



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE ESTUDIOS SUPERIORES
"ARAGÓN"

"CONSIDERACIONES PARA OPERAR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA"

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:
INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA
P R E S E N T A:
BERNARDO EDGAR ROJO AGUILAR

ASESOR:

ING. BENITO BARRANCO CASTELLANOS



SAN JUAN DE ARAGÓN, EDO. DE MÉXICO

2005



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



Facultad de Estudios Superiores Aragón

DIRECCIÓN

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

BERNARDO EDGAR ROJO AGUILAR
Presente

Con fundamento en el punto 6 y siguientes, del Reglamento para Exámenes Profesionales en esta Escuela, y toda vez que la documentación presentada por usted reúne los requisitos que establece el precitado Reglamento; me permito comunicarle que ha sido aprobado su tema de tesis y asesor.

TÍTULO:

"CONSIDERACIONES PARA OPERAR LAS LINEAS DE TRANSMISION ELECTRICA"

ASESOR: Ing. BENITO BARRANCO CASTELLANOS

Aprovecho la ocasión para reiterarle mi distinguida consideración.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARÁ EL ESPÍRITU"

San Juan de Aragón, México, 12 de mayo de 2005.

LA DIRECTORA


ARQ. LILIA TURCOTT GONZÁLEZ




C p Secretaría Académica
C p Jefatura de Carrera de Ingeniería Mecánica Eléctrica
C p Asesor de Tesis

LTG/AIR/agón

CONSIDERACIONES PARA OPERAR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO I

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA Y SU COMPENSACIÓN

	Págs.
I. 1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA -----	2
I. 1.1 LÍNEAS AÉREAS -----	2
I. 1.2 LÍNEAS SUBTERRÁNEAS -----	5
I. 2 CONSTANTES FUNDAMENTALES EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS -----	8
I.2.1 PARÁMETROS CARACTERÍSTICOS -----	8
I.2.2 RESISTENCIA -----	9
I.2.3 REACTANCIA INDUCTIVA -----	12
I. 2.4 REACTANCIA CAPACITIVA -----	15
I.3 EFECTO DE LA TIERRA SOBRE CAPACITANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA -----	18
I. 4 CONSTANTES ESTRUCTURALES EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS -----	21
I. 4.1 LÍNEAS CORTAS -----	21
I. 4.2 LÍNEAS MEDIAS -----	22
I.4.3 LÍNEAS LARGAS -----	23
I.5 CONSTANTES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN -----	25
I.5.1 DIAGRAMAS DE OPERACIÓN -----	26
I.5.2 CAÍDAS DE TENSIÓN -----	26
I.5.3 EFECTOS DE CIRCULACIÓN DE POTENCIA REACTIVA -----	34
I.5.4 CARACTERÍSTICAS DE LA POTENCIA NATURAL DE LA LÍNEA -----	35

I.5.5	CARGABILIDAD DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN Y DETERMINACIÓN DE CARGABILIDAD DE LA LÍNEA -----	38
I. 6	COMPENSACIÓN REACTIVA Y MÉTODOS -----	42
I.7	BANCOS DE CAPACITORES PARA LA COMPENSACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN -----	46
I.7.1	CAPACITORES SERIE -----	46
I.7.2	CAPACITORES PARALELO -----	48
I. 8	AHORRO ECONÓMICO PARA EL USO DE BANCOS DE CAPACITORES -----	50

CAPÍTULO II

ESTUDIO DE OPERACIÓN

II. 1	FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ECONOMÍA DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN -----	58
II. 1.1	ORIGEN Y EVENTUALIDAD DE LAS FALLAS INTERNAS -----	58
II. 1.2	ORIGEN Y EVENTUALIDAD DE LAS FALLAS EXTERNAS -----	60
II. 2	COSTO DE LA ENERGÍA NO TRANSMITIDA -----	61
I. 3	ANÁLISIS DE COSTOS -----	62
II. 3. 1	COSTO DE INVERSIÓN -----	64
II. 3. 2	ESTRUCTURA DEL COSTO DIRECTO -----	65

CAPÍTULO III

CONSIDERACIONES PARA OPERAR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

III. 1	ASPECTOS QUE COMPLEMENTAN EL DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN -----	67
III. 1.1	PARÁMETROS METEOROLÓGICOS -----	69
III. 1.2	ASPECTOS MECÁNICOS -----	71
III. 1.3	CÁLCULO ELÉCTRICO -----	72
III. 1.4	CÁLCULO DE RESISTENCIA -----	73
III. 1.5	CÁLCULO DE LA REACTANCIA INDUCTIVA X_L Y CAPACITIVA X_C -----	73
III. 1.6	CÁLCULO DE LAS CONSTANTES ELÉCTRICAS -----	75

III. 1.7 CÁLCULO DE LAS CONSTANTES GENERALIZADAS -----	77
III. 1.8 EJEMPLO DE CALCULO PARA UN FACTOR DE POTENCIA ATRASADO DE 0.85 Y DE 0.95 -----	78
III. 2 DIAGRAMA OPERACIONAL DE LA LÍNEA -----	84
III. 3 APLICACIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE OPERACIÓN DE LÍNEA -----	86
CONCLUSIONES -----	87
GLOSARIO -----	88
BIBLIOGRAFÍA -----	91

AGRADECIMIENTOS

A mis padres: Por darme la oportunidad de realizar una de mis grandes metas, haber concluido mi carrera ya que constituye la herencia más valiosa de mi vida y sobre todo su respeto y admiración.

A mis hermanos: María del Refugio y a su esposo Guillermo, Martha Patricia, Víctor Manuel y Blanca Isela por su comprensión ya que han sido un pilar fundamental para seguir adelante, y aun más me hacen sentir cariño y respeto hacia ellos.

A la escuela: Por haberme permitido terminar íntegramente y lo bien que me hace sentir haber sido alumno.

A mis maestros: Porque cada día se esforzaron para enseñar algo nuevo y tener una preparación más sólida.

A mis amigos y compañeros de escuela: Por brindarme su apoyo y amistad ya que aprendimos a convivir y a respetarnos y sobre todo intercambiar puntos de vista distintos.

A los laboratorios L-3 Para demostrar lo que aprendí en teoría, poder aplicarlo y tener un mejor análisis de los temas aprendidos en clase.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo de las redes eléctricas, ha sido de importancia en la actualidad, para el progreso industrial y mejoramiento continuo de las personas.

Las redes eléctricas se componen de: Centrales Generadoras, Líneas de transmisión y Redes de distribución. Las líneas de transmisión constituyen la conexión entre centrales generadoras y redes de distribución.

Las redes eléctricas, desde la generación hasta el consumo de energía eléctrica, deben ser lo más confiables, seguras y económicas.

Su estudio de operación de las redes eléctricas y por ende de las líneas de transmisión, es muy complejo ya que salen de lo tradicional, esto se debe a un servicio que cumpla con todos los requerimientos de funcionalidad y calidad.

De aquí la importancia en el diseño y operación de las líneas de transmisión eléctrica considerando sus parámetros característicos en función de la trayectoria, conductor y centros de consumo.

En general, está investigación presenta los parámetros eléctricos que determinan las consideraciones para operar las líneas de transmisión y en base a estos se presentan los métodos de cálculo de líneas (corta, mediana y larga) para adoptar el modelo general de las líneas, en base a un diseño y operación, esto es con la tensión en el extremo receptor para diferentes factores de potencia con la interpretación de diagramas operacionales mostrando el comportamiento de los parámetros característicos de la línea, de acuerdo a la variación de carga.

Sin embargo, este trabajo de tesis es sin duda hacer un análisis fundamental, estructural y de operación, así como los métodos de compensación, describir las partes que se involucran en su estudio de operación; siendo así el objetivo de esta investigación describir y enumerar las consideraciones para operar las líneas de transmisión eléctrica esperando que el lector le ayude a tener una visión más clara del tema.

OBJETIVO:

En función a los parámetros eléctricos que determinan las consideraciones para operar las líneas de transmisión eléctrica y en base a éstos se presentan los métodos de cálculo de líneas (corta, mediana y larga); para establecer su diseño y operación, es decir, con la tensión en el extremo receptor para diferentes factores de potencia con la interpretación de diagramas, los cuáles muestran el comportamiento de los parámetros característicos del diseño de la línea, en base a su variación de carga.

CAPÍTULO I

LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA Y SU COMPENSACIÓN

OBJETIVO:

Analizar las constantes fundamentales, estructurales y de operación así como, los métodos de compensación de las líneas de transmisión eléctrica.

I. 1 LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

Por su estructura una *línea de transmisión*, es el elemento más común de las redes eléctricas, cuyas características la trayectoria del flujo eléctrico toma distintos estados:

Permanente y dinámico.

Considerando que, las condiciones del suministro a los puntos principales, debe de cumplir con los requerimientos básicos como son el consumo y sea lo más confiable, seguro y económico hasta donde el diseño de la línea lo permita.

Las líneas de transmisión, constituyen las arterias de un sistema de energía (Kv) y la interconexión entre puntos de transformación, la energía puede tomar rangos básicamente para el consumo. En el diseño adecuado de una red constituida por dichas líneas de transmisión (LT), hacen que sea posible transportar bloques de potencia a altos voltajes. Técnicamente por su diseño y las conveniencias en sus trayectorias a través de los diferentes tipos de geografía en terrenos montañosos, arcillosos, etc. y espacios que se pueda disponer como acceso a centros urbanos, rurales e industriales, encontrándose en 2 tipos: *Líneas aéreas y subterráneas*.

I. 1.1 Líneas aéreas

Por sus características son líneas diseñadas para soportar factores que pueden influir en su funcionalidad y operación, de las cuales podemos decir:

Condiciones climatológicas

- Temperatura, humedad, altitud, descargas eléctricas.

Condiciones vandálicas

- Robo, sabotaje, golpes.

En el diseño, este tipo de líneas de transmisión están construidas básicamente por conductores de acero y aluminio.

Cabe destacar que en las especificaciones que se dan en cada uno de los conductores (ACSR), su efectividad se da siempre considerando, el voltaje y la capacidad a la cual se va a transmitir la energía eléctrica.

Por lo que se refiere al elemento que se usa en el soporte de los conductores en toda la longitud de su trayectoria, es una torre eléctrica y de las cuales se destacan algunas de ellas, considerando el tipo y clasificación por su diseño, tal y como se muestran en las figuras: 1, 2 y 3.

Considerando que bajo las características estructurales que se dan en el diseño de la torre, resultan importantes en su caso para establecer criterios tales como:

- a) Resistencia al pie de la torre.
- b) Soporte mecánico a la torsión.

Las cuáles en su momento, son de utilidad para el análisis que se requiere desarrollar en el cálculo de sus parámetros resistivos, inductivo, y capacitivo.

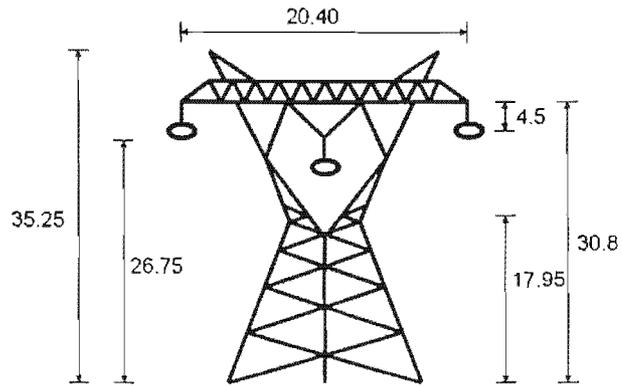


Fig. 1 Torre Auto soportada de 400 kv

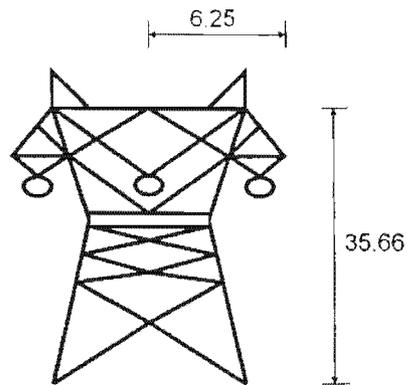


Fig. 2 Torre Auto soportada de 115 kv

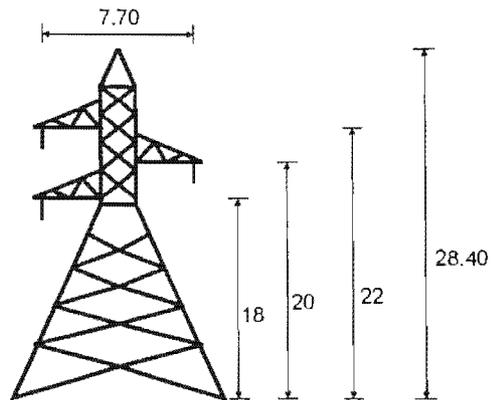


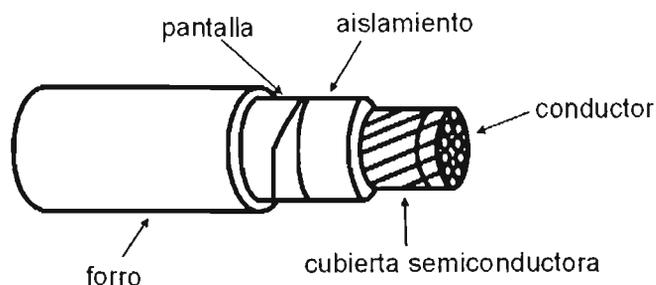
Fig. 3 Torre auto soportada de 115 kv un circuito

I. 1.2 Líneas subterráneas

Para la transmisión de energía eléctrica a alta tensión por líneas subterráneas se utilizan cables de papel impregnado de construcción especial. Recientemente se ha desarrollado cables de alta tensión aislados con polietileno extraído.

Los cables aislados consisten, esencialmente, en uno o más conductores aislados mediante materiales enrollados o extraídos sobre los conductores, además dependiendo del tipo de cable y de la tensión para que la está diseñando, existen otros elementos que tienen principalmente por objeto lograr el mejor aprovechamiento de las cualidades de los aislamientos y la preservación de sus cualidades.

En caso general podemos distinguir las partes componentes de un cable tal como se muestra en la figura.



El conductor concéntrico circular está constituido por alambres trenzados helicoidalmente en capas concéntricas.

El conductor circular compacto consiste en un conductor circular concéntrico que ha sido comprimido con el objeto de eliminar los espacios entre los alambres que forman el cable, con lo que se logra una disminución del diámetro del conductor, sin reducir el área del material del conductor.

Los conductores sectoriales se obtienen comprimiendo en un conducto concéntrico circular de manera que la sección se deforme tomando la forma de un sector de círculo. Aislado cada conductor puede obtener un cable polifásico de menor diámetro exterior que el construido con conductores concéntricos.

En la siguiente tabla se indica los aislamientos más usuales en los cables concéntricos.

