

# Análisis de susceptibilidad de la ferro-resonancia en sistemas de distribución

F. Toledo T.  
Universidad Autónoma Metropolitana - Azcapotzalco  
Área Eléctrica  
Ciudad de México, México  
ftoledo2@azc.uam.mx

M. A. Tabares S.  
ESIME - Zacatenco IPN  
Sección de Estudios de Posgrado e Investigación (SEPI)  
Ciudad de México, México  
miguel\_tabares\_11@hotmail.com

**Resumen:** Se analiza la probabilidad de incidencia del fenómeno de ferro-resonancia en los sistemas eléctricos de distribución. Este fenómeno se presenta cuando la reactancia de magnetización de un transformador y la capacitancia propia del sistema entran en resonancia. La forma común de manifestación de este fenómeno es mediante procesos transitorios que causan la afectación en la continuidad del servicio de la energía eléctrica, adicionalmente, se presenta sobretensiones que esfuerzan dieléctricamente los componentes de la red de distribución afectando la calidad del suministro de energía. Se describen los mecanismos de evaluación de parámetros para la determinación de las probabilidades de incidencia del fenómeno para diferentes configuraciones topológicas de la red de distribución. Se aplica la metodología a un sistema de distribución de anillo simple a 23kV proponiendo mejoras operativas.

**Keywords:** *Ferro-resonance, Resonance Phenomena, Distribution Systems, Effect Capacitive, Overvoltages.*

## I. INTRODUCCIÓN

Los transformadores representan un porcentaje significativo de componentes en un Sistema Eléctrico de Potencia (SEP), estos conforman cerca del 85% de éste, dentro de sus funciones principales esta la adecuación de voltajes para transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias y la utilización por parte de los usuarios. Es por ello estos dispositivos juegan un papel muy significativo en la calidad del suministro de la energía eléctrica.

El fenómeno de la ferro-resonancia se presenta en los transformadores debido a una forma especial de resonancia entre la reactancia de magnetización del transformador y de la capacitancia propia del sistema [1]. Este fenómeno es de característica compleja y no lineal, debido a la presencia de hierro en el núcleo del transformador.

Un caso particular se presenta en los sistemas de alta y media tensión en los cuales el efecto capacitivo no es despreciable, fundamentalmente por las grandes distancias de las líneas de transmisión en alta tensión o por la capacitancia de los cables en media tensión, los cuales están asociados con las condiciones de carga de los transformadores.

Las siguientes combinaciones de eventos favorecen a la presencia de la ferro-resonancia [2]:

- 1) Carga mínima aplicada al transformador; cargas inferiores al 5% de potencia nominal del transformador.

- 2) Capacitancia equivalente de Thevenin en el primario del transformador; debido a tensiones nominales elevados en el lado primario del transformador.
- 3) Sistemas cableados; provocando desproporción entre la elevada capacitancia del alimentador y su resistencia óhmica.

Uno de los fenómenos que se reflejan con la ferro-resonancia, es presencia de sobretensiones en los transformadores trifásicos sin conexión a tierra, pudiendo alcanzar picos de cuatro a cinco en por unidad. Para ello, se han publicado (Tabla 1.1) reportes estadísticos y pruebas experimentales que reportan las conexiones típicas de transformadores que favorecen o no a la ferro-resonancia.

Tabla 1.1 Conexiones primarias en transformadores.

<i>Propensas</i>	<i>NO propensas</i>
Estrella	Estrella aterrizada
Delta	Delta abierta
Unidades monofásicas conectadas línea a línea	Unidades monofásicas conectadas línea a tierra

## II. METODOLOGÍA DE CALCULO

El fenómeno de la ferro-resonancia es función directa de la capacitancia del alimentador (cable) y de las pérdidas en vacío del transformador. Cuando el transformador opera con baja carga produce pocas pérdidas en relación a la capacitancia, las cuales pueden producir mayores sobretensiones por el efecto de la ferro-resonancia [3]. Los transformadores que son susceptibles a la presencia de ferro-resonancia, se determina mediante el cumplimiento de la expresión (1):

$$Q_{C_{1\phi}} \geq P_{N_{1\phi}} \quad (1)$$

Donde:

$Q_{C_{1\phi}}$  Potencia reactiva capacitiva por fase [VAR]  
 $P_{N_{1\phi}}$  Pérdidas en el núcleo por fase [W]

