabla 17), por lo que la potencia reactiva en los compensadores Xc3 y Xc4 será de 53.18 MVar.



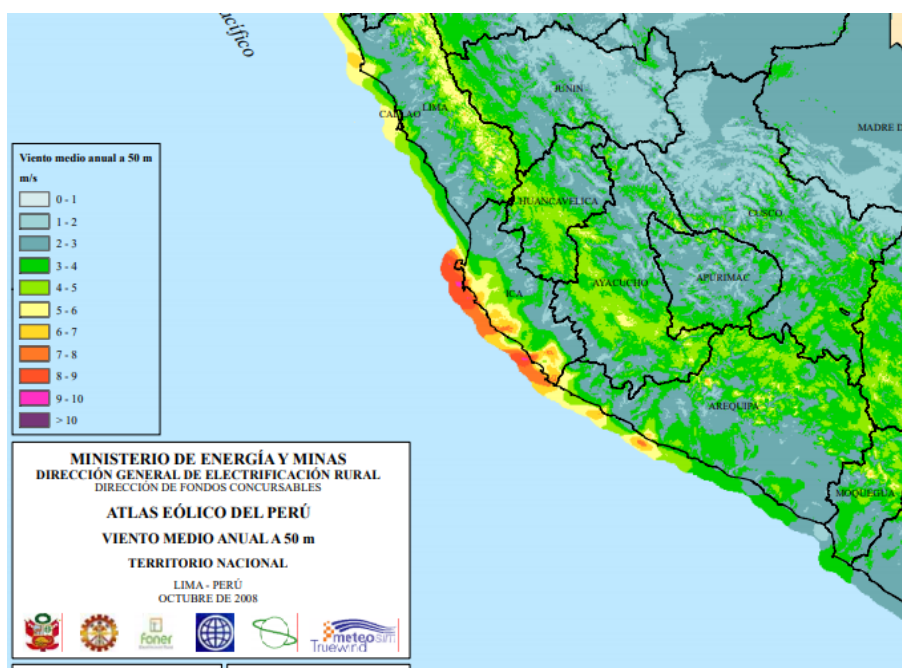
**Figura 53.** Línea Mantaro-Cotaruse-Socabaya

**Fuente:** elaborado con los datos de la página del COES: Unifilar del SEIN, septiembre del 2011, <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/CaractSEIN/DiagramaUnifilar>

### 3.13 VARIACIÓN DE LA FLECHA DEL CONDUCTOR

La flecha del conductor varía debido a la temperatura del conductor, se sabe que esta se dilata y por lo tanto la flecha aumenta como se ve en la figura 32. También se sabe que la relación en estas dos variables es lineal, esto puede verificarse al repetir la simulación para otros valores de corriente, manteniendo constante una velocidad de viento.

Por lo tanto, se revisará el atlas eólico del Perú publicado por el SEHNAMI, para los lugares donde la línea de transmisión los recorre.

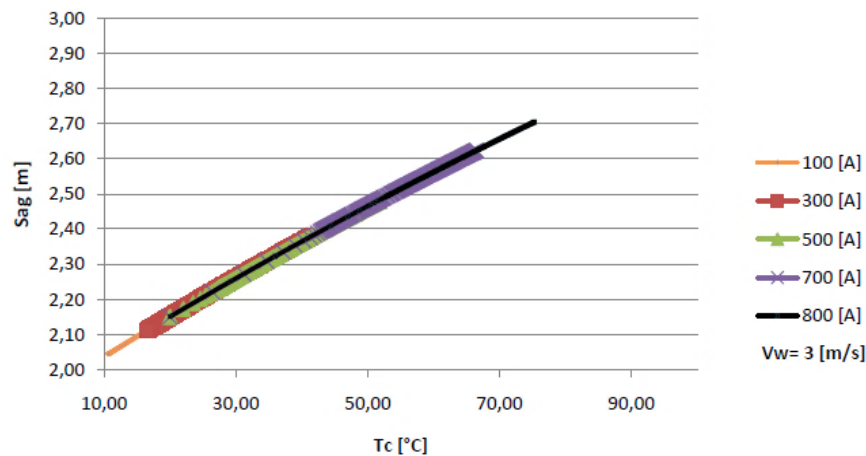


**Figura 54.** Vientos por los lugares donde recorre la LT Mantaro-Cotaruse-Socabaya

**Fuente:** MEM, página 22, [https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/Institucional/Estudios\\_Economicos/Otros-Estudios/Atlas-Eolico/AtlasEolicoLibro.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Otros-Estudios/Atlas-Eolico/AtlasEolicoLibro.pdf)

Se ve que, por los lugares donde atraviesa la línea de transmisión, se tiene velocidades de viento entre 3 a 4 m/s, a 50 metros del suelo, (asumiendo que todas las torres tienen una altura promedio de 50 m).

Para este análisis, se tendrá una velocidad de viento promedio de 3 m/s, por lo que se usará el siguiente gráfico para calcular la elongación de la flecha de los conductores debido a la temperatura.



**Figura 55.** Flecha vs. Temperatura del conductor con  $V_w = 3 \text{ m/s}$

**Fuente:** Téllez Gutiérrez, S. (2011). Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados

Del gráfico anterior se puede apreciar que la flecha se elonga, entre 50 a 70 cm, para conductores que soportan entre 500 a 800 amperios; lo cual es aceptable para la línea de transmisión en estudio según el CNE, en lo referente a medidas de seguridad de distancia entre fases en líneas de transmisión de 220 KV.

### 3.14 APLICACIÓN DEL MÉTODO HALLADO A LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-5006

El procedimiento descrito se puede aplicar a otra línea de transmisión, se elegirá una LT, para poder determinar, el grado de compensación aceptable.

En el Perú, existen varias líneas de transmisión que podrían servirnos para aplicar el método expuesto, por lo cual, se elegirá la línea Carabayllo-Chimbote Nueva (L-5006), que es una línea relativamente larga (376 Km), de extra alta tensión (500 KV), asimismo también se conoce los parámetros de la línea de transmisión en mención y también el diagrama unifilar de la línea mencionada.

#### 3.14.1 Parámetros eléctricos de la línea L-5006

La línea L-5006, tiene las siguientes características eléctricas:

**Tabla 19.**

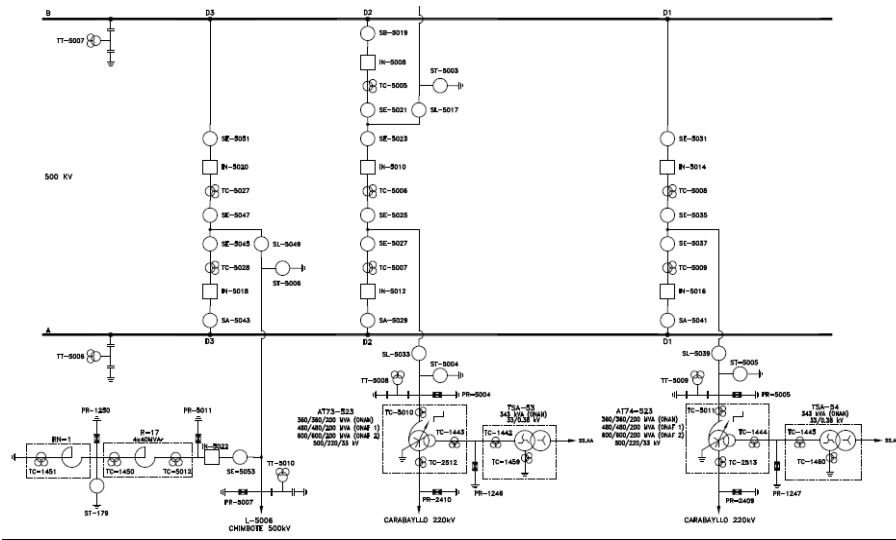
*Parámetros eléctricos de la línea L-5006*

| Estación Transformadora |                     | Parámetros     |                    |             |                   |                  |               |        |       |       |               |        |       |       |
|-------------------------|---------------------|----------------|--------------------|-------------|-------------------|------------------|---------------|--------|-------|-------|---------------|--------|-------|-------|
| Origen                  | Destino             | Código<br>COES | Tensión<br>Nominal | Long.<br>km | Capacidad.<br>MVA | Long.<br>Amp (A) | SECUENCIA (+) |        |       |       | SECUENCIA (0) |        |       |       |
|                         |                     |                |                    |             |                   |                  | R             | X      | B     | G     | R0            | X0     | B0    | G0    |
|                         |                     |                |                    |             |                   |                  | ohm/Km        | ohm/Km | μS/Km | μS/Km | ohm/Km        | ohm/Km | μS/Km | μS/Km |
| CARABAYLLO              | DERIVACIÓN-<br>5006 | L-5006(1)      | 500                | 376         | 600.16            | 693.00           | 0.02          | 0.31   | 5.22  | 0.22  | 0.20          | 1.00   | 3.12  | 0.00  |