Papel impregnado		
Cambia y barnizado	Cloruro de polivinil (PVC)	
Termoplásticos	Polietileno	Baja densidad Alta densidad
	Hule natural	Estireno – butadieno Butilio
	Hule sintético	Neopreno Etileno – propileno
Termofijos	Polietileno sulfurado Polietileno vulcanizado	

En los cables con aislamientos de papel impregnado, la corriente debida a la variación de la carga conectada, produce cambios de

temperatura; el conductor se dilata cuando está a temperatura elevada, causando una expansión de aislamiento y del forro, los cuales no se contraen totalmente al enfriarse el cable, lo que puede producir pequeños huecos en el dieléctrico; si el gradiente de potencial es suficientemente elevado el gas contenido en esos huecos se ioniza causando el deterioro del aislamiento y finalmente su perforación.

Para evitar este fenómeno de ionización se recurre al procedimiento:

- A) En los cables llamados *presión interna de aceite*, se usa un aceite fluido a presión, contenido en el cable que llena los huecos que se forman en el aislamiento.
- B) En cables *a presión*, se introduce gas nitrógeno a presión en el aislamiento.
- C) En los cables de *presión externa* de nitrógeno o de aceite de ionización, se evita aplicando una presión sobre el aislamiento, comprimiendo contra el conductor.

A continuación se mencionan los tipos más usuales de cables de alta tensión con aislamiento de papel impregnado.

- a) Cables de presión interna de aceite.
- b) Cables de presión interna de gas.
- c) Cables de presión externa de nitrógeno
- d) Cables de presión externa de gas.
- e) Cables de presión externa de aceite.

I. 2 CONSTANTES FUNDAMENTALES EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN AÉREAS

I. 2.1 Parámetros característicos

Los parámetros de una línea de transmisión, que influyen sobre los valores de la tensión y de la corriente, al principio y al final de la propia línea, como parte importante de la red en la que están conectados y los que podemos generalizar bajo la conjugación de dos variables específicas, que podemos reunir de la siguiente manera:

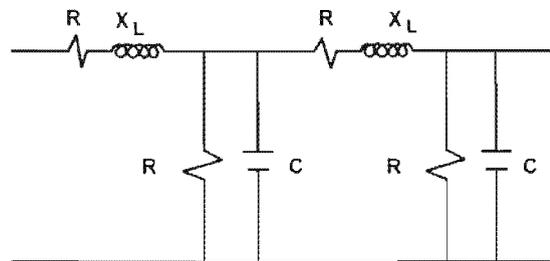
- a) La resistencia R y la reactancia inductiva X_L de los conductores por los que circula la corriente, y que determinan la caída de tensión, de manera que ésta varía de un punto a otro de la línea; constituye lo que se conoce como: Impedancia serie de la línea:

$$Z = R + j X_L$$

- b) La conductancia G y la reactancia capacitiva X_c (también se puede utilizar el parámetro de la susceptancia) en derivación entre los conductores de la línea, que bajo la acción de la tensión existente entre los conductores del mismo absorben una constante transversal, de manera que la corriente principal en los conductores, varía de un punto a otro, de la línea, constituyendo lo que se conoce como la admitancia de la línea, (impedancia shunt).

$$Y = G + j B$$

Estos parámetros se encuentran uniformemente distribuidos a lo largo de la línea. Los valores de estos parámetros se refieren a un km de línea; y se les denomina *CORRIENTES FUNDAMENTALES DE LÍNEA*, tal cual se refiere en la figura.



Rep. esquemática de una LT.

En 1er instancia analizaremos los parámetros series de línea (resistencia y reactancia inductiva), y posteriormente veremos la admitancia en paralelo (conductancia y reactancia capacitiva).

1. 2. 2 Resistencia

La resistencia de los conductores es la causa principal de las pérdidas de energía de las líneas de transporte a menos que se especifique otra cosa, al hablar de resistencia nos referimos a la resistencia efectiva. La resistencia efectiva de un conductor es:

$$R = \text{pérdidas de potencia en el conductor} / I^2.$$

Donde la potencia está en watts e I es la corriente eficaz del conductor en amperes. La resistencia efectiva es igual a la del conductor a la corriente continua sólo en aquellos casos en que la distribución de la corriente en el conductor sea uniforme, la falta de uniformidad en la distribución de la corriente y la relación entre la R_{efect} y la $R_{\text{cor cont}}$ se verá

después de tratar algunos conceptos fundamentales de la resistencia a la corriente continua.

La resistencia a la corriente continua viene dada por la fórmula:

$$R = \ell \left(\frac{l}{A} \right)$$

De donde:

R = Resistencia óhmica

l = Longitud del conductor

A = Área de la sección rectangular del conductor

ℓ = Resistencia volumétrica

La resistencia a la corriente continua de los conductores de hilos trenzados es mayor que el valor obtenido en la ecuación anterior debido a que los hilos trenzados helicoidalmente tienen mayor longitud que el conductor. Por c / km de conductor, la corriente tiene que recorrer en todos los hilos, excepto el control, más de un km de hilo, el incremento de resistencia debido a la espiral que forman los hilos un 4 % para conductores de 3 hilos y en un 2 % para hilos concéntricos.

Para conductores cableados, es decir, formado por varios hilos, la resistencia se puede expresar:

$$R = K \left[\frac{\ell l}{A} \right]$$

Donde:

K es un coeficiente que varía de 1.01 – 1.04, pasando de las pequeñas secciones a las grandes y que toman también en cuenta la longitud efectiva de los conductores elementales, que forma el cableado, el valor de la resistencia se da de tablas de características de conductores. El valor de esa resistencia se da como referencia y se va afectando por los siguientes factores:

A) ASPECTO SUPERFICIAL DE C.A

Esto se debe a que, cuando los conductores operan a corriente alterna se presenta el fenómeno de auto inducción superficial, que depende de la sección del conductor y del material, esto hace, que un conductor de hasta 25 mm² pueda incrementar su valor hasta el 8%.

B) EFECTO DE RUGOSIDAD E IRREGULARIDAD

Debido a que los conductores no son cilíndricos al estar formados por cables (varios hilos); se presenta el problema de irregularidad, y por tal razón se introduce el factor k , que en realidad representa un incremento en la resistencia, que va desde 1 – 4%.

C) EFECTO DE TEMPERATURA

La resistencia de los conductores se refieren normalmente a una temperatura de 20°C, por lo que se debe corregir a la temperatura efectiva de funcionamiento (temperatura ambiental y sobrecalentamiento de la carga). El valor de la resistencia, es corregida por efecto de temperatura, con la siguiente expresión:

$$R = T_{20^{\circ}\text{C}} [1 + \alpha (t - 20)]$$

Donde:

$\alpha = 0.0039$ para cobre

$\alpha = 0.040$ para aluminio

$\alpha = 0.037$ para ASCR

I. 2.3 Reactancia inductiva (X_L)

La reactancia inductiva X_L de un circuito eléctrico, se puede definir como el voltaje o fuerza electromotriz de autoinducción que se genera en el circuito, cuando circula una corriente unitaria. Si por el conductor circula una corriente I , el voltaje de auto inducción será:

$$E = j X_L I = j \omega L I$$

Siendo L , la inductancia propia. En el caso de una línea de transmisión 3ϕ , el voltaje de inducción, se le agrega los voltajes de inducción mutua, al conductor(es) considerando, este efecto es debido a que la corriente que circula por otros conductores.

Refiriéndose a un km de conductor de línea, para el conductor de la fase a, se tiene:

$$E_a = j\omega m_{aa} I_a + j\omega m_{ab} I_b + j\omega m_{ac} I_c$$

Donde:

m_{aa}, m_{ab}, m_{ac} = Coeficiente de auto inducción e inducción mutua p / km de línea. Para los otros conductores se puede escribir una ecuación análoga.

En un cálculo aproximado:

$$m_{ab} = m_{ac} = m_{bc} = m$$

$$m_{aa} = m_{bb} = m_{cc} = L'$$

Si las corrientes de fase están balanceadas:

$$I_b = I_c = I_a.$$

Por lo tanto:

$$E_a = (j\omega d' - m) I_a = j\omega L I_a = X_L I_a$$

$L' - m = L$ = inductancia del conductor.

El valor de esta inductancia se calcula como:

$$L = 4.606 \times 10^{-7} \log (DMG / mg) \text{ Henry / m / F.}$$

$$L = 0.7411 \times 10^{-7} \log (DMG / mg) \text{ Henry / m / F.}$$

$$L = 2 \times 10^{-7} \text{ en (DMG / mg) Henry / m / F.}$$

Donde:

DMG = distancia media geométrica

El valor de DMG se calcula como se indica a continuación:

$$DMG = \sqrt[n]{D_{12} D_{13} D_{23}}$$

Siendo:

n = no. de conductores de línea, D_{12} , D_{13} , D_{23} , etc. las distancias los conductores.

RMG = radio medio geométrico del conductor, y es aplicable a los conductores eléctricos, formado por varios hilos trenzados; y por lo mismo, no son perfectamente cilíndricos; por lo que el "radio" del conductor no es exacto.

Por otra parte, el flujo interno o inducción interna se presenta en uno de los hilos del conductor, por lo que se calcula, como la medida geométrica

de los flujos instantáneos, por cada hilo del conductor. Para los fines de cálculo se refleja o expresa en función de la geometría propia del conductor, como un radio equivalente que se conoce como "radio medio geométrico" (RMG), y que se expresa como referencia al radio de un conductor cilíndrico homogéneo equivalente.

El valor de RMG depende principalmente, de los factores:

- a) El no. de materiales, de que esta hecho el conductor.
- b) Del no. de hilos que forman el conductor.
- c) El no. de capas, en los que se encuentran distribuidos los hilos del conductor.

Normalmente los valores de RMG, se dan en las tablas características de conductores. La reactancia inductiva de la línea, se calcula a partir de la expresión general, para los circuitos eléctricos.

$$X_L = 2\pi f_L$$

Para la frecuencia de 60Hz:

$$X_L = 0.1736 \log (DMG / RMG) \Omega / km / F$$

$$X_L = 0.2794 \log (DMG / RMG) \Omega / mi / F$$

$$X_L = 0.754 \times 10^{-5} \log (DMG / RMG) \Omega / m / F$$

Cuando por alguna razón, no se dispone el valor de RMG, se puede tomar en su lugar, el radio del conductor.

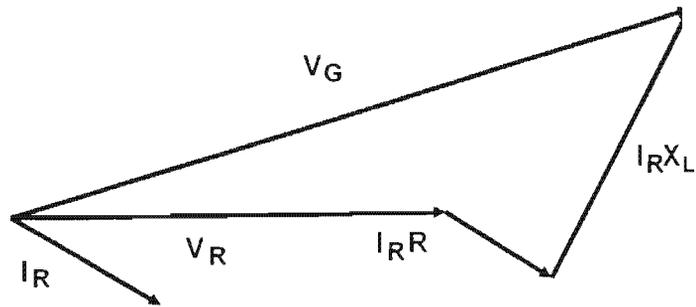


Diagrama de una línea corta con F. P. atrasado

Tal como se vio al principio, la admitancia paralelo de una línea de transporte se compone de conductancia y reactancia capacitiva, la conductancia por lo común se desprecia debido a que su contribución a la admitancia en paralelo es muy pequeña. Por esta razón para no tener en cuenta la conductancia es que no hay una buena forma de calcularla debido a que es muy variable. Las fugas de los aisladores, la principal fuente de conductancia, varía apreciablemente con las condiciones atmosféricas y con las propiedades conductoras de la mugre que se adhiere a los aisladores. La corona que produce fugas entre las líneas, también varía mucho con las condiciones atmosféricas. Afortunadamente, el efecto de conductancia no es un componente de la admitancia digno de tomarse en cuenta.

I. 2.4 Reactancia capacitiva

Para calcular la reactancia capacitiva de una línea 3ϕ , es necesario introducir el concepto de capacitancia de operación, de un conductor de la misma forma, que como en el caso de la reactancia inductiva, se introdujo el concepto de inductancia. La capacitancia de operación es aquella cantidad que multiplicada por E dan en valor un número. La corriente total capacitiva

a lo largo de un conductor, con respecto a tierra; o con respecto a los otros conductores se compone de 3 términos:

- a) Un 1er término $j \omega C_{aa} E_a$, que representan la corriente capacitiva, debido a la capacitancia del conductor respecto a tierra.
- b) Los otros 2 términos $j\omega C_{aa} V_{ab}$ y $j\omega C_{ac} V_{ac}$, representan la corriente derivada del conductor "A", por efecto de su capacidad con respecto a los conductores "Y", respectivamente.

En forma análoga se tienen tres términos para los otros 2 conductores, y estos se encuentran dispuestos en formas simétricas:

$$C_l = C_{ab} = C_{bc} = C_{ca}$$

$$C_o = C_{aa} = C_{bb} = C_{cc}$$

Si los voltajes de fase neutro son balanceados:

$$V_{ab} + V_{ac} = 3E_a$$

En donde:

$$I_a = j\omega ((C_{aa} E_a + C_{bb} V_{ab} + C_{ac} V_{ac}))$$

$$I_a = j\omega (C_o + 3C_l) E_a = j\omega E_a$$

La capacitancia de operación es:

$$C = (C_o + 3C_l)$$

Expresando la capacitancia en función del logaritmo decimal y en microfarads p/kilómetro, se tiene que la capacitancia al neutro de un conductor será:

$$C_n = [10^6 10^3 k] / (18 \times 10^{92.3026} \log (DMG / RMGc))$$

$C_n = \text{microfarads} / \text{km} / \text{conductor}$

$C_n = [0.02412 k] / [\log (DMG / RMGc)] \text{ microfarads} / \text{km} / \text{conductor}.$

Donde:

$K = 1$ para el aire

La reactancia capacitiva será:

$$X_c = [C_l / 2] \pi F c = [kig (DMG / RMGc) / (2\pi F 0.02412 k)] \log (DMG / RMGc)$$

$X_c = M \Omega \text{ km} / \text{conductor}$

Expresando X_c en función de la admitancia

$$Y_c = 2\pi F c.$$

En el caso que se tengan varios circuitos 3ϕ paralelos o p / F , el cálculo del mg de un grupo de conductores, se utilizará el radio exterior de cada conductor y no el r_{mg} de c/l conductor, ya que la carga eléctrica de los conductores está en la superficie de estos.

Por ejemplo, la expresión:

$$RMGc = \sqrt[n]{(nr_e R^{n-1})}$$

Queda el r_{mg} de un haz de "n" conductores iguales / F, r_{ext} debe ser el radio exterior de c/l conductor si se trata de calcular la capacitancia y reactancia capacitiva.

En cambio para calcular la reactancia e inductancia inductiva se usa el RMG de c/ conductor.