La potencia reactiva capacitiva por fase depende de la tensión de operación y de la capacitancia del alimentador, y se calcula mediante la expresión (2):

$$Q_{C_{1\phi}} = \frac{v^2}{3} 2\pi f C_n \quad (2)$$

En donde:

$v$  Tensión de operación de la línea [kV]  
 $f$  Frecuencia nominal de operación [Hz]  
 $C_n$  Capacitancia del conductor de fase a tierra [ $\mu$ F]

La capacitancia del alimentador de una fase a tierra, se obtiene a través de cualquiera de las siguientes formas:

- a) Con la información del fabricante.
- b) Valores típicos reportados.

a) La capacitancia del alimentador de fase a tierra, de conformidad con los fabricantes [4], se obtiene mediante la expresión (3):

$$C_n = \frac{0.0241 k}{\log_{10} \left( \frac{d_a}{d_c} \right)} \quad [\mu F / km] \quad (3)$$

En donde:

- $k$  Constante dieléctrica del material aislante
- $d_a$  Diámetro o espesor nominal sobre el aislamiento [mm]
- $d_c$  Diámetro del conductor o espesor bajo el aislamiento [mm]

La tabla (1.2) proporciona el valor de la constante dieléctrica del material aislante empleado del tipo de material aislante utilizado en los alimentadores usualmente [4-5].

Tabla 1.2 Valores de la constante dieléctrica de los aislamientos.

Aislamiento	$k$
Ethylene-propylene rubber (EPR)	2.5 – 3.5
Impregnated Paper	3.5 – 5.0
Polyethylene (PE)	2.5 – 2.6
Cross-linked polyethylene (XLP)	2.3 – 6.0
Polyvinyl chloride (PVC)	3.4 – 8.0

Similarmente, los fabricantes proporcionan fichas técnicas de sus alimentadores. Para el análisis del caso particular se toman los datos descritos en la tabla (1.3).

Tabla 1.3 Especificaciones técnicas de los cables de energía [4].

Calibre	1/0 AWG	4/0 AWG
Tensión de operación [kV]	25	25
Diámetro del conductor ( $d_c$ ) [mm]	8.52	12.05
Espesor nominal sobre el aislamiento ( $d_a$ ) [mm]	23.18	26.70
Espesor nominal del aislamiento ( $T$ ) [mm]	6.6	6.6
Constante dieléctrica ( $k$ )	2.3	2.3

b) De acuerdo a los valores típicos reportados en otra fuente [6], los parámetros de capacitancia para un alimentador monopolar y para tres cables apantallados se calculan mediante las expresiones (4-5):

$$C_{n,1} = C_{n,2} = C_{n,0} = \frac{0.0892 k}{G} \quad [\mu F / milla] \quad (4)$$

$$C_{n,1} = C_{n,2} = C_{n,0} = \frac{0.0892 k}{G} \left( \frac{1 \text{ milla}}{1.609344 \text{ km}} \right) \quad [\mu F / km] \quad (5)$$

En donde:

- $C_{n,1}, C_{n,2}, C_{n,0}$  Capacitancias de secuencia positiva, negativa y cero, respectivamente
- $G$  Factor geométrico

El factor geométrico se obtiene en base a las características técnicas del alimentador (fig. 1).

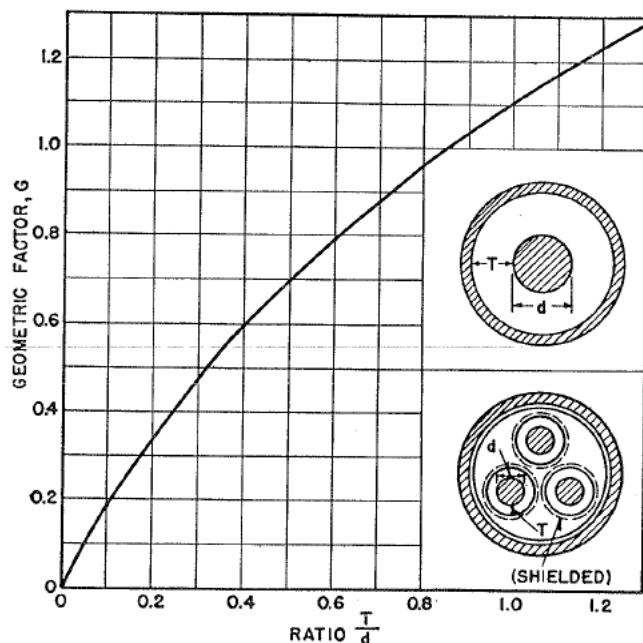


Fig. 1 Factor geométrico de cables monopolares y tripolares con pantalla metálica y conductores redondos. [6]