**Fuente:** Elaboración propia, basada en <https://www.slideshare.net/GilbertoMejiaC1/2-operacion-de-sistemas-de-transmision-de-500k-v-rep>

### 3.14.2 Diagrama unifilar de la línea L-5006

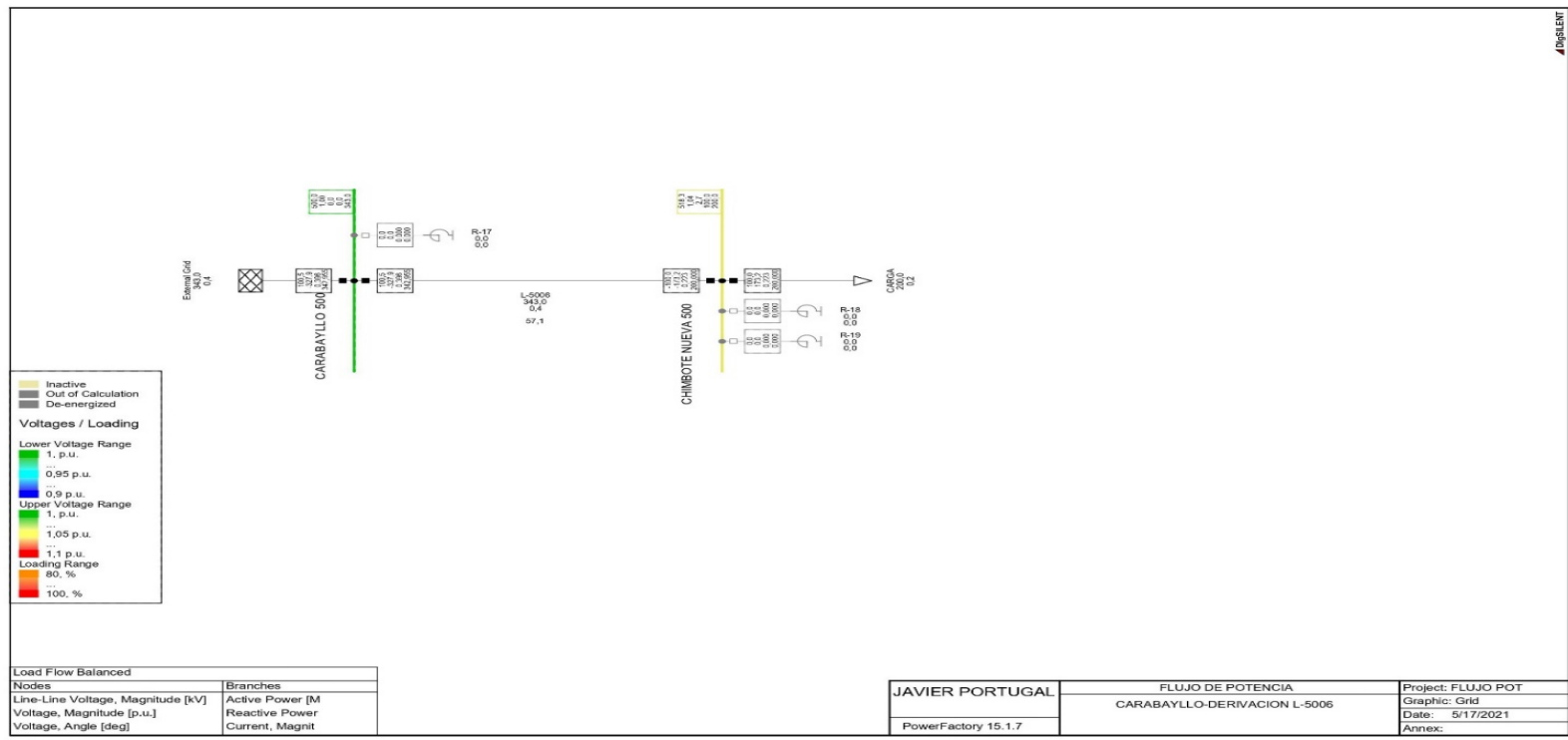
Se presenta en dos figuras, para mayor detalle de la línea en mención.



**Figura 56.** Diagrama unifilar barra Carabayllo

**Fuente:** Elaboración propia basada en “operación de los sistemas de transmisión en 500 kv”, página 31, <https://www.slideshare.net/GilbertoMejiaC1/2-operacion-de-sistemas-de-transmision-de-500k-v-rep>





**Figura 58.** Simulación de la línea Carabayllo – Chimbote Nueva (L-5006), antes de la compensación

**Fuente:** Elaboración propia, diagrama construido en DlgSILENT con los parámetros eléctricos de la L-5006 mostrado en la página del COES archivo Excel “Lineas2018”, <https://www.coes.org.pe/Portal/Operacion/Estudios/OperacionSEIN>

De la simulación llevada a cabo se tiene los siguientes parámetros eléctricos resultantes:

$P_2P_2$  : Flujo de potencia por la línea a hallar.

$U_1U_1$  : Tensión extremo emisor Carabayllo:  $500 \mid 0^0kV \mid 500 \mid 0^0kV$

$U_2U_2$  : Tensión extremo receptor Chimbote Nueva:  
 $518.3 \mid -2.7^0kV \mid 518.3 \mid -2.7^0kV$

$X_LX_L$  : Reactancia de la línea, por tabla 19:  
 $0.31 \Omega/Km = 0.31(376) = 116.56 \Omega$

$(\&)(\&)$  : Diferencia angular entre  $U_1U_1$  y  $U_2U_2$ :  
 $0^0 - (-2.7)^0 = 2.7^0$

$X_CX_C$  : Reactancia del compensador en serie, este se puede proponer, como grado de compensación (k), por lo que se propone varios grados de compensación, tales como: 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%.

Seguidamente se aplicará la fórmula:

$$P_2 = \frac{|U_1| * |U_2|}{X_L - X_C} * \text{sen}(\&)$$

Tabla de resultados después de aplicar la fórmula:

**Tabla 20.**

Cálculo de  $P_2P_2$  en función de  $U_1U_1$ ,  $V$ ,  $X_LX_L$ ,  $X_CX_C$ ,  $(\&)(\&)$

| PARÁMETROS DE CÁLCULO |            |                     |          |                |                |             |            |
|-----------------------|------------|---------------------|----------|----------------|----------------|-------------|------------|
| $ U1  (kV)$           | $ U2 (kV)$ | $\text{sen}(2.7^0)$ | $K (\%)$ | $X_L (\Omega)$ | $X_C (\Omega)$ | $C (\mu F)$ | $P_2 (MW)$ |
| 500                   | 518.3      | 0.04711             | 10       | 116.56         | 11.66          | 227.49      | 116.37     |
| 500                   | 518.3      | 0.04711             | 20       | 116.56         | 23.31          | 113.79      | 130.84     |
| 500                   | 518.3      | 0.04711             | 25       | 116.56         | 29.14          | 91.03       | 139.64     |
| 500                   | 518.3      | 0.04711             | 30       | 116.56         | 34.97          | 75.85       | 149.62     |
| 500                   | 518.3      | 0.04711             | 40       | 116.56         | 46.62          | 56.90       | 174.54     |
| 500                   | 518.3      | 0.04711             | 50       | 116.56         | 58.28          | 45.51       | 209.47     |



|            |              |                |           |               |              |              |               |
|------------|--------------|----------------|-----------|---------------|--------------|--------------|---------------|
| 500        | 518.3        | 0.04711        | 60        | 116.56        | 69.94        | 37.92        | 261.85        |
| <b>500</b> | <b>518.3</b> | <b>0.04711</b> | <b>69</b> | <b>116.56</b> | <b>80.43</b> | <b>32.98</b> | <b>337.88</b> |
| 500        | 518.3        | 0.04711        | 70        | 116.56        | 81.59        | 32.51        | 349.09        |