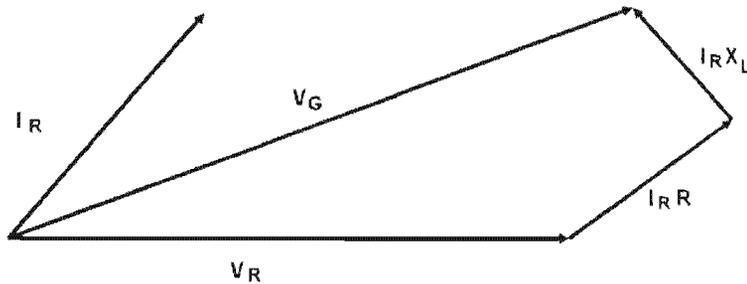


Diagrama vectorial de línea corta F. P adelantado

I. 3 EFECTO DE LA TIERRA SOBRE CAPACITANCIA Y REACTANCIA INDUCTIVA

Hasta ahora sea considerado únicamente la capacitancia entre conductores sin tomar en cuenta la capacitancia entre los conductores y la tierra, lo que equivale a suponer que los conductores están colocados en un dieléctrico de extensión infinita. Esta suposición da resultados suficientemente aproximados cuando la distancia entre conductores es menor que la distancia entre conductores y $\frac{1}{2}$, lo que ocurre en líneas de transmisión de voltajes del orden de 220 kv o menos.

En las líneas de voltaje son altos (345 kv – 750 kv) la distancia entre fases es ya del mismo orden que, la distancia a tierra de los conductores y por lo tanto no puede despreciarse el efecto de la tierra sobre la capacitancia y la reactancia capacitiva de línea.

La presencia de cuerpos conductores próximos a los cables de línea, como la tierra y los hilos de guarda hacen aumentar ligeramente la capacitancia de línea.

Para calcular la magnitud del efecto de la tierra sobre la capacitancia de línea el efecto de los cables de guarda es despreciablemente generalmente, en sistema en régimen permanente equilibrado.

El conductor tiene una carga $+q$ conductor tiene una carga $+q$ coulombs / m que induce; en el plano de tierra una carga (-). La superficie de la tierra es una superficie equipotencial y las líneas de fuerza entrarán a este plano normalmente.

La distribución del flujo será como se indica en la figura con la línea llena.

Se obtiene la misma distribución del flujo en la región del espacio superior al plano de tierra, si se substituye la tierra por un conductor ficticio a una distancia h bajo la superficie de la tierra igual a la altura del conductor sobre dicha superficie y con carga $-q$.

Aplicando la expresión para la capacitancia de un circuito monofásico a este circuito constituido por el conductor y su imagen, se tiene:

$$C_n = (0.02412) / [\log \{ (2h) / r \}] \mu f / km / conductor$$

Para una línea monofásica de dos conductores iguales y paralelos tomando en cuenta el efecto tierra, la capacitancia al neutro es (en función del logaritmo decimal y en $\mu F \times km$).

$$C_n = (0.02412 k) / [\{ \log (d / r) \} \{ (2h) / \sqrt{(4h^2 + d^2)} \}] \mu F / km / conductor$$

y la reactancia capacitiva al neutro es:

$$X_c = [6.596 / Fk] [\log (d / r)] [2h / \sqrt{(4h^2 + d^2)}] \text{ megaohms } \times km / conductor$$

Como la altura del conductor sobre el piso no es corriente, debido a la catenaria del conductor, el valor h que se emplea en la fórmula anterior debe ser la altura media, q' puede calcularse aproximadamente como:

$$\text{Altura media} = h = h_s - 0.70 F$$

Donde:

H_s = altura del conductor en el punto de soporte.

F = flecha del conductor.

Las fórmulas para el caso de una línea 2ϕ de 2 hilos se aplica también al cálculo de la capacitancia y la reactancia capacitiva al neutro de un circuito 3ϕ , sustituyendo d por la DMG entre los conductores DMG, h por la altura media Geométrica de los 3 conductores sobre el piso $HMG = \sqrt{h_1, h_2, h_3}$ donde h_1, h_2, h_3 son las alturas medias de los 3 conductores y en caso de que haya varios conductores por fase, r por el r mg del haz de conductores de cada fase, RMG (c).

Las fórmulas quedan así:

$$C_n = (0.02412 k) / [\log (DMG / RMG c) (2 HMG / \sqrt{4(HMG)^2 + (DMG)^2})]$$

C_n = microfarads / km / conductor.

$$X_c = [6.596 / Fk] [\log (DMG / RMG c)] (2 HMG \sqrt{4(HMG)^2 + (DMG)^2}]$$

$$X_c = M\Omega \times \text{km}$$

I. 4 CONSTANTES ESTRUCTURALES EN LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ÁREAS

En el análisis que se ha dado de las ecuaciones, para la línea de transmisión aéreas, cabe destacar conceptos muy importantes y básicos sobre los cuáles se sustentan muchas veces las características que pueden guardar los parámetros que forman el elemento mismo (R , X_L , X_c), considerando además la distribución de cada uno de ellos a lo largo de toda su trayectoria, y bajo cuya longitud podemos dar clasificación de $c/$ una de ellas:

I. 4.1 Líneas cortas

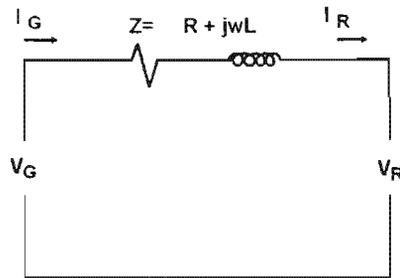
Dentro de ésta categoría, caen las líneas de subtransmisión y distribución; con tensiones de operación en todos sus rangos en Kv, con longitudes no mayor a 60 km, con estos parámetros se puede considerar, que el efecto de campo eléctrico es pequeño, despreciable, esto se traduce en los siguientes simplificaciones:

- a) No se considera el efecto capacitivo en la línea.
- b) El nivel de ruido audible, y radio de interferencia es bajo, por lo general se considera despreciable.

Las formulas básicas de una línea corta son:

$$I_G = I_R$$

$$V_G = V_R + I_R Z$$



Circuito de una línea corta

I. 4. 2 Líneas medias

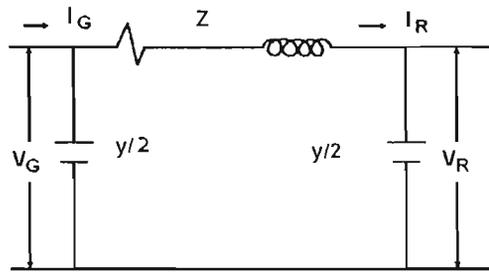
Se denominan *líneas medias*, a las que tienen una longitud asociada con su tensión de operación tal; que la característica de la capacitancia a tierra, no sea despreciable, pero se puede presentar como un parámetro concentrado.

Dentro de esta categoría caen las líneas de subtransmisión, y transmisión de tensiones medias, comprendidas entre 69 kv – 161 kv, con longitudes no superiores a 180 km, para las tensiones más elevadas, como son, entre 115 kv y 161 kv.

Fórmulas básicas para una línea media:

$$V_G = [(Zy / 2) + 1] V_R + I_R$$

$$I_G = V_R Y [1 + (Zy / 4)] + I_R [1 + (Zy / 2)]$$



Circuito de una línea media

1.4.3 Líneas largas

El caso más general, para el cálculo de líneas de transmisión, es el de las llamadas *líneas largas*, que corresponde a la consideración de la capacitancia, que tiene un efecto superior, a cualquiera de los tipos de líneas mencionadas anteriormente. Dentro de ésta categoría de líneas, caen las que operan con tensiones entre fases, superiores a 230 Kv; y con longitudes, no menores de 60 km.

Las fórmulas básicas de una línea de transmisión son:

- a) Tomando los dos primeros términos de las series;

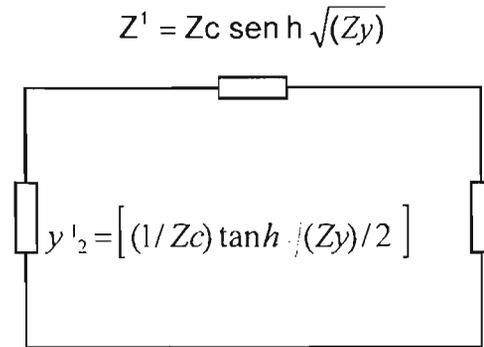
$$V_G = [1 + (Zy / 2)] + IR [1 + (Zy / 6)]$$

$$I_G = V_R Y [1 + (Zy / 6)] + I_R [1 + (Zy / 2)]$$

- b) Y en forma hiperbólica;

$$V_G = [V_R \cos h \sqrt{(Zy)}] + [I_R \sqrt{(Z / y)} \operatorname{sen} h \sqrt{(Zy)}]$$

$$I_G = (V_R \sqrt{(Z/Y)} + \text{sen } h \sqrt{ZY}) + [I_R \text{cos } h \sqrt{ZY}]$$



Circuito de una línea larga

Y bajo, cuyas condiciones operativas se dan siempre para ellas, mediante los siguientes términos:

- a) Los estados que guardan muchas veces las redes eléctricas, generalmente estas se dan cuando algunas características de sus elementos tornan formas estructurales en este instante ($V = Y$).
- b) La respuesta de estos elementos a cualquier cambio estructural se da siempre en el parámetro del elemento ya sea almacenado o disipado la energía transmitida en forma de una diferencia de potencial.
- c) En su proceso de respuesta a eventos anormales, el parámetro característico del elemento ayuda muchas veces a establecer las condiciones de contingencia y condiciones normales de operación, mediante el amortiguamiento que pueda tener en su proceso.

- d) La economía en su diseño – operación de la L.T., va muy ligada al comportamiento que pueda presentar las características de sus elementos, para ello, bajo el término de estabilidad en el voltaje y frecuencia.

I. 5 CONSTANTES DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las ecuaciones de una línea de transmisión, cualquiera que sea el procedimiento empleado para plantearlas, tienen la siguiente forma:

$$V_G = AV_R + BI_R$$

$$I_G = CV_R + DI_R$$

Donde A, B, C y D son constantes que dependen de los parámetros de la línea, algunas veces se conocen como las corrientes generalizadas de circuitos de línea de transmisión. En general, son números complejos. A y D son dimensiones e iguales entre sí, si la línea es la misma cuando se ve desde cualquier terminal. Las dimensiones de B y C están en ohms y mhos, respectivamente. Las constantes se aplican a circuitos lineales, pasivos y bilaterales de cuatro terminales; tienen dos pares de terminales.

En una línea de transmisión nos referimos a las terminales de transmisión donde la potencia entra en la red y las terminales de recepción donde la potencia abandona la red.

I. 5. 1 Diagramas de operación

Existe en un sin número de representaciones gráficas denominadas diagramas de línea para ilustrar el comportamiento operacional de una línea de transmisión, corta o larga, con o sin pérdidas.

El diagrama de operación más usual es el que representa a la tensión en el extremo generador (V_G), en función de la tensión del extremo receptor (V_R), que sirve de referencia para diferentes condiciones de carga. Sin embargo, por principio para nuestro análisis debemos considerar algunas condiciones de línea de transmisión en forma muy general.

I. 5. 2 Caídas de tensión

Por principio, la magnitud de este fenómeno en la línea de transmisión, depende mucho de aspectos importantes como son la circulación de corriente o impedancia serie de la línea de transmisión como por la admitancia en paralelo de la línea, por lo cual conviene establecer el análisis considerado para ello los diferentes tipos de líneas de transmisión, así:

a) Líneas cortas

Estas líneas son frecuentes en los sistemas de baja tensión y tensiones intermedias, se caracterizan porque su longitud no es significativa. Desde el punto de vista eléctrico, se tiene que las capacitancias son pequeñas y por lo tanto despreciables. La intensidad de corriente capacitiva, por ejemplo cuando la línea opera en vacío, es pequeña respecto a la máxima corriente de operación nominal. Esto permite ignorar a las capacitancias transversales en el circuito equivalente respectivo. La línea entonces queda reducida a una componente activa R y una componente X_L .

El circuito equivalente de la siguiente figura se obtiene el diagrama vectorial de las tensiones, la tensión en el extremo receptor V_R sirve como referencia.

$$V_G = V_R + I_R(R + jX_L) = V_R + \Delta V$$

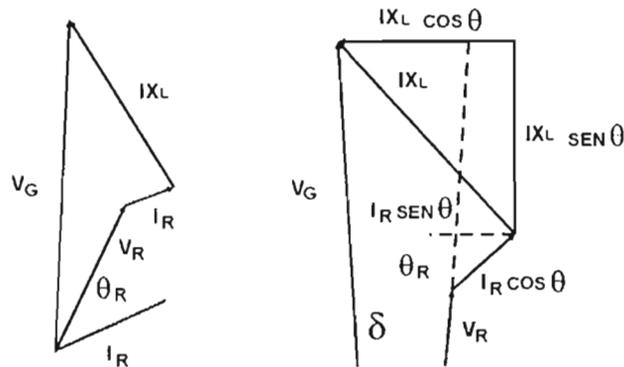


Diagrama vectorial de las tensiones de una línea corta

$$\Delta V_I = I_R \cos \theta_R - I_R X_L \sin \theta_R$$

$$\Delta V_I = I_R X_L \cos \theta_R - I_R X_L \sin \theta_R$$

Del Diagrama Vectorial se desprende además que:

$$V_G = \sqrt{[(V_R + \Delta V_R)^2 + \Delta V_I^2]} \quad y \quad \sin \delta = \Delta V_I / V_G$$

En vista de que no hay componentes transversales ($C = 0$), dado la corta de la línea se tiene que:

$$I_G = I_R = I$$

Las pérdidas (activas) en la línea pueden expresarse a través de:

$$P_A = 3 (I_R^2) R$$

Mientras que su consumo de potencia reactiva es:

$$P_Q = 3 (I_R^2) X_L$$

El F.P en el extremo generador (comienzo de la línea) viene dado por:

$$\cos \theta_G = \cos (\theta_R + \delta)$$

En caso de que la caída de tensión transversal ΔV_l sea pequeña se obtiene así:

$$V_G = V_R R \cos \theta_R - I_R X_L \operatorname{sen} \theta_R.$$

b) Líneas largas

Estas líneas son más representativas de alta tensión pudiendo llegar su longitud a varios cientos de kms.

El diagrama vectorial de la tensión para un elemento vectorial, se obtiene de igual forma, tomando la tensión V_R (extremo de la carga, como referencia).