Para obtener los factores geométricos para el caso particular que se plantea en este trabajo, se emplean las características técnicas de cada alimentador presentes en la tabla 1.3 y la siguiente expresión:

$$RATIO = \frac{T}{d_c} \quad (6)$$

Al evaluar los datos en la expresión (6), se busca la intersección resultante del dato calculado, con la curva del factor geométrico en la gráfica presente en la fig. 1.

### III. RED DE DISTRIBUCIÓN BAJO ESTUDIO

La fig. 2 muestra el diagrama unifilar del sistema de distribución analizado, este sistema debe cumplir con las normativas vigentes en el área de instalaciones eléctricas, garantizando al usuario su seguridad y el de sus pertenencias.

Bajo estos requerimientos, se tomó en cuenta las recomendaciones de las diferentes normas nacionales e internacionales en el tema de instalaciones eléctrica durante el diseño del proyecto [7].

El sistema cuenta con diez transformadores, de los cuales, por condiciones de operación o eventos presentes en ellos, se determinará si son propensos o no al fenómeno de la ferro-resonancia [8].

El sistema cuenta con un alimentador de respaldo, el cual se deriva de la subestación principal al transformador más remoto (TR-10), con esta nueva configuración se plantea a recrear el mismo análisis, el cual supone la pérdida del alimentador que se encuentra entre la subestación principal y el bus primario del transformador más cercano a ella (TR-5).

### IV. CASOS DE ESTUDIO

Se definen los casos (3) de estudio en base a los escenarios más susceptibles a la presencia del fenómeno de ferro-resonancia:

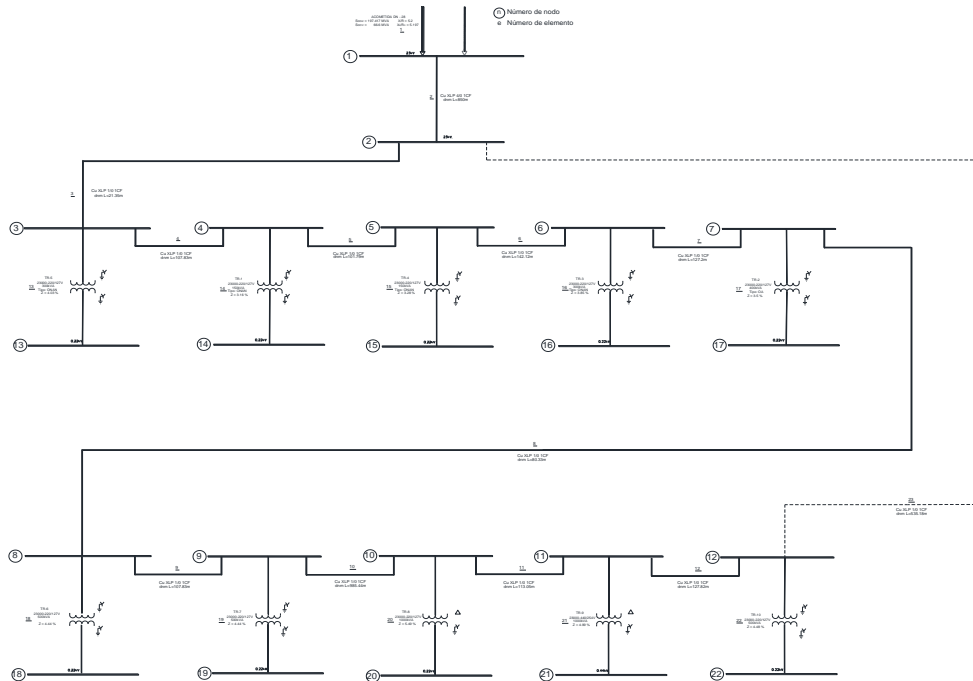


Fig. 2. Diagrama unifilar del sistema de distribución en media tensión bajo análisis.

- i. **PRIMER CASO.** Operación en vacío a un transformador sujeto a la capacitancia del alimentador, y así sucesivamente con todos los restantes.