**Fuente:** Elaboración propia

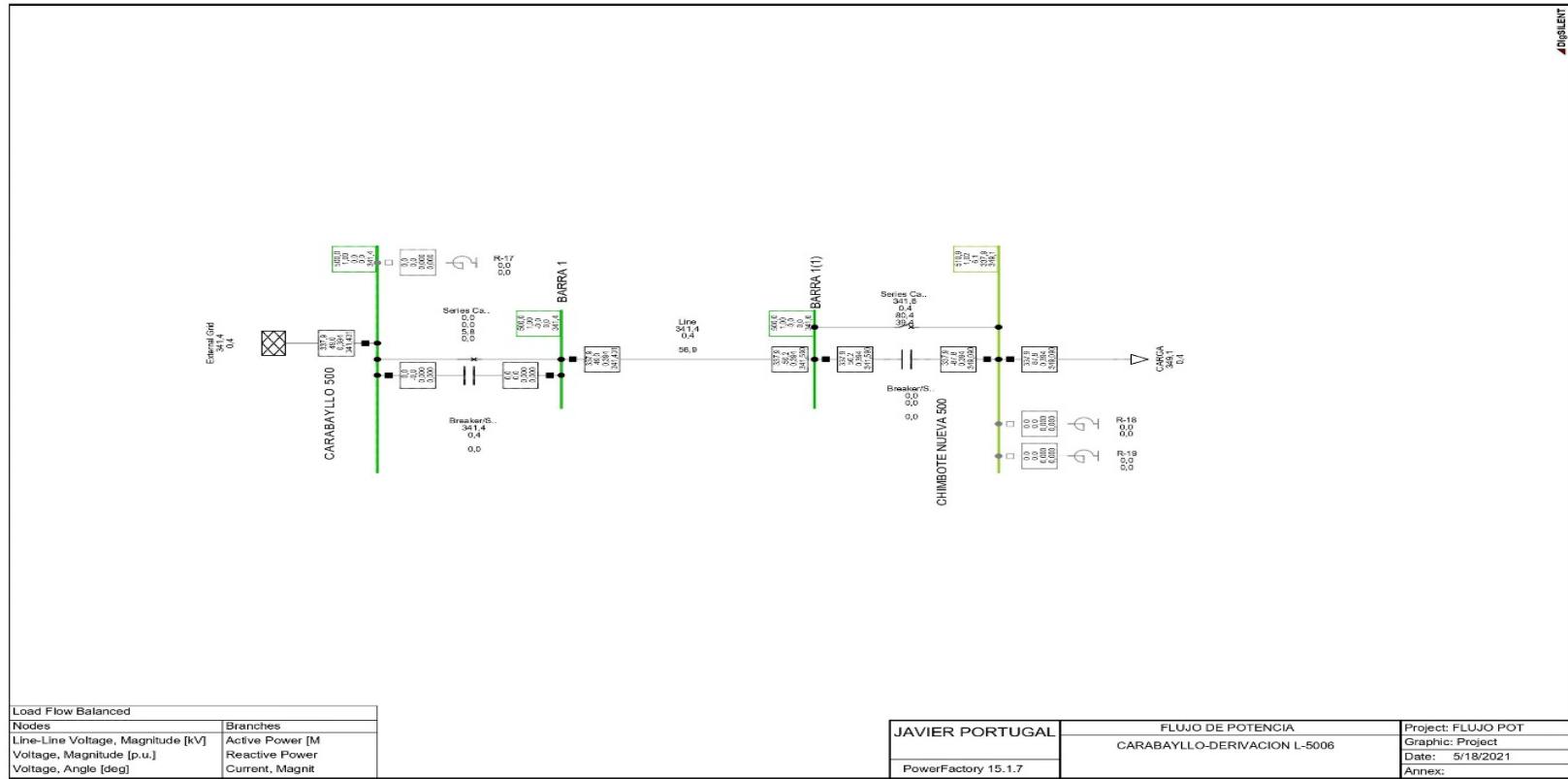
De acuerdo con la tabla de resultados del ítem anterior, se puede ver que hay varios grados de compensación aceptables para la línea L-5006, pero se tiene que encontrar una de tal modo, que cuando se aumente la potencia activa en la barra Chimbote Nueva, y la línea de transmisión L-5006; no aumente la capacidad de transporte de la línea, que está en un 57.1%.

De acuerdo, con las simulaciones con diferentes valores de compensación, se puede observar que la carga aumenta conforme aumenta el parámetro K.

Cuando se tiene un valor de carga es de 337.88 MW, la capacidad de transporte de la línea L-5006 es de 56.9%, lo cual es prácticamente igual que la anterior simulación.

Se elige compensar al extremo de la barra Chimbote Nueva, porque cuando se instala el compensador en este lugar, se logra una gran ampliación de la cargabilidad de la línea, estando en un inicio en 100 MW y con la compensación serie logra aumentar a 337.88 MW, lo cual es satisfactorio para la compensación que se busca.

Así que, se hará la simulación con el valor de la reactancia capacitiva de 80.43  $\Omega$ , y la potencia activa de 337.88 MW en la barra de Chimbote Nueva, se verá posteriormente el análisis que hace el software con los datos implementados.



**Figura 59.** Simulación de la línea Carabayllo – Chimbote Nueva (L-5006), después de la compensación  
**Fuente:** Elaboración propia

### 3.14.3 Informe de los resultados de la simulación de la línea L-5006

|   |                   |                                      |             |  |            |
|---|-------------------|--------------------------------------|-------------|--|------------|
|   |                   | DigSILENT<br>PowerFactory<br>16.1.7  |             | Project:<br>Date: 5/18/2021                |            |
| Load Flow Calculation                     |                   |                                      |             | Grid Summary                               |            |
| AC Load Flow, balanced, positive sequence |                   | Automatic Tap Adjust of Transformers |             | Automatic Model Adaptation for Convergence |            |
| Consider Reactive Power Limits            |                   | No                                   |             | No   |            |
| Max. Acceptable Load Flow Error for Nodes |                   |                                      |             | 1,00 MVA                                   |            |
| Model Equations                           |                   |                                      |             | 0,10 %                                     |            |
| Grid: Project                             |                   | System Stage: Project                |             | Study Case: Study Case                     |            |
|   |                   |                                      |             | Annex: / 2                                 |            |
| Grid: Project Summary                     |                   |                                      |             |  |            |
| No. of Substations                        | 0                 | No. of Busbars                       | 4           | No. of Terminals                           | 0          |
| No. of 2-w Trfs.                          | 0                 | No. of 3-w Trfs.                     | 0           | No. of syn. Machines                       | 0          |
| No. of Loads                              | 1                 | No. of Shunts                        | 3           | No. of SVS                                 | 0          |
| Generation                                | = 0,00 MW         |                                      | 0,00 Mvar   |  | 0,00 MVA   |
| External Infeed                           | = 337,89 MW       |                                      | 49,05 Mvar  |  | 341,43 MVA |
| Infeed Grid Flow                          | = 0,00 MW         |                                      | 0,00 Mvar   |  |            |
| Load P(U)                                 | = 337,89 MW       |                                      | 87,75 Mvar  |  | 349,09 MVA |
| Load P(Un)                                | = 337,89 MW       |                                      | 87,75 Mvar  |  | 349,09 MVA |
| Load P(Un-U)                              | = 0,00 MW         |                                      | 0,00 Mvar   |  |            |
| Motor Load                                | = 0,00 MW         |                                      | 0,00 Mvar   |  | 0,00 MVA   |
| Grid Losses                               | = 0,01 MW         |                                      | -38,71 Mvar |  |            |
| Line Charging                             | =                 |                                      | -1,20 Mvar  |  |            |
| Compensation Ind.                         | =                 |                                      | 0,00 Mvar   |  |            |
| Compensation cap.                         | =                 |                                      | 0,00 Mvar   |  |            |
| Installed Capacity                        | = 0,00 MW         |                                      |             |  |            |
| Spinning Reserve                          | = 0,00 MW         |                                      |             |  |            |
| Total Power Factor:                       |                   |                                      |             |  |            |
| Generation                                | = 0,00 [-]        |                                      |             |  |            |
| Load/Motor                                | = 0,97 / 0,00 [-] |                                      |             |  |            |

**Figura 60.** Datos obtenidos de la simulación, después de compensar  
**Fuente:** Elaboración propia

En este cuadro se presenta que la línea de transmisión L-5006, esta compensada, tiene una potencia activa de 337.89 MW, y una potencia reactiva de 87.75 MVAR, medidos en el extremo de la línea en Chimbote Nueva.

Pero también la cargabilidad de la línea en la figura 58, es de 56.9%. por lo que se comprueba que, con la aplicación del método, efectivamente, aumenta la potencia activa en el extremo de la línea en Chimbote Nueva.