La corriente a través de la línea denota ahora una componente adicional dada por la impedancia en cuestión.

$$Z = R + j X_L (\Omega)$$

Que aparece en serie en el circuito equivalente π es la impedancia total en una fase, por lo que:

$$R = r l (\Omega)$$

$$j X_L = Z = j X_L l (\Omega)$$

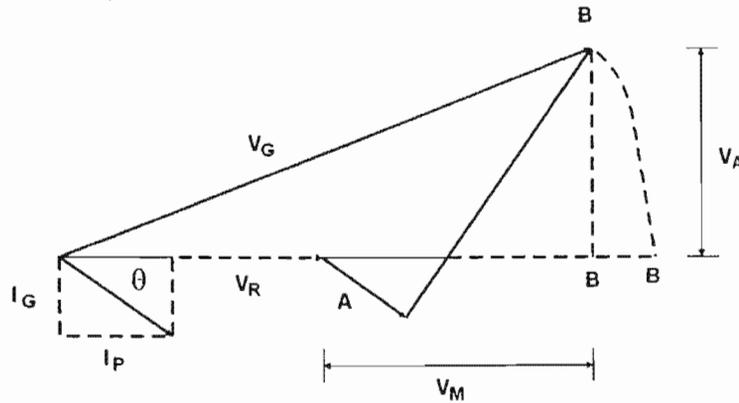


Diagrama fasorial del circuito equivalente II

Si suponemos iguales V_G y la proyección de V_G sobre V_R lo que puede hacerse sin cometer un error apreciable siempre que el ángulo δ que forman los V_R y V_G sea pequeño, puede escribirse lo siguiente (teniéndose en cuenta que el ángulo θ_R es negativo).

$$\Delta V_M = RI \cos \theta_R - j X_L I \sin \theta_R$$

$$\Delta V_A = X_L I \cos \theta_R + RI \sin \theta_R$$

$$I \cos \theta_R = I_p = P_R / V_R$$

$$-I \sin \theta_R = -I_Q = Q_R / V_R$$

$$\Delta V_M = RI \cos \theta_R - j X_L I \sin \theta_R$$

$$\Delta V_A = X_L I \cos \theta_R + RI \sin \theta_R$$

La diferencia entre los módulos de los voltajes al principio y al final de la línea de transmisión está dada por la expresión ΔV_M donde:

$$\Delta V_M = V_G - V_R.$$

Donde:

V_G = módulo de voltaje a un neutro al principio de la línea.

V_R = módulo de voltaje a un neutro al final de la línea.

R = resistencia por fase de la línea.

X_L = reactancia inductiva por fase de línea.

Q_G = potencia real por fase al final de la línea

y, la regulación del voltaje de la línea esta dada por:

$$Reg = \Delta V_M / V_R = (R P_R + X_L Q_R) / V_R^2$$

La diferencia de argumentos entre los voltajes en ambos extremos de la línea es función de la expresión ΔV_A .

Siendo:

r = resistencia efectiva por unidad de longitud de una fase.

X_L = reactancia inductiva por unidad de longitud de una fase.

L = longitud de línea

El efecto capacitivo puede presentarse mediante dos reactancias capacitivas en paralelo ó mediante dos susceptancias capacitivas en paralelo.

Si $j X_c$ es la impedancia capacitiva de una fase a neutro por unidad de longitud, la impedancia capacitiva total de una fase a neutro, Z_1 , será:

$$Z_l = -j X_c = -j X_c / l (\Omega)$$

La impedancia capacitiva correspondiente a la mitad de la longitud de la línea, que es la que aparece en cada extremo del circuito equivalente, es:

$$-j X_c / (l / 2) = -j X_c / 2 = Z_l (\Omega)$$

En lugar de aparecer en el circuito equivalente, la reactancia capacitiva en paralelo puede aparecer su recíproco, la susceptancia capacitiva en paralelo.

$$j b = 1 / (-j X_c) (\Omega^{-1})$$

La susceptancia capacitiva para longitud total de la línea es:

$$Y = j B = j b l (\Omega^{-1})$$

La susceptancia capacitiva para la mitad de la línea es:

$$Y / 2 = j (B / 2) = j (b l / 2) (\Omega^{-1})$$

En el circuito equivalente π se define como dirección positiva de las corrientes, la dirección cortada en la línea en el extremo generador y saliendo de la línea en el extremo receptor.

La dirección positiva de la circulación de potencia real y reactiva en cada extremo del circuito – equivalente coincide con la dirección positiva de la corriente correspondiente.

Si se conoce el voltaje al neutro V_R y la corriente I_R en el extremo receptor, puede calcularse el voltaje al neutro V_G y la corriente I_G , en el extremo generador mediante el circuito equivalente π de la siguiente forma:

La corriente en el condensador del extremo receptor es:

$$I'_C = V_R / (-j 2 X_C)$$

O también:

$$I'_C = j (B_C / 2) V_R$$

La corriente que circula por la impedancia en serie de la línea es:

$$I_\pi = I_R + I'_C$$

La corriente que circula por la impedancia en serie de la línea es:

$$I_\pi = I_R + I'_C$$

La caída de voltaje en la impedancia serie es:

$$I_\pi Z = I_\pi (R + j X_L)$$

El voltaje en el extremo generador es:

$$V_G = V_R + I_\pi (R + j X_L)$$

La corriente en el condensador del extremo generador es:

$$I''c = [V_G / (-j2 Xc)]$$

O también:

$$I''c = j (Bc / 2V_G)$$

La corriente en el extremo generador es:

$$I_G = I\pi + I''c = I_R + I'c + I''c$$

Las anteriores están representadas por el diagrama fasorial que a continuación se muestra.

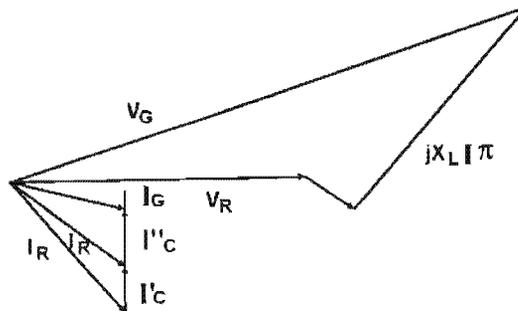


Diagrama vectorial correspondiente al circuito equivalente II

I. 5. 3 Efectos de la circulación de potencia relativa

Considerar el caso de una línea de transmisión corta, cuya capacitancia puede considerarse despreciable. Podemos representar cualquier de las 3 fases de esta línea mediante el circuito equivalente mostrado en la figura. O sea que la transmisión de una potencia real P y una potencia reactiva Q por una misma transmisión causa una variación en el módulo de voltaje y una variación en el ángulo de fase de la transmisión de potencia real.

Si la resistencia R es pequeña en comparación con la reactancia inductiva X_L , que es el caso de las líneas de alta tensión, la variación del módulo de voltaje y por lo tanto la regulación del voltaje, se debe principalmente a la transmisión de potencia reactiva, mientras que la variación en el ángulo de fase del voltaje se debe principalmente a la transmisión de potencia real.

En general, el desfasaje δ entre los voltajes, no afecta el funcionamiento del sistema, siempre que δ se mantenga de ciertos límites, por razones de estabilidad. Por otra parte, las pérdidas reales en la línea están dadas por:

$$P = (RP_R^2 + RQ_R^2) / Vr^2.$$

O sea que la potencia reactiva, al circular por las líneas produce una pérdida real proporcional al cuadrado de esa potencia.

I. 5. 4 Características de la potencia natural de la línea

En esta parte del tema, es muy importante mencionar que la suposición de los sistemas de transmisión de energía y sistemas robustos hasta cierto curso (destacándose sobre la base del nivel de corto circuito) consideran la distancia eléctrica como un parámetro fundamental, ya que incorporan información de la distancia geográfica, nivel de tensión y capacidad del equipo o bien, muchas veces como equivalentes de una reactancia de Thévenin.

Todo esto nos lleva a considerar, que los sistemas de transmisión por su importancia que se deberán evaluar sobre la capacidad máxima de transmisión de la línea de conducción de energía, a su potencia natural (SIL).

Generalmente cuando las condiciones de diseño y operación de las líneas de transmisión se toma bajo el término de capacidad de transmisión del elemento, usamos conjuntamente el término técnico de cargabilidad.

Ya que la cargabilidad se expresa en términos de SIL (surge impedanciloading), conviene por todo, normalizar este concepto para cualquier nivel de tensión, por lo cual, la ecuación de concepto de cargabilidad se puede abordar para los sistema de transmisión, desde puntos de vista muy importantes.

1. Planeación
2. Operación

Una metodología que se buscó desde los años 50, fue mediante curvas características normalizadas (elaboradas por H.P. Clair). La curva Clair se obtuvo con base en consideraciones prácticas y en la experiencia

que se tenía de que las líneas de alrededor de 300mi se operaban aproximadamente a 1 p.u. de SIL.

Para la elaboración de esta curva se usó como punto de referencia esas coordenadas y como otro punto, la longitud de 50mi en la cual era más bien los límites térmicos los que restringían la cargabilidad de la línea alrededor de 3 p. u. de SIL.

A principio se pensaba que se podría construir una curva sobre la base de un producto Kw-mi cte. sin embargo, con ese criterio una línea de 50mi alcanzaría una cargabilidad de 6 p.u. de SIL, lo que resulta impráctico desde el punto de vista de la cantidad de potencia concentrada en un solo elemento como desde la perspectiva de la confiabilidad del servicio.

Por ese motivo, para líneas cortas el producto *Kw-mi* se redujo progresivamente el grado de esta disminución se basó en consideraciones prácticas de la experiencia.

Posteriormente, en 1967 ingenieros de la American Electric Power (AP) publicaron una revisión de la curva de Clair que básicamente la ratificó para niveles de tensión superior a 345 kv, en el rango *EHV* (extra high voltaje) y hasta 600mi. También esta revisión justificó la curva con bases en consideraciones prácticas y en la experiencia sobre líneas existentes. En 1979 estas curvas se verificaron analíticamente mediante un programa digital, este trabajo verificó la curva de Clair para los niveles de tensión existente hasta entonces (765 kv) y extendió su validez para el apoyo de tensiones *VHV* (ultra high voltaje) y hasta 1500 kv utilizando parámetros típicos estimados.

Se comprobó para determinar robustos se podría utilizar una curva de cargabilidad generalizada para todos los niveles de tensión.

La metodología para determinar curva de cargabilidad de sistemas robustos se puede aplicar en forma similar a los sistemas longitudinales complementándola con el análisis de capacidad efectiva de suministro de reactivos de los equivalentes.

Sin embargo al aplicar la misma metodología las curvas de cargabilidad de sistemas robustos se puede aplicar en forma similar a los sistemas longitudinales complementándola con el análisis de capacidad efectiva de suministro de reactivos de los equivalentes.

Sin embargo al aplicar la misma metodología las curvas de cargabilidad resultantes están muy por debajo de la curva estándar, ello se debe a que los niveles de falla reducidas, que equivalen a impedancias de Thévenin elevadas, representan un porcentaje muy alto en relación con la inductancia de la línea y afectan considerablemente la separación angular entre las fuentes de voltaje y la caída de voltaje entre los extremos.

Es importante mencionar que la curva de cargabilidad no reemplaza la necesidad de efectuar estudios detallados de flujos de potencia y estabilidad de los sistemas eléctricos completos.

Para realizar el análisis de evaluación de cargabilidad de líneas que ya están en operación, el cual debe ser más preciso, especialmente en lo referente a la capacidad de suministro en los terminales de la línea.

Se pueden mencionar como indicadores fundamentales.

- a) El régimen térmico
- b) La caída de voltaje en los nodos extremos
- c) La separación angular entre las fuentes de voltaje equivalente (internas)
- d) El flujo de potencia reactiva en ambos extremos

I. 5. 5 Cargabilidad del sistema de transmisión y determinación de cargabilidad de la línea

Para verificar analíticamente la curva de cargabilidad de una línea uniendo dos sistemas aislados se utiliza el circuito equivalente en secuencia positiva para la línea de transmisión y los equivalentes de Thévenin para los sistemas de envío y recepción (*Ver figura*).

El circuito π - equivalente de las líneas se obtiene multiplicando los parámetros π - nominal por las siguientes expresiones:

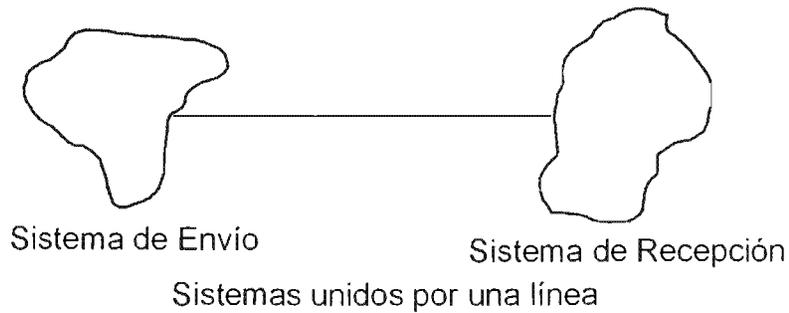
$$F_1 = [\text{sen}(\beta d) / \beta d]$$

$$F_2 = [\tanh(\beta d) / 2] / [(\beta d) / 2]$$

Donde:

F_1 = coeficiente de impedancia serie π - nominal.

F_2 = Coeficiente de admitancia en derivación.



Los parámetros del π -nominal (Z y Y) se obtienen multiplicando los parámetros por unidad de longitud (Z y Y) por la longitud total (d) de la línea. Los π - equivalentes se distinguen de los π - nominales agregándoles un apóstrofe.

La cargabilidad de la línea de transmisión puede resultar determinada por la capacidad de los conductores o del equipo terminal, por la caída de voltaje que ocurre entre los extremos.

A) LIMITACIÓN TÉRMICA

El límite térmico está determinado por la máxima temperatura del conductor. La temperatura de éste afecta la flecha entre las torres y la pérdida de la resistencia a la tensión mecánica debido al recocido que puede sufrir si la temperatura es muy alta.

La temperatura del conductor depende de la magnitud de la corriente y de su duración, así como la temperatura ambiente, velocidad de viento y de las condicionales físicas en la superficie del conductor.

$$ME = [(P_{\text{máx}} - P_{\text{op}}) / P_{\text{máx}}] \times 100$$

El margen se selecciona para proporcionar un funcionamiento estable del sistema ante una variedad de contingencia que puede provocar cambios de carga transitorios y de régimen permanente de la línea.

El nivel de margen se basa en el juicio y en la experiencia de los sistemas existentes generalmente se usa un margen de 30-35%, lo que significa una separación angular entre $E_1 - E_2$ de $44^\circ - 40^\circ$.

Sin embargo, para determinar la cargabilidad de los L.T. en sistemas eléctricos robustos es expresar la X de la línea sin pérdidas, en función de su longitud y reemplazar en la ecuación, para el caso sin pérdidas.

$$P = [(V_E V_R) / X] \text{ sen } \delta$$

$$P = [(V_E V_R) / \{Z_c \text{ sen } h(\beta D)\}] \text{ sen } \delta$$

Expresando la ecuación en términos de la potencia natural (SIL).

$$P = [V_E / V_{\text{NOM}}] / [V_R / V_{\text{NOM}}] [V_{\text{NOM}}^2 / Z_c [\text{sen } \delta / \text{sen } (\beta d)]]$$

$$P = V_E V_R (\text{SIL}) [\text{sen } \delta / \text{sen } (\beta d)]$$

La constante de fase β se puede expresar en términos de la longitud de onda de que para 60Hz es de 5000 km, $B = 2\pi / \lambda = 2\pi / 5000$, con lo que se obtiene:

$$P = V_E V_R (\text{SIL}) [\text{sen } \delta / \text{sen } (0.072d)]$$

En la que el argumento está en grados eléctricos y "d" en km.