Este escenario considera realizar el análisis en cada uno de los transformadores (del 1 al 10).

Tabla 1.4 Características y lecturas de los transformadores en vacío.

Transformador [kVA]	Conexión	$W_0$ [W]	$W_P$ [W]	$W_{0.1\phi}$ [W]
TR - 1 - 150	Y* - Y*	343.2	1595.13	114.4
TR - 2 - 400	Y* - Y*	1077.3	5084.59	359.1
TR - 3 - 300	Y* - Y*	832.0	3867.0	277.3
TR - 4 - 150	Y* - Y*	448.0	2127.95	149.3
TR - 5 - 300	Y* - Y*	800.0	3868.0	266.6
TR - 6 - 500	Y* - Y*	1328.0	6420.88	442.6
TR - 7 - 500	Y* - Y*	1294.8	6369.42	431.6
TR - 8 - 1000	Y* - Y*	2367.63	12977.01	789.2
TR - 9 - 1000	Y* - Y*	2770.56	12877.11	923.5
TR - 10 - 500	Y* - Y*	1312.0	6434.52	437.3

Y\*: Estrella sólidamente aterrizada.  
 $W_0$ : Pérdidas trifásicas en vacío del transformador.  
 $W_{0.1\phi}$ : Pérdidas por fase.  
 $W_P$ : Valores promedio en el transformador.

- ii. **SEGUNDO CASO.** Todos los transformadores operando en vacío.  
 iii. **TERCER CASO.** Se plantea la pérdida del alimentador entre la subestación principal y el transformador más cercano, de esta forma se utiliza de soporte al alimentador de respaldo.

### CÁLCULOS PRELIMINARES

Se procede al cálculo de la capacitancia por unidad de longitud del alimentador con los parámetros proporcionados por el fabricante (Tabla 1.3) y de la misma forma se realiza el cálculo mediante a valores típicos reportados para su

comparación y su valoración para considerarlo aptos para el estudio realizado [6].

Las capacitancias por parámetros del fabricante se obtienen mediante la expresión (3) y se reportan en la siguiente tabla (1.5):

$$C_{n.1/0} = \frac{0.0241 k}{\log_{10} \left( \frac{d_a}{d_c} \right)} = 0.12752090 \quad [\mu F / km]$$

$$C_{n.4/0} = \frac{0.0241 k}{\log_{10} \left( \frac{d_a}{d_c} \right)} = 0.16042291 \quad [\mu F / km]$$

Tabla 1.5 Capacitancia por unidad de longitud (datos de fabricante).

Calibre	Capacitancia [ $\mu F / km$ ]
1/0	0.12752090
4/0	0.16042291

La obtención de la capacitancia por valores típicos reportados, se obtiene a partir del factor geométrico de cada alimentador deseado:

$$RATIO_{1/0} = \frac{T}{d_c} = \frac{6.6}{8.52} = 0.774647$$

$$RATIO_{4/0} = \frac{T}{d_c} = \frac{6.6}{12.05} = 0.547717$$

Con la fig. 1, se obtienen los factores geométricos para los calibres correspondientes siguientes:

Tabla 1.6 Factores geométricos obtenidos por la intersección de la fig.1.

Calibre	RATIO	Factor Geométrico (G)
1/0	0.774647	0.94
4/0	0.547717	0.74

Por lo tanto, los valores de la capacitancia por valores típicos son obtenidos por la expresión (5) y reportados en la (tabla 1.7).

$$C_{n.1/0} = \frac{0.0892 (2.3)}{0.94} \left( \frac{1 \text{ milla}}{1.609344 \text{ km}} \right) = 0.13561756 \left[ \mu F / km \right]$$

$$C_{n.4/0} = \frac{0.0892 (2.3)}{0.74} \left( \frac{1 \text{ milla}}{1.609344 \text{ km}} \right) = 0.17227096 \left[ \mu F / km \right]$$

Tabla 1.7 Capacitancia por unidad de longitud.

Calibre	Capacitancia [ $\mu F/km$ ]
1/0	0.13561756
4/0	0.17227096

Se observa que las diferencias entre métodos de cálculo de la capacitancia son muy semejantes, por lo cual, los valores obtenidos mediante los parámetros del fabricante se consideran ideoneas para el estudio.