**Tabla 21.**

*Cotejo de resultados antes y después de la simulación de la línea L-5006*

| COMPARACIÓN DE SIMULACIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN L-5006 |        |          |      |          |       |          |       |          |      |          |       |         |
|--|--------|----------|------|----------|-------|----------|-------|----------|------|----------|-------|---------|
| BARRA  | LÍNEA  | I (A)    |      | U (KV)   |       | P (MW)   |       | Q (MVAR) |      | S (MVA)  |       | %ΔI (A) |
|  |        | SIN COMP | COMP | SIN COMP | COMP  | SIN COMP | COMP  | SIN COMP | COMP | SIN COMP | COMP  |         |
| CARABAYLLO   | L-5006 | 396      | 394  | 500      | 500   | 0        | 0     | -327.9   | 49   | 343      | 341.4 | -0.01   |
| CHIMBOTE<br>NUEVA  | L-5006 | 223      | 394  | 518.3    | 510.9 | 100      | 337.9 | 173.2    | 87.8 | 200      | 349.1 | 76.6    |

**Fuente:** Elaboración propia

## **CAPÍTULO IV**

### **RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

#### **4.1 RESULTADOS DEL TRATAMIENTO Y ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN**

##### **4.1.1 Resultados de la simulación eléctrica de la línea de transmisión**

Para realizar una comparación de resultados de la simulación, se ha puesto la fecha del año 2009, como la simulación anterior, a la compensación, y el año 2011, como la simulación posterior a la compensación, para tener una referencia de comparación de datos.

**Tabla 22.***Comparación de parámetros eléctricos en los años 2009 y 2011*

| <b>COMPARACIÓN DE SIMULACIÓN DE PARÁMETROS ELÉCTRICOS EN LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN AÑOS 2009 VS 2011</b> |               |             |             |             |             |             |             |               |             |              |             |                  |
|--|---------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|---------------|-------------|--------------|-------------|------------------|
| <b>BARRA</b>   | <b>LÍNEA</b>  | <b>I</b>    |             | <b>U</b>    |             | <b>P</b>    |             | <b>Q</b>      |             | <b>S</b>     |             | <b>%ΔI</b>       |
|  |               | <b>(A)</b>  |             | <b>(KV)</b> |             | <b>(MW)</b> |             | <b>(MVAR)</b> |             | <b>(MVA)</b> |             | <b>(A)</b>       |
|  |               | <b>2009</b> | <b>2011</b> | <b>2009</b> | <b>2011</b> | <b>2009</b> | <b>2011</b> | <b>2009</b>   | <b>2011</b> | <b>2009</b>  | <b>2011</b> | <b>2009-2011</b> |
| <b>MANTARO</b>   | <b>L-2051</b> | 539.0       | 842.0       | 220.0       | 220.0       | 177.2       | 287.2       | -103.7        | -142.8      | 205.4        | 320.8       | <b>56.21</b>     |
| <b>COTARUSE</b>  | <b>L-2051</b> | 435.0       | 699.0       | 231.4       | 230.7       | -173.1      | -276.0      | -22.2         | -41.8       | 174.5        | 279.2       | <b>60.69</b>     |
| <b>MANTARO</b>   | <b>L-2052</b> | 539.0       | 842.0       | 220.0       | 220.0       | 177.2       | 287.2       | -103.7        | -142.8      | 205.4        | 320.8       | <b>56.21</b>     |
| <b>COTARUSE</b>  | <b>L-2052</b> | 435.0       | 699.0       | 231.4       | 230.7       | -173.1      | -276.0      | -22.2         | -41.8       | 174.5        | 279.2       | <b>60.69</b>     |
| <b>COTARUSE</b>  | <b>L-2053</b> | 438.0       | 756.0       | 231.4       | 230.7       | 173.1       | 276.0       | -28.5         | -123.1      | 175.4        | 302.2       | <b>72.60</b>     |
| <b>SOCABAYA</b>  | <b>L-2053</b> | 450.0       | 737.0       | 212.0       | 214.4       | -165.0      | -252.5      | -7.6          | 105.7       | 165.2        | 273.7       | <b>63.78</b>     |
| <b>COTARUSE</b>  | <b>L-2054</b> | 438.0       | 756.0       | 231.4       | 230.7       | 173.1       | 276.0       | -28.5         | -123.1      | 175.4        | 302.2       | <b>72.60</b>     |
| <b>SOCABAYA</b>  | <b>L-2054</b> | 450.0       | 737.0       | 212.0       | 214.4       | -165.0      | -252.5      | -7.6          | 105.7       | 165.2        | 273.7       | <b>63.78</b>     |

*Fuente:* Elaboración propia

Se puede apreciar en la tabla anterior, que la compensación en serie, aumentó los valores de los parámetros de potencia de la línea de transmisión, sobre todo en la potencia activa y en la potencia aparente.

En la potencia reactiva, más bien es una interpretación diferente, porque sufre la influencia de reactores en la barra de Cotaruse y reactores en la línea 2053 y 2054, esta es la razón por la que sufre una gran distorsión.

Uno de los resultados de la simulación más interesantes es la última columna, donde se consigna la variación de la intensidad de corriente eléctrica en porcentajes, y por lo que se puede ver qué aumento en un porcentaje bastante alto en cada línea de transmisión, por lo que se extrae en un cuadro aparte para su análisis.

#### 4.1.2 Variación porcentual de la intensidad de la corriente eléctrica como parámetro estadístico de la compensación de la LT

En la tabla 17 extraída de la tabla 16, se puede ver que el flujo de corriente eléctrica se incrementó en toda la línea de transmisión, en diferentes porcentajes ( $\Delta I$ ).

**Tabla 23.**

*Comparación de parámetros eléctricos en los años 2009 y 2011*

| BARRA    | LÍNEA  | I     |       | % $\Delta I$ |
|----------|--------|-------|-------|--------------|
|          |        | (A)   | (A)   | (A)          |
|          |        | 2009  | 2011  | 2009-2011    |
| MANTARO  | L-2051 | 539.0 | 842.0 | 56.21        |
| COTARUSE | L-2051 | 435.0 | 699.0 | 60.69        |
| MANTARO  | L-2052 | 539.0 | 842.0 | 56.21        |
| COTARUSE | L-2052 | 435.0 | 699.0 | 60.69        |
| COTARUSE | L-2053 | 438.0 | 756.0 | 72.60        |
| SOCABAYA | L-2053 | 450.0 | 737.0 | 63.78        |
| COTARUSE | L-2054 | 438.0 | 756.0 | 72.60        |
| SOCABAYA | L-2054 | 450.0 | 737.0 | 63.78        |

**Fuente:** Elaboración propia

Del cuadro anterior, se puede afirmar que, gracias a la compensación en serie realizada, que las líneas 2051 y 2052 al inicio de la barra de Mantaro, aumentó en un 56.21% su intensidad de corriente eléctrica, y que este aumento está dentro de los parámetros soportados por el límite de capacidad térmica hallada en el ítem 3.7.

También se puede afirmar que la línea 2051 y 2052, al final de la barra de Cotaruse, incrementó un 60.69% su intensidad de corriente eléctrica, y está dentro de los parámetros eléctricos soportados por el límite de capacidad térmica hallada en el ítem 3.7.

De igual manera la línea 2053 y 2054 al inicio de la barra de Cotaruse, incrementó en un 72.60% su capacidad de transportar energía eléctrica, y también está dentro de los parámetros eléctricos de capacidad térmica obtenidos en el ítem 3.7.

Y por último la línea 2053 y 2054, al final de la barra de Socabaya, incrementó en un 63.78% su capacidad de transportar energía eléctrica, por lo cual está dentro de los límites de capacidad térmica obtenidos en el ítem 3.7.

Resumiendo, de las líneas 2051, 2052, 2053 y 2054 se puede afirmar que las líneas 2051 y 2052, son las que más soportarán el incremento de la corriente eléctrica, hasta los 842.0 amperios por dos conductores por fase (según datos técnicos de la líneas de transmisión), lo que quiere decir que es 421.0 amperios por conductor por fase, este aumento está muy por debajo del límite de temperatura permitido, el cual es de 695.72 amperios en una altitud de 4000 metros y 724.97 amperios en una altitud de 2000 metros.

#### **4.1.3 Voltaje en las barras del sistema eléctrico por consecuencia de la compensación**

En la tabla siguiente se puede ver que el voltaje en las barras eléctricas, no han sufrido mayor variación, y esto es debido a que las barras deben de mantener un voltaje dentro los parámetros establecidos por el CNE, por lo que no amerita un análisis muy profundo, tal vez mencionar que la barra de Socabaya, después de la compensación presentó una caída de voltaje, debido al aumento de carga, por lo que fue necesario instalar un banco de condensadores estático en la barra de tal modo que el voltaje este dentro de los parámetros eléctricos.