I. 6 COMPENSACIÓN REACTIVA Y MÉTODOS

Parte de la importancia que se ha dado en el estudio de operación de la línea de transmisión, se ha sustentado básicamente en la capacidad de transmisión considerando para ello la cara ó corriente característica de la línea conocida también como potencia natural o "SIL".

Cabe destacar, que no siempre las líneas de transmisión, se ven obligadas a operar bajo éstas características sino que se ven expuestas la mayoría de las veces a variaciones fuertes en los incrementos de las demandas de potencia, lo que ocasiona un fuerte voltaje, dando como resultado:

- a) Incremento de la caída de tensión y oscilación del voltaje en el extremo receptor.
- b) Incremento del voltaje de generación.
- c) Variación del factor de potencia.
- d) Incremento en la regulación de la línea.
- e) Mayores pérdidas en la línea.
- f) Reducción de eficiencia en la línea.

Para solucionar estos problemas se deben buscar alternativas más económicas, considerando para ello las mejores propuestas de solución, como son:

- a) Compensación reactiva de la línea.
- b) Utilizar un circuito paralelo.
- c) Separar al consumidor de carga fluctuante del resto, alimentarlo en forma individual empleando la construcción de una línea adicional.

Las tres alternativas son viables, cabe destacar que al buscar la solución más adecuada a las necesidades de transmisión de la energía bajo los términos más económicos, propondríamos la alternativa de compensar la línea de transmisión, teniendo un ahorro del 90% al diseño de una nueva línea.

Motivo por el cual, se dedicará la atención al mejoramiento de la línea, considerando que parte de su estructura de diseño se ha rebasado en su operación, lo cual es un aspecto esencial en la compensación reactiva, la que consiste en reducir la impedancia característica del diseño de la línea, es decir una mejor estabilidad en el SEP.

La compensación reactiva tiene gran importancia en las líneas de transmisión, de extra y ultra alta tensión.

Cuando la línea se carga en su extremo receptor con una impedancia igual a su impedancia de onda, la fuente, que alimenta al extremo receptor, no tiene prácticamente que suministrar ninguna potencia reactiva para el consumo mismo de la línea. Las caídas de tensión a lo largo de la línea disminuyen, pues ya no existe la componente activa de la corriente que las provoca, sino la componente activa. El generador, trata de utilizar toda la potencia aparente en la transmisión de potencia activa.

En general esta condición no se da al 100%, ya que la impedancia de onda en la línea denota un porcentaje reactivo, más pequeño que el activo. Esto implica que la potencia natural tiene que ser una potencia aparente pues estará conformada por una componente activa y reactiva.

Por ejemplo, si la línea demanda en su extremo receptor una potencia $P_R > P_{nat}$, entonces la línea se manifiesta al generador del extremo transmisor como un consumidor de potencia reactiva inductiva, en caso inverso, cuando $P_R < P_{nat}$, se le considera como un consumidor de potencia reactiva capacitiva.

En la operación comercial de los sistemas de transmisión de energía es bien sabido que la potencia de la carga varía constantemente, en vista de lo cual resulta imposible conformar una suma vectorial de las potencias sea iguala a la potencia natural del sistema, lográndose que se aproxime a la demandada por el consumidor o carga.

La compensación reactiva se obtiene de la práctica conectando inductancias y capacitancias en ambos extremos de la línea. La impedancia de onda de la línea se ve entonces influenciada artificialmente.

Cuando $P_R > P_{nat}$, tenemos un consumidor de potencia reactiva, como se vio anteriormente, implica un consumo alto de corrientes reactivas y, por lo tanto, el riesgo de incurrir en pérdidas excesivas y sobrecargas en las líneas de transmisión, distribución y equipos eléctricos.

Por otro lado, con el propósito de realizar la compensación de la potencia reactiva en los sistemas eléctricos se emplean 5 métodos los cuales son:

- a) Utilización de motores sincronicos.
- b) Utilización de capacitores sincronicos.
- c) Utilización de bancos de capacitores.
- d) Utilización de compensadores estáticos de VAR'S
- e) Reactores en derivación.

Los motores síncronos son capaces de proporcionar trabajo mecánico y al mismo tiempo actuar como una carga capacitiva, en caso de operar sobreexcitados. Aunque se pueden considerar como una ayuda que mejora el factor de potencia, no constituyen una forma de compensación controlable con facilidad.

Los capacitores síncronos son motores diseñados para controlar el factor de potencia, nada más. Suelen ser de gran tamaño y capaces de proporcionar una cantidad elevada de potencia reactiva, tanto de carácter capacitivo como inductivo, según sea necesario, también mejoran la estabilidad de las líneas de transmisión en los regímenes transitorios. Sin embargo, son equipos cuyo uso implica una fuerte inversión inicial y un mantenimiento bastante costoso.

Los bancos de capacitores dan la potencia reactiva de carácter capacitivo que sea necesaria, pudiéndose instalar fijos o con bancos desconectables.

El uso de capacitores de potencia, comparado con el de otros medios de generación de potencia reactiva, implica las interesantes ventajas de un bajo costo por KVA. Instalado, un fácil manejo y un mantenimiento tan sencillo y barato que, en muchos casos, se vuelve prácticamente inexistente. Este es el motivo de la aceptación universal que han tenido los capacitores de potencia en todos los sistemas de transmisión y distribución o consumo de energía eléctrica, y su demanda creciente año tras año.

Los compensadores estáticos de VAR's (CEV's) están compuestos básicamente de capacitores, reactores, transformadores y circuitos

electrónicos. Son empleados para controlar la potencia reactiva en sistemas de transmisión, de distribución, etc.

Los reactores en derivación se utilizan para compensar la potencia capacitiva generadas por líneas largas (generalmente mayores de 200 km) y cables subterráneos de esta manera se logra una regulación de la tensión, pues de lo contrario, en ausencia de una compensación inductiva, alcanzaría valores muy elevados en el extremo de la carga.

Por lo anteriormente descrito, los bancos de capacitores serán objeto de mayor estudio en cuanto a su funcionalidad y estudio de operación dentro del sistema.

I. 7 BANCOS DE CAPACITORES PARA LA COMPENSACIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

La principal función de los capacitores, es regular el voltaje y los flujos de potencia reactiva en cualquier punto que hayan sido instalados, ya sean como un solo condensador o como un conjunto de capacitores (denominado banco de capacitores).

Tenemos dos tipos de arreglos serie o paralelo. Los capacitores en paralelo cambian el factor de potencia de la carga, mientras los capacitores en serie reducen directamente la reactancia inductiva del circuito.

I. 7. 1 Capacitores serie

Este tipo de compensación dependiendo de las características de la línea puede presentar diferentes beneficios, por lo consiguiente tenemos sistemas de tensión intermedias y sistemas de tensión elevadas.

Sistema de tensión intermedias.- En estos sistemas, cuyas longitudes son relativamente discretas las tareas del condensador serie pueden resumir de la siguiente manera:

- a) Disminución de la caída de tensión en la línea y aumento de la potencia que puede transmitir la misma esto equivale también a tratar de mantener un perfil de tensión constante en el extremo receptor al cual se encuentra conectada la carga.
- b) Disminución de la variación de tensión, ocasionada generalmente por los cambios bruscos que pueda sufrir la carga.
- c) Modificación o redistribución de la potencia transmitida en líneas conectadas en paralelo.

Sistemas de tensión elevada en estos sistemas se ven caracterizados por longitudes considerables al capacitor en serie se le utiliza entonces con las siguientes finalidades.

- a) Aumento de la potencia transmitida por la línea, pero manteniendo un grado de estabilidad constante.
- b) Aumento de la distancia o longitud de transmisión, manteniendo la misma potencia o grado de estabilidad en la transmisión.
- c) Conservación y/o mejoramiento de la estabilidad de la transmisión cuando ésta se ve sometida a fuertes variaciones por parte de la carga.

En base a sus posibles usos y aplicaciones del capacitor en serie se puede concluir que se le emplea fundamentalmente como regulador de tensión o estabilizador de la red.

Los capacitores en serie se pueden ubicar, a lo largo de la línea, en tramos o secciones de línea, en los extremos de la línea de transmisión o en uno sólo de ellos y la última alternativa consiste en instalar los bancos de condensadores entre las barras de una misma subestación.

I. 7. 2 Capacitores paralelo

Otra posibilidad de compensar el factor de potencia de la carga es el uso de condensadores en derivación. La aplicación de estos bancos de condensadores no son extendidos a los sistemas de tensión elevados, en los sistemas de distribución y en tensiones intermedias si se les utiliza con mucha frecuencia, bien sea para la compensación de cargas individuales o para la compensación reactiva de todo un sector.

A continuación se muestra una comparación entre los compensadores serie y paralelo que pueden ser empleados para la compensación de las líneas de transmisión:

- a) El ahorro de energía que se logra utilizando sin condensador en serie en lugar de un condensador en derivación es considerado.

El costo de uno de estos condensadores aumenta en forma lineal con su tamaño o potencia.

b) Al variar la carga el condensador en serie garantiza una regulación automática e inmediata, pues la intensidad de corriente de la carga circula a través de él, para lograr el mismo efecto con un condensador en derivación tendría que incorporarse una regulación adicional, de manera que al disminuir la demanda no se manifieste sobre tensiones como consecuencia de la sobrecompensación.

Sólo la compensación individual (en derivación) obvia este problema, pues el condensador diseñado generalmente para compensar la corriente de magnetización, se desconecta simultáneamente con la carga.

c) El condensador en derivación disminuye las pérdidas en la línea siempre y cuando $\theta_{cap} < \theta_{ind}$, mientras que el condensador en serie no disminuye la corriente a través de la línea.

Una comparación técnico-económica debe hacerse por consiguiente, para cada caso en particular, considerando el costo anual de las pérdidas.

d) El condensador en derivación no se ve tan solicitado por los fenómenos de corto circuito del sistema como el que se conecta en serie este último requiere dispositivos especiales para su maniobra o protección.

Los peligros de sobretensiones de frente muy escarpado, característicos de los condensadores en serie, no se observan en los condensadores en derivación.

I. 8 AHORRO ECONÓMICO PARA EL USO DE CAPACITORES

En general los beneficios económicos que se presentan por la instalación de capacitores pueden resumirse en:

- a) Capacidad liberada de generación.
- b) Capacidad liberada de transmisión.
- c) Capacidad liberada en la subestación.
- d) Adicionalmente las siguientes ventajas en la red:
 1. Reducción de las pérdidas.
 2. Reducción de la caída de voltaje y por lo consiguiente mejorar la regulación.
 3. Eliminar el uso de infraestructura de líneas aéreas adicionales.
 4. Eliminar la instalación de circuitos en paralelo.

Por lo anterior, el determinar el beneficio financiero por la utilización de bancos de capacitores, requiere de un procedimiento exacto y muy complejo, por lo que lo trataremos de explicarlo lo más sencillo posible.

Beneficio financiero debido a la instalación de capacitores es igual a:
 $\Sigma \Delta S =$ Reducción demandada + Reducción de energía + Incremento de voltaje.

Donde:

El beneficio financiero debido por la reducción de la demanda se compone:

1. Beneficio financiero debido al incremento de la capacidad de generación.
2. Beneficio financiero debido al incremento de la capacidad de transmisión.
3. Beneficio financiero debido al incremento de la capacidad de subestación.
4. Beneficio financiero debido al incremento de la capacidad de la línea.

El costo de la reducción de energía está compuesto por: Beneficio financiero debido a la reducción de pérdidas.

El costo por el incremento de voltaje está compuesto por: Beneficio financiero debido al incremento de voltaje.

Cabe destacar que todos estos beneficios económicos debido a las diferentes cuestiones originadas por el empleo de capacitores involucran constante a razón de dólar / año.

Para tener una mayor visión del beneficio económico que involucró la utilización de este método de compensación reactiva, supongamos una línea larga que está operando a un factor de potencia de 0.90 y deseamos mejorar al orden de 0.98, con esto tenemos los siguientes datos para cada uno de los diferentes rangos de factor de Potencia.

Datos	Fp = .90	Fp = .98
Reducción total de las pérdidas debido a la aplicación del capacitor en el bus de la subestación MW.	495.165	491.738
Reducción de las pérdidas adicionales debido a la aplicación del capacitor en el bus de los alimentadores MW.	85.771	75.342
Reducción total de la demanda debido a la aplicación del capacitor en el bus de la subestación y en el alimentador MVAR's.	22.506.007	21.172.616
Requerimiento total adicional en el bus alimentador.	9.810.141	4.213.297

Suponiendo que tenemos una carga fija de 0.20, demanda media de 250 dls/MW, costo de energía de 0.40 dls/MWh, el sistema tiene un factor de pérdidas de 0.17, un promedio del costo del capacitor es de 4 – 75 dls KVAR's. Usando un factor de responsabilidad de 1.0 y 0.9 para la instalación del capacitor en el bus de la subestación y en el alimentador tenemos que:

A) Pérdidas económicas adicionales en MW debido al mejoramiento del factor de potencia (0.98) cuando es instalado el capacitor en las subestaciones;

$$\Delta S_{LS} = 495,165 - 491,738 = 3,427 \text{ MW}$$

- B) Pérdidas económicas adicionales en MW debido al mejoramiento del factor de potencia (0.98) cuando es instalado el capacitor en el alimentador es;

$$\Delta S_{LS} = 85,771 - 75,342 = 10,429 \text{ MW}$$

- C) Total de las pérdidas económicas adicionales en MW es;

$$\Sigma \Delta S_{LS} = 3,427 + 10,429 = 13,856$$

- D) Capacidad adicional económica en el sistema MVAR's es;

$$\Delta S_{SYS} = 22,506,007 - 21,172,616 = 1,333,391 \text{ MVAR's}$$

- E) Requerimiento adicional del capacitor en MVAR's es;

$$\Delta Q_C = 9,810,141 - 4,213,297 = 5,596,844 \text{ MVAR's}$$

- F) Reducción económica de la demanda anual debida a la instalación del capacitor en bus de la subestación y alimentador, en pesos por año;

Debido a la aplicación del capacitor en el bus de la subestación.

$$(3,427 \text{ MW}) (1.0) (250 \text{ dls / MW}) (0.20 / \text{año}) = 171,350 \text{ dls / año}$$

Debido a la aplicación del capacitor en el alimentador.

$$(10,429 \text{ MW}) (0.9) (250 \text{ dls / MW}) (0.20 / \text{año}) = 469,305 \text{ dls / año}$$

La reducción económica de la demanda anual es;

$$171,350 + 469,305 = 640,655 \text{ dls / año}$$

G) Economía anual debida a la liberación de la capacidad de transmisión es;

$$(1,333,391 \text{ MVAR's}) (27 \text{ dls / MVAR's}) (0.20 \text{ año}) = 7,200,311 \text{ dls / año}$$

H) Economía anual debida a la reducción de las pérdidas es;

$$(13,856 \text{ dls KW}) (8760 \text{ hr / año}) (0.17) (0.045 \text{ dls / Kwh}) = 928,546 \text{ dls / año}$$

I) Costo anual de la adicción del capacitor es:

$$(5,596,844 \text{ MVAR's}) (4.75 \text{ dls / MAR's}) (0.20 \text{ año}) = 5,317,002 \text{ dls / año.}$$

J) Economía anual es;

$$640,655 \text{ pesos} + 7,200,311 \text{ pesos} + 928,546 = 8,769,512 \text{ dls/año}$$

Economía en demanda	Economía en capacidad	Economía en energía
------------------------	--------------------------	------------------------

CAPÍTULO II

ESTUDIO DE OPERACIÓN

OBJETIVO:

Describir las partes que se involucran en el estudio para operar las líneas de transmisión eléctrica.