**i. Primer caso.** Se toman en consideración los siguientes datos del sistema bajo estudio:

La primera seccion del sistema que corresponde al tramo de la acometida a la subestacion principal tiene las siguientes características:

longitud 0.850 km  
conductor 4/0 AWG

La obtencion de su capacitancia total por fase, se obtiene:

$$C_{n.4/0} = 0.16042291 \left[ \mu F / km \right] * 0.850 \text{ km} = 0.13635947 \mu F$$

Resumidamente se presentan (tabla 1.8) los calculos correspondientes a los conductores primarios de los transformadores.

Tabla 1.8 Características topográficas del sistema bajo estudio.

Alimentador	Longitud del cable [km]	Cn [ $\mu F$ ]
SE-P* a TR-10	1.91476	0.244171
SE-P* a TR-9	1.78694	0.227872
SE-P* a TR-8	1.67389	0.213455
SE-P* a TR-7	0.68845	0.087791
SE-P* a TR-6	0.58062	0.074041
SE-P* a TR-5	0.02135	0.002722
SE-P* a TR-4	0.23097	0.029453
SE-P* a TR-3	0.37309	0.047576
SE-P* a TR-2	0.50029	0.063797
SE-P* a TR-1	0.12918	0.016473

SE-P\*: Subestación Principal.

NOTA: Cn se obtiene del producto de la capacitancia y la longitud que tiene cada alimentador.

Se determina la equivalencia entre las capacitancias correspondientes de cada alimentador que se deriva de la subestacion principal al correspondiente bus primario del transformador, utilizando la la capacitancia perteneciente a la seccion de la acometida a la subestacion principal (tabla 1.9).

Tabla 1.9 Equivalencia de capacitancias.

Alimentador	Cn-eq [ $\mu F$ ]
TR-10	0.38053047
TR-9	0.36423147
TR-8	0.34981447
TR-7	0.22415047
TR-6	0.21040047
TR-5	0.13908147
TR-4	0.16581247
TR-3	0.18393547
TR-2	0.20015647
TR-1	0.15283247

Se implementa para cada alimentador la expresion (2) con la capacitancia equivalente obtenida y se registra en la tabla 1.10.

$$Q_{C.1\phi} = \frac{23kV^2}{3} 2\pi * 60Hz * 0.38053047\mu F = 25.296 \text{ kVAR}$$

Tabla 1.10 Potencia reactiva capacitiva.

Alimentador	Qc* [kVAR]
TR-10	25.296
TR-9	24.212
TR-8	23.254
TR-7	14.900
TR-6	13.986
TR-5	9.245
TR-4	11.022
TR-3	12.227
TR-2	13.305
TR-1	10.159

Qc\*: Potencia reactiva capacitiva por fase.

Y por la condicion impuesta por la expresion (1):

Tabla 1.11 Comparación y evaluación de la expresion (1).

Transformador	Qc* [kVAR]	W0.10 [W]	Qc ≥ W0.10
TR-10	25.296	437.3	Si
TR-9	24.212	923.5	Si
TR-8	23.254	789.2	Si
TR-7	14.900	431.6	Si
TR-6	13.986	442.6	Si
TR-5	9.245	266.6	Si
TR-4	11.022	149.3	Si
TR-3	12.227	277.3	Si
TR-2	13.305	359.1	Si
TR-1	10.159	114.4	Si

Qc\*: Potencia reactiva capacitiva por fase.

W0.10: Pérdidas por fase.

Todos los casos en donde la condición de la expresion (1) se cumple, se ratifica que el transformador es susceptible a precencia del fenómeno de ferro-resonancia.

**ii. Segundo caso.** Todos los transformadores en vacio y sujetos a la capacitancia del alimentador general. Para ello se requiere los parametros de pérdidas totales (1.12) en los transformadores.

Tabla 1.12 Pérdidas por fase y totales de los transformadores.

Transformador	W0.10 [W]
TR-10	437.3
TR-9	923.5
TR-8	789.2
TR-7	431.6
TR-6	442.6
TR-5	266.6
TR-4	149.3
TR-3	277.3
TR-2	359.1
TR-1	114.4
<b>Total</b>	<b>4190.9</b>

W0.10: Pérdidas por fase.