**Tabla 24.**

*Comparación de voltajes en barras en la LT en los años 2009 y 2011*

| AÑO            | U (kV) |       |
|----------------|--------|-------|
|                | 2009   | 2011  |
| BARRA MANTARO  | 220.0  | 220.0 |
| BARRA COTARUSE | 231.4  | 230.7 |
| BARRA SOCABAYA | 212.0  | 214.4 |

**Fuente:** Elaboración propia

#### 4.1.4 Valores de las reactancias por consecuencia de la compensación

En la siguiente tabla se muestra un resumen de las reactancias en el año 2009 y en el año 2011:

**Tabla 25.**

*Comparación de reactancias capacitivas en serie en la LT en los años 2009 y 2011*

|            | Xc ( $\Omega$ ) |       | C ( $\mu$ F) |       |
|------------|-----------------|-------|--------------|-------|
|            | 2009            | 2011  | 2009         | 2011  |
| <b>Xc1</b> | 56.00           | 99.49 | 47.37        | 26.66 |
| <b>Xc2</b> | 56.00           | 99.49 | 47.37        | 26.66 |
| <b>Xc3</b> | 72.00           | 97.12 | 36.84        | 27.31 |
| <b>Xc4</b> | 72.00           | 97.12 | 36.84        | 27.31 |

**Fuente:** Elaboración propia

Se ve que las reactancias aumentaron, lo que indica que los valores de los condensadores disminuyeron.

Se puede apreciar que el valor del condensador Xc1 y Xc2 disminuyeron, casi a la mitad de su valor, y que el valor del condensador Xc3 y Xc4 disminuyó en casi un cuarto su valor.

#### 4.1.5 Elongación de la flecha del conductor

Según la tabla 17, nuestro conductor soportará 896 amperios en las líneas 2051 y 2052, se elige estas líneas porque son los valores más elevados en toda la línea de transmisión.

Pero se debe tener en cuenta algo, que cada fase tiene dos conductores, por lo que los 896 amperios se dividen entre 2, por lo tanto, se tendrá 448 amperios por conductor por cada fase, por lo que según la figura 52, se ve que la flecha se elongará 60 cm. a la temperatura de 70 °C, lo cual está dentro de los límites de seguridad en las líneas de transmisión de 220 KV, normadas por el CNE.

#### 4.1.6 Consecuencias y efectos de la compensación en serie en la línea de transmisión

Se puede citar algunas consecuencias y efectos de incrementar el flujo de potencia por la línea Mantaro – Cotaruse – Socabaya a 505 MW.



- Este incremento de intensidad de corriente eléctrica no debe afectar a la línea de transmisión en sí, ya que a priori, los conductores por fase soportan el incremento de corriente, la elongación y la temperatura de los conductores se incrementará, pero dentro de los límites permitidos.
- Se deben cambiar parámetros en los interruptores de potencia, seccionadores, en los transformadores de las subestaciones implicadas.
- Como la potencia reactiva de la línea de transmisión se modifica en su totalidad, se deberán instalar nuevos compensadores en serie e instalar o modificar reactores en las barras para elevar la tensión en ellas.
- Todas estas modificaciones causan un desembolso de dinero, pero no se compara si se cambiara todos los parámetros de la línea de transmisión, lo cual obligaría a realizar un nuevo proyecto de línea de transmisión y por ende un gasto de dinero mucho más significativo.
- La cadena de aisladores, que se usa en la línea de transmisión, está en función del voltaje de la línea de transmisión, y no en función de la intensidad de corriente eléctrica, es por esto por lo que no se modificará este parámetro.
- La faja de servidumbre de la línea de transmisión, está en función del voltaje de 220000 voltios, motivo por el cual tampoco sufrirá modificación alguna.
- Se usa dos compensadores en una sola línea de transmisión, debido a que es más factible manejar dos bancos de condensadores distribuidos que uno solo, por razones de ductilidad, además también porque en medio de la línea de transmisión está la barra de la subestación de Cotaruse.

#### **4.1.7 Prueba de hipótesis**

De acuerdo con la hipótesis planteada en el capítulo 1, se plantea encontrar un método que permita el incremento del flujo de potencia de 330 a 505 MVA de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya 220 kV.

Y de acuerdo con todo el estudio de la investigación realizada en esta tesis, se pudo encontrar un método que permite compensar la LT y ampliar su capacidad de cargabilidad.

Los datos obtenidos por el método hallado fueron validados de dos formas: una por la simulación realizada a la línea compensada que arrojaba mediciones de parámetros eléctricos aceptables en la LT compensada; y la otra forma de validar estos datos es que la LT estudiada fue compensada en el año 2011 por la empresa REP (red

de energía del Perú), la empresa en mención, hizo la implementación de la compensación y actualmente esta LT tiene esos datos de cargabilidad debido a la compensación que se hizo.

De lo afirmado en el párrafo anterior, se puede afirmar que la hipótesis es verdadera, porque se cumplió con los objetivos propuestos en la investigación.

#### **4.1.8 Aportes del estudio de investigación**

El aporte del estudio de investigación al conocimiento científico, es haber determinado un método para aumentar la cargabilidad de una LT, usando compensadores en serie.

Este método hallado, no requiere para su implementación mayor gasto que el de la compra de los compensadores en serie (banco de condensadores) y algunos equipos afectados directamente por el incremento de potencia en la LT, (mayor capacidad de los interruptores, relays para la potencia incrementada, etc.), porque los otros materiales tales como el conductor y los apoyos eléctricos, no sufrirán ninguna modificación.

Este método hallado en particular, está basado en el método científico, porque tiene su asidero en cálculos matemáticos de LT, y además es corroborado por la simulación respectiva de la LT.

Por lo que se pone a disposición de la comunidad profesional este método, para incrementar la potencia de una línea de transmisión mediante la compensación en serie.

## CONCLUSIONES

- 1) El análisis realizado en este proyecto, permite concluir que es posible aumentar el flujo de potencia de la LT de 330 MW a 505 MW con el método hallado, sin perder estabilidad por el voltaje ante condiciones de operación normal y de contingencia.
- 2) En el año 2009, la cargabilidad de las líneas 2051 y 2052 estaba en el 38.50% y de las líneas 2053 y 2054 estaba en un 59.20%, por consecuencia de compensar la línea de transmisión, la cargabilidad de las líneas 2051 y 2052, se incrementó al 60.13% y de las líneas 2053 y 2054 se incrementó al 94.60%,
- 3) Se demostró que el incremento en de flujo de potencia en las líneas de transmisión para el año 2011, no afecta en su operación a línea de transmisión en estudio, porque se realizó los cálculos de máximo límite térmico de los conductores en la línea 2051, 2052, 2053 y 2054. Los valores máximos de corriente simulados en las líneas 2051 y 2052 son de 421 amperios por conductor; y en las líneas 2053 y 2054 son de 378 amperios, en las 4 líneas de transmisión mencionadas los valores están por debajo del límite térmico del conductor, el cual es de 695.752 amperios.
- 4) El conductor STARLING usado en las líneas de transmisión, tiene una capacidad de transporte de carga de 850 amperios, este valor está muy por encima de los valores de corriente simulados en las líneas 2051, 2052, 2053 y 2054 en todos los tramos estudiados, por lo que de acuerdo con estas características eléctricas del conductor este soporta sin ningún problema el incremento de flujo de carga a la potencia en estudio.
- 5) Los voltajes en las barras sufrieron caídas debido al incremento de flujo de potencia, por lo que hubo necesidad de agregar en las barras de Cotaruse y Socabaya compensadores reactivos de barra, para lograr estabilizar la tensión en ambos casos.
- 6) Para los flujos de potencia para ambos casos de análisis (2009 y 2011), la caída de tensión en la barra de carga en Socabaya es significativa, cumpliéndose la relación directa: “mayor flujo de potencia – mayor caída de tensión” en la barra de carga.
- 7) Para el caso de análisis del 2011, donde se hace posible el incremento de flujo de potencia por mayor capacidad de compensación, también tiene efecto de caída de tensión en la barra de Socabaya, por lo que se instaló un Compensador Estático de +300/-100 MVAR, en la realidad.