Todos los sistemas eléctricos deberán ser juzgados de acuerdo no sólo a su confiabilidad, sino también a su eficiencia económica, es decir se deberá suministrar un servicio eléctrico confiable al menor costo posible.

Estos objetivos sólo podrán ser alcanzados si el sistema en proyecto es diseñado de acuerdo con un análisis económico adecuado a las circunstancias del país o área, donde el desarrollo presente de la RED de los sistemas de transmisión sean lo más viable o necesario en las alternativas del suministro en la energía eléctrica, se puede dar bajo los siguientes términos:

- a) Es necesario formular las alternativas más factibles en el diseño económico de la L. T.
- b) Independientemente de la estructura del sistema de transmisión debemos de tomar en cuenta como influyen de manera sensible las pérdidas del sistema en su aspecto económico.
- c) Las comparaciones de cada una de ellas con el propósito de seleccionar las alternativas tecno-económicas más convenientes, se dan siempre.
- d) Establecer criterios de diseño bajo la modalidad de las condiciones de sus estados característicos que pudiesen prevalece durante determinado tiempo y que pudiesen afectar económicamente (aislamientos, aisladores, conductores, etc.).

Usualmente el objetivo en el análisis de las redes de energía o lo que en forma general o normalizado se puede dar con la parte principal de los

elementos del sistema eléctrico de potencia, es trascendental al establecer la consideración de que cada uno de ellos se involucra técnicamente en forma directa a la parte económica que se trata de ella.

Por lo cual, es bien conocido que el aislamiento óptimo de la torre, no necesariamente se obtiene por la optimización en el desarrollo de los 3 conceptos que lo involucran como son:

- a) Desarrollo de la descarga atmosférica.
- b) Desarrollo de la onda de switcheo.
- c) Desarrollo ó frecuencia del sistema.

Y ya que el objetivo inicial, es de minimizar un desarrollo dado en la línea de transmisión, conviene directamente que bajo técnicas estadísticas facilite la introducción de optimizaciones más sofisticadas siempre considerando para ello, gran parte de la operación que pueda presentar la L. T. en su diseño y economía estructural.

Es por esto, que en gran parte del término indisponibilidad, queda sustentada en los tres componentes que se dieron anteriormente y los cuáles representan la porción del tiempo en que la energía no puede operar.

Lo que implica que existen fallas en el sistema de origen interno o externo, que serán tratados a continuación, por lo que repercute en la contabilidad, estabilidad y economía del sistema.

II. 1 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA ECONOMÍA DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Considerando que gran parte del sistema eléctrico de potencia, en general se ve expuesto a una serie de eventualidades, es importante tener en cuenta todos y cada uno de ellos, considerando para ello que la mayoría de los tipos de falla existentes pueden ser de 2 tipos, es decir;

1. Fallas de tipo interno
2. Fallas de origen externo

Aunque el riesgo de una y otra son los mismos, las características de cada una de ellas son distintas y la influencia que puedan tener sobre el “SEP” son trascendentes considerando siempre el efecto que puedan tener tanto:

- 1.- Técnica
- 2.- Económica
- 3.- Estructuralmente

En forma productiva o el avance tecnológico del país, siempre bajo la modalidad económica en el suministro de la energía eléctrica.

II.1.1 ORIGEN Y EVENTUALIDAD DE LAS FALLAS INTERNAS

Las líneas de transmisión representan para el sector eléctrico una de las partes más vitales encargadas de enlazar las puntas de generación con los puntos de consumo, mediante la transmisión de bloques de potencia, de

ahí la importancia de mantener en óptimas condiciones ya que son los elementos más vulnerables del sistema.

Por su origen, las denominadas sobre tensiones internas denotan diferentes tiempos de formación de cresta y de semi amplitud. El nombre obedece a que su origen o causas se encuentra en el propio sistema transmisión de energía; así se tiene por ejemplo, fallas a tierra (1.2/50 μ s), sobre tensiones de maniobra (250/2,500 μ s) ferro resonancia, etc.

Estas se dividen en 2 tipos:

a) Sobre tensiones intensas de alta frecuencia;

Estas sobre tensiones se deben a fenómenos que aparecen cuando el estado de una red se cambia por operaciones de maniobra (switchero) o por una frecuencia del orden de 20 khz y de hecho está gobernada por la inductancia y capacitancia inherente al circuito.

b) Sobre tensiones;

Estas ocurren a la frecuencia nominal del sistema e incluyen la tensión en estado permanente que pueda resultar, con pequeñas variaciones por la desconexión de una carga, particularmente se presenta en caso de las líneas de transmisión larga.

Aunque estadísticamente, el origen en el tipo de falla nos da una referencia gradual, bajo la consideración, de las características de diseño de la línea, si es muy importante tomar en cuenta, que la influencia que se pueda dar bajo su parámetro, redundan siempre en las características de

operación de los mismos, por lo cual, cualquier tipo de falla interna que se presente y por la clasificación que se le de, esta tiene una influencia total. Por ejemplo, supongamos una falla interna en la línea de transmisión del tipo kilométrica, esto ocasiona que:

El interruptor de potencia sometido a esta solicitud contempla entonces dos tensiones oscilatorias diferentes en sus contactos; una corresponde al extremo transmisor de la línea y la otra al extremo receptor, la tensión resultante deja de denotar una forma de onda senoidal amortiguada para asumir su comportamiento de diente de sierra.

Bajo estas consideraciones tenemos que la mayor solicitud del interruptor de potencia se presenta por consiguiente a cierta distancia del mismo, cuando todas las magnitudes involucradas (corriente de circuito y tensión oscilatoria) denotan valores relativamente elevados.

II. 1. 2 ORIGEN Y EVENTUALIDAD DE LAS FALLAS EXTERNAS

Este tipo de fallas al igual que las de origen interno, representan alguna contingencia de las líneas (salidas del sistema) dependiendo de la magnitud de ésta. De las fallas de origen externo en especial la descarga atmosférica denominada rayo, ha sido desde los comienzos de nuestra civilización objeto de especial estudio, debido al gran impacto que tiene y su influencia de ocurrencia, además de estas, se presentan en menor proporción las originadas por vientos fuertes, contaminación, brecha, quema de caña y vegetación.

II. 2 COSTO DE LA ENERGÍA NO TRANSMITIDA

En las últimas décadas se ha tenido un interés relevante en la valoración de la seguridad de los sistemas de transmisión de potencia y estos se han venido aplicando para el diseño, mantenimiento y operación de los mismos.

Las líneas de transmisión son una parte vital del suministro de energía, en donde el significado de las pérdidas y la seguridad son una parte substancial para el ahorro del capital, por medio de la reducción de las pérdidas y elevando la calidad del suministro obtenido por los métodos y herramientas para planeación, operación y mantenimiento de los sistemas.

Por lo tanto, la cuestión de seguridad puede ser totalmente integrada en el costo de minimizar el proceso de planeación, por el manejo del costo de interrupción como un costo de operación, por lo que, el costo de salida del sistema puede nombrarse como costo de energía no transmitida.

La integración de la seguridad en el costo de minimizar el proceso de planeación necesita de la evaluación, considerando para ello la seguridad del costo de operación, para todas las alternativas futuras incluyendo la existencia del suministro de energía esto se lleva a cabo por medio del cálculo de la seguridad o determinación de las expectativas anuales bajo las perspectivas del número de salidas asociadas con el tiempo de no transmisión en el suministro de sistemas. La determinación se realiza considerando para ello, el propósito de incluir alternativas bajo la existencia del sistema donde se considera la reducción en las posibilidades de salida o seccionando éstas.

La energía no liberada es determinada por la multiplicación de la potencia activa no transmitida por la línea de transmisión y tiempo de no suministro, esto puede ser utilizado para el caso específico que se desee analizar.

El costo social de una interrupción es:

$$Co_i = Co_l P_l \Delta T_{\rho_l} [NOK]$$

Donde:

Co_l = Costo de energía no liberada en la L.T (Nok / Kwh)

P_l = Potencia activa ininterrumpida en la L.T (Kw)

ΔTr_l = Energía no suministrada en la L.T.

Para un propósito práctico utilizamos valores promedios de interrupción de potencia y el promedio total de tiempo de energía no suministrada, esto es normalmente utilizado para el cálculo anual del costo de interrupción.

II. 3 ANÁLISIS DE COSTOS

La dependencia cada vez mayor de todas las actividades humanas del suministro de energía eléctrica ha traído como consecuencia que la confiabilidad y calidad del servicio sea lo más exigido a las empresas eléctricas por los usuarios. La razón principal de esta situación radica en que tanto las centrales eléctricas como subestaciones, representan cantidades mucho mayores de inversión que las de una L.T y una falla en ellas significa en muchas ocasiones situaciones catastróficas, es por lo anterior asegurar la confiabilidad de esta parte de los sistemas eléctricos.

Es por esto, que es fundamental que todas las alternativas que se formulen contemplen los requisitos de calidad de servicio (confiabilidad y estabilidad) específicamente para la zona de consumo considerando el desarrollo de la línea de transmisión de la vida útil de la misma.

El análisis técnico debe verificar las condiciones de servicio y la dotación de los posibles cambios o modificaciones futuras que requiera de nueva inversión. Después del análisis técnico seguirá la fase del estudio de factibilidad o conveniencia económica que deberá incluir todos los gastos e inversiones que se necesitan, dado que todos estos gastos de inversión ocurren en épocas diferentes.

Un análisis técnico nos permite fundamentalmente en el cálculo de la regulación, confiabilidad, protección y carga de los conductores y equipo en general por medio de simulaciones operativos del sistema de transmisión previsto en el Capítulo II.

El análisis económico en los sistemas eléctricos de transmisión es bastante complejo y sale un poco de los análisis tradicionales esto se debe principalmente a que no se busca un lucro sino un servicio que cumpla con todos los requerimientos de calidad y funcionalidad. Dado que cada proyecto específico tiene características propias, no se debe establecer un costo único para aplicarlo indiscriminadamente al proyecto tipo, se ha hecho un esfuerzo para medir con eficacia principales parámetros técnicos propios de el proyecto tipo y sus principales componentes de costo.

Se tiene elementos para la evaluación económica de proyectos específicos, ya que se pueden hacer algunas mediciones de los recursos

que demanda un proyecto para su realización, así mismo se puede estimar los requerimientos de importaciones.

La información requerida para la estructura de los costos y para la determinación de los parámetros, proviene de la coordinación de proyectos de transformación de la subdirección de construcción.

En este estudio se presenta en resumen de costo para líneas de transmisión distinguiéndose dos tipos de costos:

- a) Directo.
- b) Directo + indirecto.

II. 3.1 COSTO DE INVERSIÓN

Aquí se distinguen dos costos unitarios de inversión por km: *Directo* y *Directo + indirecto*.

El *costo directo*, se obtiene al sumar en moneda corriente las erogaciones correspondientes a una línea de transmisión, este costo refleja el valor de los materiales, equipos, mano de obra, terrenos, supervisión de construcción, etc. incorporados en un km. de línea suponiendo que todas las erogaciones se realizarán en un solo punto en el tiempo. Este concepto es el que se utiliza para la formación y elaboración de los presupuestos anuales de inversión por proyecto y para las actividades de seguimiento de avance de presupuesto en las obras, así como los estudios de evaluación de la expansión de los sistemas eléctricos.

Al añadir al costo directo, los costos originados por administración de proyecto, ingeniería, control y otras actividades directamente relacionadas con la obra, que son realizadas básicamente en las oficinas de CFE, se obtiene el costo directo + indirecto.

II. 3.2 ESTRUCTURA DEL COSTO DIRECTO

Se distinguen 3 conceptos que componen el costo de inversión materiales y equipos de instalación permanente, construcción y otros.

El concepto de materiales y equipo de instalación permanente se refiere a los equipos que constituyen la línea en sí (torres, cables, aisladores, herrajes, etc.) En el rubro de construcción se incluye la mano de obra y equipo necesario en la erección de torres de transmisión, el montaje de las mismas, el tendido de los conductores, así como la infraestructura necesaria para llevar a cabo estas actividades. Finalmente el concepto otros, engloba el transporte de los materiales y equipos de instalación permanentes, las indemnizaciones por derecho de vía, los estudios topográficos y la supervisión de construcción de las obras.

CAPÍTULO III

CONSIDERACIONES PARA OPERAR LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA

OBJETIVO:

Describir y enumerar las consideraciones para operar las líneas de transmisión eléctrica

III.1 ASPECTOS QUE COMPLEMENTAN EL DISEÑO DE UNA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

Antes de ver el diseño de una línea de transmisión veremos que las que las tendencias que se han dado dentro de los sistemas eléctricos de potencia en términos de los conceptos representa a, la operación, confiabilidad y seguridad de la misma, vienen ligados lógicamente a lo que es la parte del diseño y análisis que se da de la línea de transmisión.

De las características importantes que se dan de las líneas de transmisión en todo el territorio nacional, existen redes eléctricas que en su mayoría son muy longitudinales entre los autos de enlace de áreas, las cuales desde el punto de vista de carga son bastante dispersas a los centros principales de generación, lo cual económicamente resulta con pérdidas de energía de gran importancia en su trayectoria.

Es en esta parte donde los sistemas de transmisión de la energía (LT), toman gran trascendencia no sólo en su operación, si no en el cálculo de su diseño y construcción geográficamente siguiendo con una trayectoria específica, a lo largo de L.T.

Esto ha dado a través de los años, que una buena parte de las redes eléctricas que conforman nuestra estructura principal de las áreas del Sistema Interconectado Nacional, presenten en su conectividad diferentes estados característicos, considerando para ello que la mayor parte en sus eventos se presentan bajo los conceptos complementados en buena parte por el control y operación de las líneas de transmisión.

El cálculo o diseño de una L.T. consta de varios aspectos entre los que se pueden mencionar como los más importantes para las L.T. áreas; cálculo eléctrico, cálculo mecánico y cálculo o diseño de aislamientos.