- 8) Con la alternativa conjunta de CS + “shunt” (fijo o SVC) en Socabaya es posible transportar 505 MW por la LT y los voltajes se mantienen dentro de los límites establecidos.
- 9) Se aplicó el método en la línea de transmisión L-5006, y se determinó que el procedimiento que se calculó en la tabla 19, predice el resultado de la compensación en serie, en cuanto al aumento de la potencia activa en la línea de transmisión, por lo que queda demostrado que el método usado sirve para la compensación en líneas de transmisión.
- 10) La conclusión en el punto 6, también se cumple en la simulación hecha, así como en su análisis posterior (tabla 20), de todos los parámetros de la línea de transmisión L-5006, donde se puede apreciar que los resultados hallados con respecto a esta línea de transmisión, también son parecidos a los hallados en la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, por lo que se puede afirmar que el método usado en este estudio, es posible usarlo en otras líneas de transmisión. Así poder determinar con demasiada aproximación el compensador en serie a usar para aumentar la potencia activa en la línea de transmisión.

## RECOMENDACIONES

- 1) Para el método hallado se simuló la línea de transmisión en estudio con las características básicas de esta, no tomándose en cuenta los efectos transitorios, como cortocircuitos en todas sus variantes, se recomienda que, a efectos de un estudio de ingeniería en detalle, se hagan estos estudios complementados con la simulación respectiva.
- 2) Para evitar la caída de voltaje en las barras de Cotaruse y Socabaya se usó compensadores estáticos para la simulación, se recomienda que para estudios de ingeniería en detalle se usen compensadores estáticos de VAR (SVC).
- 3) Es necesario precisar en la ingeniería de detalle la ubicación de estos compensadores estáticos de VAR en serie a lo largo de la línea de transmisión.
- 4) Se recomienda simular la compensación en serie de la línea de transmisión, en otro software similar al Digsilent, para contrastar los resultados de ambas simulaciones, para la ingeniería de detalle, porque siempre es bueno tener otro punto de vista.
- 5) No se consideró en este estudio de caso las pérdidas por efecto corona, se recomienda hacerlo si se desea realizar la ingeniería en detalle, porque la línea de transmisión en todo su recorrido, atraviesa por lugares donde la altura es alrededor de los 4000 msnm, y en los meses invernales es casi seguro que la niebla propia de estos lugares incrementa las pérdidas por efecto corona en la línea de transmisión.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- BANCO MUNDIAL. Perspectivas de la economía mundial. El cambio de marea. Washington. 2019.
- BUSTOS, H. Condensadores en serie en líneas de subtransmisión. Tesis (Título de Ingeniero Eléctrico). Quito: Escuela Politécnica Nacional, 1986. 485 pp. [Fecha de Consulta: 26 de julio de 2020]. Disponible en <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/6179/>
- CARRANZA, H., MARTÍN, M. Sistemas eléctricos de potencia. Buenos Aires: Editorial Alsina. 2007. 226 pp. ISBN 9505531532.
- CORIA, L. Análisis de flujos de carga. Tucumán: Universidad Tecnológica de Tucumán. 2015.
- CORTÉZ, J. et al. Métodos iterativos de Jacobi y Gauss-Seidel. México: UNAM. 2019.
- CURSOS TESLA. Condensadores en líneas de transmisión. [En línea]. [Fecha de Consulta: 12 de diciembre de 2019.]
- DEJO, R. Metodología para el diseño de una línea de transmisión de 220 KV en el Perú, según consideraciones nacionales e internacionales. Tesis (Título de Ingeniero Mecánico). Chiclayo: Universidad Católica Santo Toribio de Mogrovejo, 2019. 79 pp. Disponible en: [https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/1693/1/TL\\_DejoSerquenRicardo.pdf](https://tesis.usat.edu.pe/bitstream/20.500.12423/1693/1/TL_DejoSerquenRicardo.pdf)
- DIGSILENT. Digsilent lanza power factory. 2018. [Fecha de consulta: 26 de noviembre de 2019]. Disponible en: <https://www.digsilent.de/en/newsreader/powerfactory-2019-release.html>.
- ELECTROCABLE. Listado de cables. (2018). [Fecha de consulta: 12 de diciembre de 2019.]. Disponible en: [www.electrocable.com](http://www.electrocable.com)
- GÁLEAS, R. Líneas de transmisión eléctrica. Lima: Editorial Megabyte. 2010. ISBN 978-612-4005-29-9.
- GIADROSSI, G. et al. Análisis de estabilidad de voltaje de cruceros totalmente eléctricos", Simposio internacional de 2008 sobre electrónica de potencia, accionamientos eléctricos, automatización y movimiento. Ischia: SPEEDHAM. (2008). doi: 10.1109.
- GIMÉNEZ, D. Líneas aéreas. Mendoza - Argentina: Instituto San Pablo Luján de Cuyo. (2019).

- GRAINGER, J., STEVENSON, W. Análisis de sistemas de potencia. Madrid: Editorial McGraw-Hill Interamericana, 2002. 740 pp. ISBN 970-10-0908-8.
- GRANADA-ECHEVERRY, M., ESCOBAR, A., GALLEGO, R. Flujo de carga en sistemas de transmisión - Modelamiento y análisis. Pereira: Universidad Tecnológica de Pereira. 2016. 216 pp. ISBN 978-958-722-241-8.
- HERNÁNDEZ, R., FERNÁNDEZ, C., BAPTISTA, P. Metodología de la investigación: Las rutas, Cuantitativa, cualitativa y mixta. Madrid: McGraw Hill. 2018. 753 pp. ISBN 1456261983.
- IEEE SA. IEEE 1459-2010. Definiciones estándar IEEE para la medición de cantidades de energía eléctrica en condiciones sinusoidales, no sinusoidales, balanceadas o no balanceadas. 2000. IEEE SA, 2000. [Fecha de consulta: 23 de abril de 2020]. Disponible en: <https://standards.ieee.org/standard/1459-2010.html>.
- IEEE SA. 738-2012. Estándar IEEE para calcular la relación entre la temperatura y la corriente de los conductores aéreos desnudos. 2012. [Fecha de consulta: 24 de noviembre de 2019]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6692858>.
- JYTOP. Cables fabricante original. s.f. [Fecha de consulta: 12 de diciembre de 2019]. Disponible en: <https://es.jytopcable.com/>.
- LOW, S. Convex relaxation of optimal power flow: A tutorial. IREP symposium bulk power system dynamics and control - ix optimization, security and control of the emerging power grid. 2013 [Fecha de consulta: 25 de octubre de 2019]. Disponible en: <https://ieeexplore.ieee.org/document/6629391/authors>. ISBN: 978-1-4799-0199-9.
- LLORENTE, A. Cables Eléctricos Aislados. Madrid: Editorial Paraninfo, 1994. 328 pp. ISBN 9788428320658.
- MILANO, F. Power system modelling and scripting. Nueva York: Editorial Springer. 2010. ISBN 978-3-642-13668-9.
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS. Perú sector eléctrico 2010 modelo energético sostenible. Lima. 2010.
- MUÑOZ, N. et al. Análisis de los flujos de potencia de sistemas eléctricos y su Interpretación física. (2012). [Citado el: 12 de julio de 2020.] [https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-07642012000500007](https://scielo.conicyt.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642012000500007)
- MUNOZ, N., VILLADA, F. y CADAVID, D. Análisis de los Flujos de Potencia de Sistemas Eléctricos y su Interpretación Física. Inf. tecnol. [online]. 2012, vol.23, n.5 [Fecha de Consulta: 12 de julio de 2020], pp.57-68. ISSN 0718-0764. Disponible en:

[http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S0718-07642012000500007&Ing=es&nrm=iso](http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-07642012000500007&Ing=es&nrm=iso).

- ORTS-GRAU, S. et al. Compensador de potencia activa de derivación mejorado para el cumplimiento de la norma IEEE 1459. s.l.: IEEE Transactions on Power Delivery. Vol. (2010). vol. 25 pp. 2692-2701.
- PATIÑO, R. Análisis y control de flujos de potencia en estado estable. Tesis (Título de Maestro en Ciencias de la Ingenierías Eléctrica). Monterrey: Universidad Autónoma de Nueva León, 1995. 155 pp. [Fecha de Consulta: 13 de junio de 2020]. Disponible en: <https://cd.dgb.uanl.mx/handle/201504211/3047>.
- PROMELSA. Cables y conductores. 2018. [Fecha de Consulta: 12 de diciembre de 2019]. Disponible en: <https://www.promelsa.com.pe/productos/cables-y-conductores.html>
- SALAZAR, A. Métodos abiertos para la solución numérica de ecuaciones algebraicas y trascendentes. México: UNAM. (2019). DOI 105717.
- TÉLLEZ, S. Comportamiento de conductores eléctricos usados en líneas de transmisión ante esfuerzos electromecánicos y térmicos combinados. Tesis (Título de magister en Ingeniería Eléctrica). Bogotá: Universidad Nacional de Colombia, 2011. 72 pp. [Fecha de Consulta: 17 de diciembre de 2019]. Disponible en: <http://www.bdigital.unal.edu.co/4169/1/SandraMilenaT%C3%A9lezGuti%C3%A9rriz.2011.pdf>.
- VITAL, J. Instalaciones y máquinas eléctricas. (2016). [Fecha de Consulta: 23 de diciembre de 2019]. Disponible en: [https://www.academia.edu/28352603/Instalaciones\\_y\\_M%C3%A1quinas\\_El%C3%A9ctricas](https://www.academia.edu/28352603/Instalaciones_y_M%C3%A1quinas_El%C3%A9ctricas).
- VIVANCO, J. Aplicaciones de la extra alta tensión de 500 kV en la mejora del sistema eléctrico interconectado nacional. Tesis (Título en Ingeniería Mecánica-Eléctrica). Lima: Universidad Nacional de Ingeniería, 2012. 325 pp. [Fecha de Consulta: 19 de julio de 2020]. Disponible en: <http://cybertesis.uni.edu.pe/handle/uni/3407>.
- WESTINGHOUSE. Electrónica. (2019). [Fecha de Consulta: 23 de enero de 2020.]
- ZAPATA, J. Análisis de líneas de transmisión en estado permanente. Mendoza: Universidad Veracruzana, 2012. [Fecha de Consulta: 12 de mayo de 2020]. Disponible en [https://www.academia.edu/28808593/\\_AN%C3%A1LISIS\\_DE\\_L%C3%8DNEAS\\_DE\\_TRANSMISI%C3%93N\\_EN\\_ESTADO\\_PERMANENTE\\_TRABAJO\\_PARA\\_ACREDITAR\\_LA\\_EXPERIENCIA\\_RECEPCIONAL\\_DEL\\_PROGRAMA\\_EDUCATIVO](https://www.academia.edu/28808593/_AN%C3%A1LISIS_DE_L%C3%8DNEAS_DE_TRANSMISI%C3%93N_EN_ESTADO_PERMANENTE_TRABAJO_PARA_ACREDITAR_LA_EXPERIENCIA_RECEPCIONAL_DEL_PROGRAMA_EDUCATIVO)



\_DE\_INGENIER%C3%8DA\_MEC%C3%81NICA\_EL%C3%89CTRICA\_MODALID  
AD\_TESINA\_ALUMNO.

## **ANEXOS**

## MATRIZ DE CONSISTENCIA

**Tabla 25.**

*Método para el incremento del flujo de potencia de 330 a 505 MW en la línea de transmisión de 220 KV Mantaro-Cotaruse- Socabaya - año 2009*

| Planteamiento del problema   | Marco teórico   | Metodología  |
|--|---|--|
| <b>Problema general</b>  | <b>Antecedentes</b>   | <b>Método de la investigación</b>  |
| ¿Es posible encontrar un método resolutivo para el incremento del flujo de potencia de 330 a 505 MW hacia la zona sur en la línea de transmisión DE 220 Kv Mantaro-Cotaruse-Socabaya?      | <b>NACIONAL</b><br><b>VIVANCO M. Aplicaciones De La Extra Alta Tensión De 500 kv En La Mejora Del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional. Tesis de grado, universidad nacional de ingeniería, Lima, 2012.</b> Este trabajo concluye que: La evaluación técnica y económica de los diferentes niveles de tensión, emite resultados favorables para el nivel de Extra Alta Tensión, entre los cuales se tienen: Los niveles de EAT (extra alta tensión) proporcionan un mayor aporte de reactivos, favoreciendo la operación del sistema en máxima demanda. (VIVANCO 2012).  | Estudio hipotético deductivo   |
| <b>Problemas específicos</b>   | <b>GÁLEAS R. Líneas De Transmisión Eléctrica, Lima 2010.</b> En su libro se da más luces del comportamiento de las líneas de transmisión y cómo afecta la variación de potencia reactiva en los parámetros eléctricos de la línea de transmisión mencionada. También, nos indica que la línea de transmisión es la encargada de transportar, la energía eléctrica de una subestación a otra, y uno de los parámetros que nos indica su operatividad es la cantidad de energía eléctrica que transporta, a un determinado nivel de la tensión y potencia de transmisión. El nivel de tensión a transmitir generalmente viene dado por la distancia de transmisión, cuanto mayor sea el voltaje de transmisión mayor será la capacidad de potencia de transmisión (flujo de potencia). Por lo tanto, el equilibrio entre la generación y la demanda de carga es importante para la operación de la línea de transmisión, así que el incremento del flujo de potencia debe hacerse de manera objetiva y con estudios de ingeniería probados. Así como tener extremo cuidado en las repercusiones secundarias que pueda haber. (PATIÑO 1995). | <b>Tipo de la investigación</b>  |
| ● ¿Es posible el incremento de flujo de potencia en la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya?   |   | Exploratoria   |
| ● ¿Sera posible hallar una solución de cálculo matemático y eléctrico, para el aumento de la capacidad de transporte de carga de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya 220 kv? |   | <b>Nivel de la investigación</b>   |
|  |   | Exploratorio   |
|  | <b>INTERNACIONALES</b><br><b>PATIÑO R. Análisis de control de flujo de potencia en estado estable, tesis para la obtención del grado de maestro, Universidad Autónoma De Nuevo León, Monterrey, 1995.</b> En este trabajo de investigación, el análisis de flujo de potencia que hace en el estado estable, permitirá ver cómo se comporta la línea de transmisión en estado estacionario, tratada en este trabajo de investigación, cuando se varia su incremento del flujo de potencia. Además, concluye que en un sistema eléctrico de   | <b>Diseño de la investigación</b>  |
|  |   | Planteamiento de las Hipótesis:<br>Ho: Es posible que NO se pueda incrementar el flujo de potencia con el método de resolución a encontrar. P1 = P2 = P3 =...= P4<br>Ha: Es posible que SI se pueda incrementar el flujo de potencia en la línea de transmisión con el método de resolución a encontrar. |
|  |   | <b>Variables</b>   |
|  |   | <b>VI:</b> Método de resolución.   |
|  |   | <b>VD:</b> Incremento del flujo de potencia en la línea de transmisión Mantaro- Cotaruse-Socabaya.   |
|  |   | <b>Unidad de estudio</b>   |
|  |   | La unidad de estudio de la investigación es el flujo de potencia en la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, y como contrastación posterior de los datos se aplicará el método hallado a la línea de transmisión Carabayllo-Chimbote Nueva.  |

|  |  |   |
|--|--|---|
|  | <p>potencia debe existir en forma continua un equilibrio entre la generación y la carga eléctrica, de esta forma se tendrá una operación estable en el estado permanente. (ZAPATA, 2012).</p> <p><b>ZAPATA J. Análisis de líneas de transmisión en estado permanente, tesina de investigación, universidad veracruzana, Mendoza, 2012.</b> En este trabajo de investigación el estudio de los elementos del Sistema Eléctrico de potencia resulta de gran importancia cuando se requiere el transporte y comercialización eficaz de la energía eléctrica. Es cierto que el trabajo se centra en tratar la comercialización eléctrica, También menciona que los estudios asociados a la línea de transmisión, detallan los parámetros que la caracterizan como el elemento, dentro del Sistema Eléctrico de Potencia, que mayor pérdida de energía eléctrica presenta.</p> <p>Hace un análisis de la línea de transmisión, en el cual dice que los parámetros eléctricos, se concentran en dos grupos, uno con respecto a la rama serie, formado por la parte real resistiva y la parte imaginaria por la reactancia inductiva y el otro grupo representa a la rama paralelo compuesta por la parte real de la conductancia, que generalmente suele despreciarse en este tipo de estudio, y la parte imaginaria que corresponde al efecto capacitivo. Otro aspecto que resulta importante en este tipo de estudio es la geometría que existe entre los conductores de la línea de transmisión, porque a partir de ella se analizan los efectos inductivos y capacitivos. También menciona que, en el transporte de la energía eléctrica, es clave el análisis de la geometría de la línea de transmisión y sus parámetros eléctricos, lo que ha permitido desarrollar ecuaciones pertinentes para determinar la caída de tensión que se presentan en el transporte de la energía a corta o larga distancia, en donde se distingue que; el parámetro de la resistencia depende de la resistividad del conductor, la cual se opone al flujo de corriente, originando así pérdida de energía eléctrica en forma de calor, la inductancia es el parámetro que relaciona la pérdida de energía almacenada en el campo magnético variable originada por la corriente de la línea y la capacitancia representa las pérdidas eléctricas producidas por la corriente de carga (I carga), que es originada en el entorno del campo eléctrico por el diferencial de tensión entre los conductores, esta corriente se suma a la corriente de la línea. (ZAPATA, 2012).</p> <p><b>BUSTOS H. Condensadores en serie en líneas de subtransmisión. Tesis de grado, escuela politécnica nacional, Quito, 1996.</b> Trata en forma general lo siguiente: Que un condensador en serie con una línea genera reactivos cuya magnitud es dependiente de las variaciones de la carga.</p> <p>Menciona que los reactivos generados por un condensador en serie conllevan los siguientes beneficios técnicos: mejora la regulación de voltaje, por un mejoramiento de los niveles de voltaje en la carga; mejora del factor de potencia hacia el lado del terminal de envío de una línea; y aumento de la transferencia de potencia a través de una línea.</p> | <p>En este estudio se calculará los parámetros eléctricos, y sus modificaciones permitidas. Por lo tanto, este estudio, no tiene ni muestra y por ende población.</p> |
| <p><b>Objetivo general</b></p>   |  | <p><b>Técnicas e instrumentos de recolección de datos</b></p>   |
| <p>Encontrar un método de solución para el incremento del flujo de potencia de 330 a 505 MW hacia la zona sur en la línea de transmisión de 220 kV Mantaro-Cotaruse-Socabaya.</p>  |  |   |
| <p><b>Objetivo específico</b></p>  |  |   |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>● Determinar si la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, soporta el incremento del flujo de potencia.</li> <li>● Desarrollar los cálculos matemáticos y eléctricos que permitan incrementar el flujo de potencia en la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya.</li> </ul> |  | <ul style="list-style-type: none"> <li>• Calculo numérico de flujo de potencia.</li> <li>• Software de simulación de líneas de transmisión.</li> </ul>                |