El cálculo eléctrico se puede decir que se inicia a partir del establecimiento de las características del servicio de la línea o sea la tensión de transmisión, la distancia, así como las características de la carga.

El cálculo eléctrico puede tener dos enfoques, uno que considere que se cuenta con aspectos normalizados de cálculo como son el calibre y el tipo de conductores para una distancia, tensión, potencia, transmitida y característica de corrosión, el tipo de torres de transmisión y la distancia entre estructuras en función de las características del terreno y que en forma automática establecen procedimientos de cálculo ya normalizados que simplifican a éste.

El otro enfoque se refiere al diseño global de la línea, es decir, al dimensionamiento de condiciones y el cálculo de aislamiento en forma completa, esta con propósito de normalización o para casos particulares como pueden ser las líneas de alta y ultra alta tensión.

En este capítulo se tratará el cálculo eléctrico con el primer enfoque, haciendo uso de los métodos y procedimientos ya establecidos en distintos textos de cálculo y construcción, pero haciendo un análisis de su operación y confiabilidad, bajo diferentes condiciones supuestas de operación.

En esta parte de nuestro tema, trataremos de dar una concepción de cálculo de la L.T. bajo la modalidad de sus parámetros característicos como: RESISTENCIA, INDUCTIVA Y CAPACITANCIA; determinando en forma

directa su procedimiento, se establecerán además criterios comparativos en la parte de operación económica de la línea de transmisión considerando para ello la representatividad que se da de línea de transmisión en el diagrama de operación de la línea, cuya evaluación se condicionan los cálculos a las potencias características de envío y recepción, tanto la parte activa como reactiva en función del voltaje característicos que se obtenga.

Notaremos en detalle y de acuerdo a la evaluación que se da en la línea de transmisión aspectos importantes, tales como:

1. Selectividad en el tipo de conductor, considerando en esta parte el concepto de capacidad de transmisión de la L.T. (SIL).
2. La configuración del tipo – de torre bajo la normatividad que se da para cada una de ella, siempre bajo los estándares de la resistencia a pie de la torre eléctrica.
3. Los márgenes permitidos por la L.T., bajo condiciones anormales, a algunos puntos de la Red, a los cuales de L.T. tiene influencia.
4. La tendencia de los incrementos de las zonas de consumo influyen en los márgenes de los valores característicos y en forma discreta, en el mismo diseño de la LT.
5. La economía base fundamental en el funcionamiento de la LT considerando para ello el diseño de acuerdo a la normalización.

III.1.1 PARÁMETROS METEOROLÓGICOS

Los parámetros meteorológicos se consideran en el diseño mecánico de las líneas de transmisión aéreas, pues es de suma importancia conocer

las condiciones climatológicas en el lugar por donde cruzará la línea de transmisión futura, tal información es prerequisite para un diseño que será económico y confiable durante su operación comercial.

Estos aspectos son:

a) Velocidad de viento

Los efectos del viento en las estructuras pueden, en ocasiones, ser importantes y hacer que se violen los requisitos de seguridad y ser considerado como una acción de diseño estructural.

En base a los estudios realizados por instituciones relacionadas con el diseño de las líneas se han establecido figuras de velocidad de vientos por zonas, cuyas velocidades son consideradas como laminares y no de diseño, por lo cual se deben incluir correcciones que involucren topografía de la región.

b) Topografía

Dentro de los estudios topográficos se consideran todos los cambios de trayectoria necesarios, de acuerdo a las disposiciones gubernamentales.

c) Condiciones climatológicas

Dentro de la República Mexicana se establece que la máxima temperatura se considera a 50°C y la mínima a 0°C con presencia de hielo.

III.1.2 ASPECTOS MECÁNICOS

A continuación daremos algunos conceptos que influyen en las condiciones mecánicas tales como:

- a) El gradidiano o claro vertical, longitud de claro que se debe considerar de claro horizontal para determinar del peso del cable que transmite a la estructura.
- b) El ocolovano o claro medio horizontal, es la longitud a considerar de claro horizontal para determinar el esfuerzo de la acción del viento sobre los cables y por lo consiguiente que se transmite a la estructura, esto nos sirve para determinar tipo de estructura en cada punto de apoyo.
- c) Flechas, se define como la máxima distancia vertical entre la recta que une a los puntos de sujeción del cable y el mismo cable.
- d) Curva caliente, también llamada curva de flechas máximas verticales, es la que adopta el cable al presentarse las condiciones de mayor flecha, estas tan solo se presentan por efecto de alta temperatura sin sobrecarga de viento o hielo.
- e) Curva fría o curva de flechas mínimas verticales, es de gran importancia en una línea de transmisión aérea sobre todo en zonas montañosas, esta representa la forma que tendrá el cable cuando se presentan las condiciones más adversas, es decir temperatura mínima.
- f) Sobrecarga en cables, puede ser debido al viento o a una sobre capa de hielo.

- g) Sobrecarga de viento, es la presión que ejerce el viento sobre una superficie batida por el mismo.
- h) Sobrecarga de hielo, tiene un doble efecto a saber, se suma aritméticamente con el mismo peso del cable y aumento de la superficie batida por el viento.

III. 1. 3 Calculo eléctrico

DATOS DE LA LÍNEA

Nombre	Laguna verde – Puebla.
Longitud de la línea	225 km.
Tensión nominal	400 kv
Categoría	Línea larga
No. de circuitos 3 ϕ s	1 con 2 conductores
MSNM durante el recorrido	Zona montañosa > 1000 y <2400 zona de costa <1000.
Apoyos	Torre metálica autosoportada

DATOS DE CONDUCTORES

Designación	ACSR
Tipo	Bluejay
Área	1113 MCM
ϕ ext.	31.95 mm
Composición	45 hilos de Al (3 capas), 07 hilos de Acero.
r mg	12.68 mm

III. 1. 4 Cálculo de resistencia

Este valor se obtiene por tablas tomando el valor de la resistencia a 60 cps y 50° C.

$$R_c = 0.058 \text{ g } \frac{\Omega}{\text{km}}$$

Como son dos conductores por fase;

$$R = \left[\frac{1}{2} \right] R_c = 0.02945 \Omega / \text{km} / F$$

III. 1. 5 Cálculo de la reactancia inductiva X_L y capacitiva X_c

Se calcula por medio de la fórmula:

$$X_L = 2 \pi F_L$$

$$X_L = 0.1736 \log [\text{DMG} / \text{RMG}] \Omega / \text{KM} / F$$

Donde:

El RMG se obtiene:

Sabiendo que el RMG es de 12.68 mm/cond; el RMG del conjunto de conductores de cada fase.

$$\text{RMG}_A = \text{RMG}_B = \text{RMG}_C = \sqrt{\text{RMG}cDs}$$

Donde:

D_s = Distancia entre los 2 conductores de la misma fase.

$$RMG_f = \sqrt{RMG_c D_s} = \sqrt{1268 \times 45}$$

$$RMG_f = 7.5538 \text{ cm}$$

$$DMG = [13.2 \times 13.2 \times 26.4]^{1/3}$$

$$DMG = 16.63 \text{ M}$$

Entonces se tiene:

$$XL = 0.1736 \log [16.63 / 0.075538]$$

$$XL = 0.4067 \Omega / \text{km} / \text{F}$$

Para calcular la Reactancia Capacitiva se localiza tomando en cuenta el efecto de tierra. Por lo tanto primero se calcula la altura media de los conductores sobre el piso según y considerando 16 m.

$$L = L_s - 0 - 70 (F)$$

$$L = 26.75 - [(0.70) (16)]$$

$$L = 15.55 \text{ m}$$

El RMG para el cálculo de X_c :

$$RMG_c = \frac{1}{n} (n r e R^{n-1})$$

Donde:

$$n = 2$$

$$RMGC = \sqrt{[2reR]} = [1.5975 \times 45]^2 = 8.48 \text{ cm}$$

El valor de la DMG es el mismo que se calculó para X_L .

$$X_c = [6.596 / 60] \log [16.63 / 0.0848] [2 (15.55) / \sqrt{4(15.55)^2 + (16.63)^2}]$$

$$X_c = 0.222243 \text{ M } \Omega / \text{ km } / \text{ F}$$

Por lo tanto la susceptancia es:

$$B = 1 / X_c = 4.4995 \text{ E-6 m} \Omega / \text{ km } / \text{ F}.$$

Las corrientes kilométricas son:

<i>Resistencia eléctrica</i>	$R = 0.02945 \Omega / \text{ km } / \text{ F}$
<i>Reactancia inductiva</i>	$X_L = 0.4067 \Omega / \text{ km } / \text{ F}$
<i>Reactancia capacitiva</i>	$X_c = 0.222243 \Omega / \text{ km } / \text{ F}$
<i>Susceptancia</i>	$B = 4.4995 \text{ E} - 6 \Omega / \text{ km } / \text{ F}$
<i>Conductancia</i>	$G = 0$

II. 1. 6 Calculo de las constantes eléctricas

La impedancia en serie de la línea:

$$Z = R + j X_L$$

$$Z = 6.626 + j 91.508$$

$$Z = 91.7475 \text{ cis } 85.85^\circ$$

Obtenemos la admitancia en paralelo de la línea:

$$Y = G + jB$$

$$\text{Para } G = 0$$

$$Y = jB$$

$$Y = 1.0RE - 3 \text{ cis } 90^\circ$$

La impedancia característica de la línea es:

$$Z_c = [Z / Y]^{1/2}$$

$$Z_c = [91.7475 \text{ cis } 85.85^\circ / (1.015E - 3 \text{ cis } 90^\circ)]^{1/2}$$

$$Z_c = [90659 \text{ cis } 4.15^\circ]^{1/2}$$

$$Z_c = 30 \text{ cis } - 2.037$$

La potencia característica de la línea:

$$P_c = V^2 / Z_c$$

$$P_c = 400,000^2 / 301 = 532 \text{ MW}$$

Las constantes eléctricas son:

<i>Resistencia eléctrica</i>	$R = 6262 \Omega / F$
<i>Reactancia inductiva</i>	$X_L = 91.508 \Omega / F$
<i>Reactancia capacitiva</i>	$X_c = 987.746 \Omega / F$
<i>Susceptancia</i>	$B = 1.012 E - 3 \Omega / F$
<i>Conductancia</i>	$G = 0$
<i>Impedancia serie</i>	$Z = 91.7475 \text{ cis } 85.85^\circ \Omega$
<i>Admitancia en derivación</i>	$Y = 1.012 E - 3 \text{ cis } 90^\circ \Omega$
<i>Impedancia característica</i>	$Z_c = 301$
<i>Potencia característica</i>	$P_c = 532 \text{ MW}$

II. 1.7 Cálculo de las corrientes generalizadas

Para proceder con el cálculo de la línea, primero calcularemos las corrientes generalizadas A, B, C, D.

De acuerdo con las tablas.

$$A = 1 + \{(Zy) / 2\}$$

$$A = 1 + [(6.26 + j91.508) (j1.012 E-3 / 2)]$$

$$A = 0.9537 + j.003353$$

Y recordando que $A = |A| \text{ cis } \alpha$

$$A = 0.9537 \text{ cis } 0.201^\circ$$

$$B = Z \{1 + \{(Zy) / 16\}\}$$

$$B = 6.626 + j91.508 [1 + \{(6.626 + j91.508) (j 1.012 E-3)\} / 6]$$

$$B = 6.24 + j 90$$

Y recordando que $B = |B| \text{ cis } B$.

$$B = 90.228 \text{ cis } 85.92^\circ \Omega$$

$$C = Y \{1 + \{(Zy) / 6\}\}$$

$$C = j 1.0 E-3 [1 + \{(6.626 + j 91.508) (j.1.012 E - 3)\} / 6]$$

$$C = j 0.9963 E - 3$$

y recordando que $C = |C| \text{ cis } \psi$

$$C = 0.9963 E - 3 \text{ cis } 90^\circ \Omega$$

Y recordando que $A = D$

$$D = 0.9537 \text{ cis } 0.201^\circ \Omega$$

Una vez obtenidas las corrientes de la línea, se procede a calcular el V_R al Neutro, la corriente de recepción, la potencia activa y la reactiva del lado de recepción, la eficiencia de la línea y la regulación de la línea.

Utilizando la potencia característica antes calculada, como potencia de carga.

III. 1.8 Ejemplo de cálculo para un factor de potencia atrasado de 0.85 y de 0.95

Para el factor de potencia atrasado de 0.85 tenemos:

El voltaje al neutro en el extremo receptor es:

$$V_R = (400,000 / 1.732) = 230,946 \text{ V}$$

Tomando a V_R como el fasor de referencia, la corriente en el extremo receptor es:

$$I_R = P_R / (1.732 V_R \text{ FPA})$$

$$I_R = 532,000 / (1.732 \times 400 \times 0.85)$$

$$I_R = 903 \text{ A.}$$

Donde:

$$\theta = \cos^{-1} (0.85) = 31.86^\circ \text{ donde: } \text{sen } \theta = 0.526$$

para I_R en forma polar:

$$I_R = 903 (0.85 - j 0.526) = (768.786 - j475).$$

La potencia reactiva es:

$$QR3 = 1.732X (400 E3) X (903) X (0.526)$$

$$QR3 = 329 \text{ MVAR's}$$

Para el cálculo de voltaje de generación al neutro y la corriente de generación, utilizamos las corrientes antes calculadas:

$$A = 0.9537 + j 0.003353$$

$$A = 0.9537 \text{ cis } 0.201^\circ$$

$$B = 6.42 + j90$$

$$B = 90.228 \text{ cis } 85.92^\circ \Omega$$

$$C = j 0.9963 \text{ E} - 3$$

$$C = 0.9963e-3 \text{ cis } 90^\circ$$

$$D = A$$

De acuerdo a la fórmula:

$$V_G = A VR + BIR$$

$$V_G = (0.9537 + j 0.003353) 230,946 + (6.42 + j 90) (768.786 - j 475)$$

$$V_G = 267,939 + j 66,915$$

$$V_{GF} = 276,168 \text{ cis } 14^\circ \text{ V}$$

Y el voltaje: líneas (hilos) es:

$$V_{GL} = 478,323 \text{ cis } 44^\circ \text{ V}$$

De acuerdo a la fórmula:

$$I_G = CVR + DIR$$

$$I_G = (j 0.9963 \text{ E}-3) 2300,946 + (0.9537 + j 0.003353) (768.786 - j 745)$$

$$I_G = 734,783 - j 220 \text{ A}$$

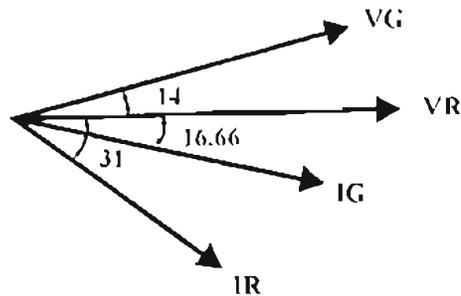
$$I_G = 767 \text{ cis } -16.66^\circ \text{ A}$$

El factor de potencia es:

**ESTA TESIS NO SALE
DE LA BIBLIOTECA**

$$F.P = \cos (16.66 + 14) = 0.85$$

A continuación se muestra el diagrama fasorial de la línea para los voltajes de generación y recepción, así como las corrientes de generación y recepción tomando a V_R como el favor de referencia.