|   |  |  |  |   |  |
|---|--|--|--|---|--|
|   | <p>Por último, señala que un condensador en serie al aumentar la transferencia de potencia a través de una línea, pospone inversiones de capital en la adquisición de nuevos equipos como pueden ser: generadores, líneas, etc. (BUSTOS,1986)</p>  |  |  |   |  |
| <b>Hipótesis general</b>  | <b>Teoría básica</b>   |  |  |   |  |
| <p>El método a encontrar es posible que permita el incremento del flujo de potencia de 330 a 505 MW de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya 220 kV.</p>  | <p>Tensión<br/>Alta tensión eléctrica Corriente alterna<br/>Condensador<br/>Conductores Impedancia capacitiva<br/>Impedancia inductiva</p>   |  |  |   |  |
| <b>Hipótesis específica</b>   | <b>Definición conceptual</b>   |  |  |   |  |
| <ul style="list-style-type: none"> <li>● Es posible incrementar de flujo de potencia de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya 220 kV.</li> <li>● Los cálculos matemáticos y eléctricos permitirán el aumento de la capacidad de transporte de carga de la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya 220 kV.</li> </ul> | <p><b>VI: Método de resolución</b>, un método de resolución halla un camino o una vía para solucionar algo, es decir, encontrar una variable incógnita conociendo otra variable conocida.</p> <p><b>VD: Incremento de Flujo de potencia en la línea de transmisión</b>, se denomina incremento de flujo de potencia al aumento de la capacidad de transportar carga en una línea de transmisión en estado bajo ciertos parámetros de operatividad de esta.</p> |  |  |   |  |
|   | <b>Definición operacional</b>  |  |  |   |  |
|   | <p><b>VARIABLE</b></p> <p>Método de resolución.</p> <p>Incremento de flujo de potencia en la línea de</p>  | <p><b>DIMENSIÓN</b></p> <p>Características eléctricas de la línea de transmisión antes del incremento de flujo de potencia.</p> <p>Esquemas unifilares de la línea de transmisión antes del incremento de flujo de potencia.</p> <p>Simulación de la línea de transmisión antes del incremento de flujo de potencia.</p> <p>Estudio de incremento de carga, límite térmico y elongación, en la línea de</p> <p>Incremento del flujo de potencia.</p> <p>Cálculo del compensador en</p> | <p><b>INDICADORES</b></p> <p>Datos eléctricos de la línea de transmisión antes del incremento de flujo de potencia.</p> <p>Máxima capacidad de transporte de una línea de transmisión.</p> <p>Límite térmico de capacidad de una línea de transmisión.</p> <p>Límite de elongación máxima permitida de los conductores en una línea de transmisión.</p> <p>Reactancia capacitiva del condensador en serie.</p> | <p><b>INSTRUMENTOS</b></p> <p>Simulador de flujos de potencia Digsilent.</p> <p>Cálculos eléctricos de máxima capacidad de transporte de una línea de transmisión.</p> <p>Tablas de límite térmico de conductores de fabricantes.</p> <p>Artículo científico de límite de elongación en conductores</p> <p>Simulador de flujos de potencia Digsilent.</p> <p>Cálculos matemáticos para hallar el compensador en</p> |  |

|  |                                       |   |  |  |
|--|---------------------------------------|---|--|--|
|  | transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya | serie que permita el incremento de la línea de transmisión. Dimensionamiento de equipos para el incremento de la línea de transmisión. Simulación de la línea de transmisión después del incremento del flujo de potencia. Estudio de incremento de carga, límite térmico y elongación, en la línea de transmisión del incremento de flujo de potencia. | el Voltajes en las barras de subestaciones. Potencia activa nominal en la LT. Potencia reactiva nominal en la LT. Máxima capacidad de transporte de una línea de transmisión |  |
|--|---------------------------------------|---|--|--|

Fuente:

Elaboración

propia

## RELACIÓN OBJETIVO VS CONCLUSIONES

**Tabla 27.**

*Tabla Objetivos vs conclusiones de la investigación*

| Objetivos  | Conclusiones   |
|--|--|
| <p>Encontrar un método que permita el incremento del flujo de potencia.</p>  | <p>El análisis realizado en este proyecto permite concluir que es posible aumentar el flujo de potencia de la LT de 330 MW a 505 MW con el método hallado, sin perder estabilidad por el voltaje ante condiciones de operación normal y de contingencia.</p> <p>Se aplicó el método en la línea de transmisión L-5006, y se determinó que el procedimiento que se calculó en la tabla 19, predice el resultado de la compensación en serie, en cuanto al aumento de la potencia activa en la línea de transmisión, por lo que queda demostrado que el método usado sirve para la compensación en líneas de transmisión</p>   |
| <p>Desarrollar los cálculos matemáticos y eléctricos que permitan incrementar el flujo de potencia en la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya.</p> | <p>Se demostró que el incremento en de flujo de potencia en las líneas de transmisión para el año 2011, no afecta en su operación a línea de transmisión en estudio, porque se realizó los cálculos de máximo límite térmico de los conductores en la línea 2051, 2052, 2053 y 2054. Los valores máximos de corriente simulados en las líneas 2051 y 2052 son de 421 amperios por conductor; y en las líneas 2053 y 2054 son de 378 amperios, en las 4 líneas de transmisión mencionadas los valores están por debajo del límite térmico del conductor, el cual es de 695.752 amperios.</p> <p>La conclusión en el punto 6, también se cumple en la simulación hecha, así como en su análisis posterior (tabla 20), de todos los parámetros de la línea de transmisión L-5006, donde se puede apreciar que los resultados hallados con respecto a esta línea de transmisión, también son parecidos a los hallados en la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, por lo que se puede afirmar que el método usado en este estudio, es posible usarlo en otras líneas de transmisión. Así poder determinar con demasiada aproximación el compensador en serie a usar para aumentar la potencia activa en la línea de transmisión.</p> |
| <p>Determinar si la línea de transmisión Mantaro-Cotaruse-Socabaya, soporta el incremento del flujo de potencia.</p>   | <p>El conductor STARLING usado en las líneas de transmisión tiene una capacidad de transporte de carga de 850 amperios, este valor está muy por encima de los valores de corriente simulados en las líneas 2051, 2052, 2053 y 2054 en todos los tramos estudiados, por lo que de acuerdo con estas características eléctricas del conductor este soporta sin ningún problema el incremento de flujo de carga a la potencia en estudio.</p> <p>En el año 2009, la cargabilidad de las líneas 2051 y 2052 estaba en el 38.50% y de las líneas 2053 y 2054 estaba en un 59.20%, por consecuencia de compensar la línea de transmisión, la cargabilidad de las líneas 2051 y 2052, se incrementó al 60.13% y de las líneas 2053 y 2054 se incrementó al 94.60%,</p>  |