La potencia aparente ó compleja es: $56 = V_G I_G$.

$$S_G = (267, 939 + j 66.915) (734, 783 + j 220)$$

$$S_G = 182.156 + j 108.114 \text{ MVA}$$

Donde se obtiene la potencia activa y reactiva 3ϕ

$$P_{G3} = 546.5 \text{ MW}$$

$$Q_{G3} = 3247.343 \text{ MVAR's}$$

Por lo tanto la eficiencia de la línea es:

$$\eta = (532 / 596.5) = 0.973 \text{ de eficiencia.}$$

Para el cálculo de la regulación, primero obtenemos el módulo de voltaje en vacío (V_{R0}).

$$\text{Si } V_G = 276,188 \text{ e } i_R = 0$$

$$V_G = A V_{R0}$$

$$V_{R0} = (V_G / A)$$

De acuerdo a la fórmula:

$$I_G = CVR + DIR$$

$$I_G = (j0.9963E-3) 230, 946 + (0.9537 + j0.003353) (768 + j372)$$

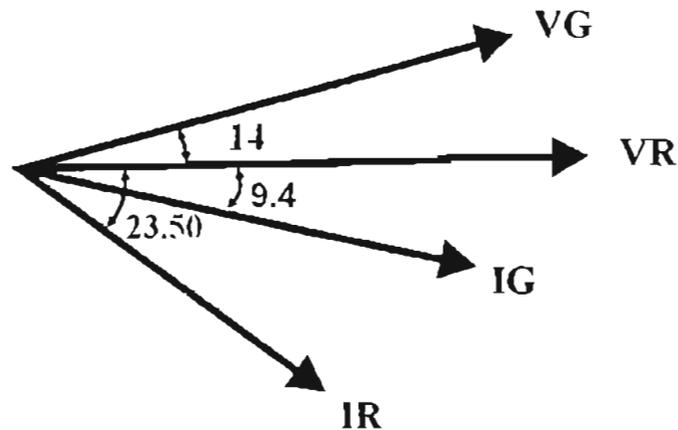
$$I_G = 733 - j122A$$

$$I_G = 743\text{cis} - 9.4^\circ A$$

El factor de potencia es:

$$F.P. \cos (9.4 + 14) = 0.917$$

A continuación se muestra el diagrama fasorial de la línea para los voltajes de generación y recepción tomando a V_R como el fasor de referencia.



La potencia aparente o compleja es:

$$S_G = V_G I_G$$

$$S_G = (258,664 + J67,506) (733 + J122)$$

$$S_G = 181,364 + J81\text{MVA.}$$

Donde se obtiene la potencia activa y reactiva 3 ϕ

$$P_{G3} = 544 \text{ MW}$$

$$Q_{G3} = 246 \text{ MVAR's}$$

Por lo tanto la eficiencia de la línea es:

$$\eta = (532 / 544) = 0.978 \text{ de eficiencia.}$$

Para el cálculo de la regulación, primero obtendremos el módulo de voltaje en vacío (V_{RO}).

$$\text{Si } V_G = 267,328 \text{ e } I_R = 0$$

$$V_G = A V_{RO}$$

$$V_{RO} = (V_G / |A|)$$

$$V_{RO} = (267,328 / 0.9537)$$

$$V_{RO} = 280,306 \text{ V}$$

$$V_{RO \text{ a-b}} = 485,000 \text{ V}$$

$$V_{RO} = (26,168 / 0.9536)$$

$$V_{RO} = 289,605 \text{ V}$$

$$V_{RO \text{ a-b}} = 501,596 \text{ V}$$

La regulación de la línea es:

$$\% \text{ Reg} = [(V_{RO} - V_R) / V_R] \times 100$$

$$\% \text{ Reg} = [(501,596 - 400,000) / 400,000] \times 100 = 25\%$$

Para el factor de potencia atrasado de 0.95 tenemos que:

$$V_R = 230.946 \text{ V}$$

Tomando a V_R como el fasor de referencia, la corriente en el extremo receptor es:

$$I_R = P_R / (1.732 V_R \text{ FPA})$$

$$I_R = 532,000 / (1,732 \times 400 \times 0.95)$$

$$I_R = 853^\circ$$

Donde:

$$\Theta = \cos^{-1} (0.95) = 18^\circ$$

$$\text{donde } \sin \Theta = 0.312$$

Para I_R en forma polar:

$$I_R = 808 (0.95 - j 0.312) = 768 - j252)$$

La potencia reactiva es:

$$Q_{R3} = 1.732 \times (400 \text{E } 3) \times 808 \times 0.312 = 175 \text{ MVAR's}$$

Para el cálculo de voltaje de generación al neutro y la corriente de generación, utilizamos las constantes antes calculadas:

$$A = 0.9537 + j.0003353$$

$$A = 0.9538 \text{ cis } 0.201^\circ$$

$$B = 6.42 + j90$$

$$B = 90.228 \text{ cis } 85.92^\circ \Omega$$

$$C = j0.9963 \text{E-}3$$

$$C = 0.9963 \text{E-}3 \text{ cis } 90^\circ$$

$$D = A$$

De acuerdo a la fórmula:

$$V_G = AV_R + BI_R$$

$$V_G = (0.9537 + j0.003353) 230,946 + (6.42 + j90) (768 - j252)$$

$$V_G = 220,253 + j68,276.$$

$$V_{GF} = 257,000 \text{ cis } 14.6^\circ \text{ V}$$

La regulación de la línea es:

$$\% \text{ Reg} = [(V_{R0} - V_R) / V_R] \times 100$$

$$\% \text{ Reg} = [(485 - 400) / 400] \times 100 = 21\%$$

III.2 DIAGRAMA OPERACIONAL DE LA LÍNEA

Como se vio en el capítulo I, existen un sin número de representaciones gráficas que ilustran el comportamiento de la línea, las consideraciones mencionadas en dicho capítulo, muestran que la tensión al comienzo de la línea (V_G) difieren al final de la misma (V_R).

Para la realización del diagrama consideramos la ecuación:

$$V_G = AV_R + BI_R$$

Donde $A = |A| \text{ cis } \alpha$ y $B = |B| \text{ cis } \beta \Omega / F$.

Para líneas de transmisión largas un valor tipo de A puede ser 0.98 cis 0.5° y B es aproximadamente igual al total de la impedancia serie de la línea. Para ser el diagrama de operación de la línea es usual hacer A

mucho menor y α mucho mayor, que los valores prácticos, también $B I_R$ exageradamente relativo a V_r .

Por lo que se procede a trazar el vector V_R con un ángulo $90 - \beta$ con origen en el punto 0 (se trazará el vector en el primer cuadrante) el cual usaremos de referencia para el trazado del vector AV_R con el ángulo α , cuyo extremo señalaremos con el punto 0', es en este punto donde se trazarán dos ejes cartesianos, en el que el eje de las abscisas representará a la potencia activa del extremo receptor de la línea (P_R), y el eje de las ordenadas a la potencia reactiva del extremo receptor de la línea (Q_R).

Tomando como origen el punto 0' Se trazará el vector BI_R con un ángulo $90 - \Theta$ (en el primer cuadrante), la suma de los vectores AV_R y BI_R nos da como resultado un vector que representa el voltaje de generación (V_G), con un ángulo δ , con respecto al vector V_R este ángulo representa el desfaseamiento entre el voltaje de generación y el voltaje de recepción de la línea.

La información más importante que se puede obtener del diagrama de operación de la línea es el siguiente:

El voltaje de generación de la línea, así como el ángulo de desfaseamiento (separación angular), entre el voltaje de generación y el voltaje de recepción, el comportamiento de la potencia activa y reactiva del extremo receptor de la línea, de acuerdo a la variación del factor de potencia.

El margen de regulación de la línea, de acuerdo a la diferencia entre el voltaje de generación y el voltaje de recepción, y el límite de potencia de la línea.

Esta información que obtenemos del diagrama de operación de la línea, nos muestra parte del comportamiento de ésta, bajo condiciones preestablecidas, que no abarca ningún tipo de contingencia o disturbio, por lo que los diagramas de operación anteriormente expuestos sólo nos manifiestan una idea del comportamiento general de la línea de transmisión.

Cabe mencionar que los principales usuarios de los diagramas de operación son los planificadores, los cuales, los utilizan para dar un primer vistazo al comportamiento de la línea, debido a que sólo representa el régimen permanente y sin contingencia, los diagramas de operación no sustituyen la necesidad de efectuar estudios completos de las diversas condiciones de operación susceptibles de ocurrir, tanto en régimen permanente como en régimen dinámico de las líneas de transmisión.

III.3 APLICACIÓN DE LOS DIAGRAMAS DE OPERACIÓN DE LÍNEA

Como hemos visto, en el diseño de una L.T. aérea, consta de varios aspectos, estudiados en los anteriores temas, como la variación de sus parámetros característicos bajo ciertas condiciones específicas de carga, los cuales podemos leer en los diagramas de operación de línea y así predecir su funcionalidad de respecto a cambios registrados que pudiesen presentarse durante su operación o ampliación de los centros de carga, para determinar su operabilidad desde el punto de vista económico.

CONCLUSIONES

Recientemente existen un sin número de estudios sobre las líneas de transmisión, que con ayuda de ciertos programas se hace más fácil su estudio (flujos de potencia, cargabilidad, etc.), incluyendo el diseño y operación de cualquier línea bajo diferentes condiciones.

Estos estudios de las líneas de transmisión; están encaminados para mejorar las consideraciones de operación en extra y ultra alta tensión, con el fin de proporcionar un servicio confiable a un menor costo.

Es importante destacar el diseño y operación de las líneas de transmisión, puesto que se deben tomar varios aspectos, que salen un poco de lo tradicional para establecer un estudio de operación de la línea de transmisión, esto se debe principalmente a que cumpla con todos los requerimientos de calidad y funcionalidad.

Por lo que respecta, al trabajo realizado tiene la importancia de un estudio de operación de una línea de transmisión considerando para ello los parámetros característicos y su estructura en función de su trayectoria, tipo de conductor y características de la torre, pero sobre todo las consideraciones y alternativas para que estas operen de una manera adecuada.

GLOSARIO

- **LÍNEA DE TRANSMISIÓN (LT).**- Son las arterias de un sistema de energía en (Kv) y la interconexión entre puntos de transformación, siendo que la energía puede tomar diferentes rangos para el consumo; en el diseño adecuado de una red, hacen que sea posible transportar potencia a altos voltajes.
- **LÍNEAS AÉREAS.**- Son líneas diseñadas para soportar factores que influyen en su funcionalidad y operación es decir, condiciones climatológicas (temperatura, humedad, altitud y descargas eléctricas); condiciones vandálicas (robo, sabotaje y golpes).
- **LÍNEAS SUBTERRÁNEAS.**- Se usan en alta tensión y se utilizan cables de papel impregnado especial (aislados con polietileno extraído).
- **IONIZACIÓN EN LOS CABLES.**- Causa el deterioro del aislamiento y finalmente su perforación.
- **RESISTENCIA (R).**- Causa principal de las pérdidas de energía de las líneas de transporte y nos referimos a la resistencia efectiva; siendo: $R = \frac{\text{pérdidas de potencia en el conductor}}{I^2}$
- **REACTANCIA INDUCTIVA (X_L).**- Se define como el voltaje o fuerza electromotriz de autoinducción que se genera en el circuito, cuando circula una corriente unitaria, siendo: $E = jX_L I = j\omega L I$, para los circuitos eléctricos es: $X_L = 2\pi f L$

- RMG.- Radio medio geométrico del conductor.
- REACTANCIA CAPACITIVA (X_c).- Para calcularla es necesario el concepto de CAPACITANCIA DE OPERACIÓN siendo aquella cantidad que multiplicada por E dan en el valor un número, siendo: $C = (C_o + 3C_l)$ por lo cual tenemos: $X_c = 2\pi Fc$ y expresando X_c en función de la admitancia: $Y_c = 2\pi Fc$.
- RESISTENCIA (R) Y REACTANCIA INDUCTIVA (X_L).- Por estos conductores circula la corriente, y determinan la caída de tensión variando de un punto a otro de la línea; constituyendo lo que se conoce como: Impedancia serie de la línea: $Z = R + jX_L$
- CONDUCTANCIA (G) Y REACTANCIA CAPACITIVA (X_c).- Bajo la acción existente entre los conductores, absorben una constante transversal de manera que la corriente principal, varía de un punto a otro de la línea, constituyendo lo que se conoce como: Admitancia en paralelo: $Y = G + jB$
- HMG.- Altura media geométrica.
- LÍNEAS CORTAS.- Dentro de ésta categoría, con las líneas de subtransmisión y distribución, con tensiones de operación en Kv, con longitudes no mayor a 60 km.
- LÍNEAS MEDIAS.- Son las que tienen una longitud asociada con su tensión de operación dentro de esta categoría caen las líneas de subtransmisión, y transmisión de tensiones medias, entre 69 kv – 161

Kv, con longitudes no mayores a 180 km, para tensiones elevadas, como son 115 kv y 16 kv.

- **LÍNEAS LARGAS.-** Es el caso más general, que corresponde a la consideración de la capacitancia, que tiene un efecto superior, a cualquiera de los tipos de líneas mencionadas anteriormente; operan con tensiones entre fases, superiores a 230 Kv y longitudes, no menores de 60 km.
- **CARGABILIDAD DE LA LT.-** Resulta determinada por la capacidad de los conductores o el equipo terminal, por la caída de voltaje que ocurre entre los extremos.
- **ME.-** Margen de estabilidad de la línea.
- **CAPACITOR.-** Regula el voltaje y los flujos de potencia reactiva en cualquier punto que hayan sido instaladas ya sean como un solo condensador ó capacitares (banco de capacitares).
- **CAPACITOR SERIE.-** Reducen directamente la reactancia inductiva del circuito.
- **CAPACITOR PARALELO.-** Cambian el factor de potencia de la carga.

BIBLIOGRAFÍA

- Jacinto Viqueira Landa
REDES ELÉCTRICAS
Ed. Alfa – Omega, S.A. de C.V.
México, D.F. 1993
- Gaudencio Zoppeti Judez
REDES ELÉCTRICAS DE ALTA Y BAJA TENSIÓN
Ed. Editores Gili S.A. de C.V.
- Roberto Espinosa y Lara
SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
Ed. Limusa S.A. de C.V.
México, D.F. 1990.
- Yebra Moron
COMPENSACIÓN DE POTENCIA REACTIVA EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS
Ed. Mc. Graw-Hill
México, D.F. 1987.
- Luis A. Siegert C.
ALTAS TENSIÓN Y SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN
Ed. Limusa S.A. de C.V.
México, D.F. 1989.