Se utilizará la capacitancia equivalente obtenida para el transformador TR-10, ya que este representa el modelo general de todos los transformadores.

$$C_{n-eq} = 00.38053047 \mu F$$

Por lo tanto:

$$Q_{C.1\phi} = \frac{23kV^2}{3} 2\pi * 60Hz * 0.38053047\mu F = 25.296 \text{ kVAR}$$

Y por la condición de la expresion (1):

$$25.296 \text{ kVAR} \geq 4.1909 \text{ kW}$$

### SUB CASOS DE ANÁLISIS

iii. Tercer caso a. Pérdida del alimentador del transformador TR-5. Se utiliza el alimentador de respaldo, de igual forma, se recrea la operación de cada uno de ellos en vacío.

Cuyas características:

Conductor	1/0 AWG
Tensión	25 kV
dc	8.52 mm
da	23.18 mm
T	6.6 mm
k	2.3
Longitud	0.535 km

Por lo tanto, la nueva configuración nos proporciona los siguientes datos:

Tabla 1.13 Características topográficas del nuevo sistema bajo estudio.

Alimentador	Longitud del cable [km]	Cn [μF]
SE-P* a TR-10	0.53518	0.06824663
SE-P* a TR-9	0.66300	0.08454635
SE-P* a TR-8	0.77605	0.09896259
SE-P* a TR-7	1.76149	0.22462679
SE-P* a TR-6	1.86932	0.23837736
SE-P* a TR-5	2.42859	0.30969598
SE-P* a TR-4	2.21897	0.28296505
SE-P* a TR-3	2.07685	0.26484178
SE-P* a TR-2	1.94965	0.24862112
SE-P* a TR-1	2.32076	0.29594540

SE-P\*: Subestación Principal.

NOTA: Cn se obtiene del producto de la capacitancia y la longitud que tiene cada alimentador.

Se realiza la equivalencia correspondiente con el conductor de la acometida a la subestación principal:

Tabla 1.14 Equivalencia de capacitancias del sistema modificado.

Alimentador	Cn-eq [μF]
TR-10	0.2046061
TR-9	0.2209058
TR-8	0.2353220
TR-7	0.3609862
TR-6	0.3747368
TR-5	0.4460554
TR-4	0.4193245
TR-3	0.4012012
TR-2	0.3849805
TR-1	0.4323048

Se implementa para cada alimentador la expresión (2) con la capacitancia equivalente obtenida y se registra en la tabla 1.15.

Tabla 1.15 Potencia reactiva capacitiva del sistema modificado.

Alimentador	Qc* [kVAR]
TR-10	13.601
TR-9	14.684
TR-8	15.643
TR-7	23.996
TR-6	24.911
TR-5	29.652
TR-4	27.875
TR-3	26.670
TR-2	25.592
TR-1	28.737

Qc\*: Potencia reactiva capacitiva por fase.

Y por la condición impuesta por la expresión (1): recordando que los datos de las pérdidas de los transformadores son los mismo que en los casos anteriores.

Tabla 1.16 Comparación y evaluación en el sistema modificado.

Transformador	Qc* [kVAR]	W0-10 [W]	Qc ≥ W0-10
TR-10	13.601	437.3	Si
TR-9	14.684	923.5	Si
TR-8	15.643	789.2	Si
TR-7	23.996	431.6	Si
TR-6	24.911	442.6	Si
TR-5	29.652	266.6	Si
TR-4	27.875	149.3	Si
TR-3	26.670	277.3	Si
TR-2	25.592	359.1	Si
TR-1	28.737	114.4	Si

Qc\*: Potencia reactiva capacitiva por fase.

W0-10: Pérdidas por fase.

Todos los casos en donde la condición de la expresión (1) se cumple, se ratifica que el transformador es susceptible para el fenómeno de ferro-resonancia.

iii. Tercer caso b. Con la nueva topografía del sistema, se considera la pérdida del alimentador del transformador TR-5 y se utiliza el alimentador de respaldo, pero con la característica de que todos los transformadores presentan una operación en vacío.

Se requiere las pérdidas totales en todos los transformadores, las cuales se reportan en la tabla 1.12.

Se utilizará la capacitancia equivalente obtenida para el transformador TR-5, ya que este representa el alimentador general entre todos los transformadores.

$$C_{n-eq} = 0.04460554 \mu F$$

Por lo tanto:

$$Q_{c-10} = \frac{23kV^2}{3} 2\pi * 60Hz * 0.4460554 \mu F = 29.652 \text{ kVAR}$$

Y por la condición de la expresión (1):

$$29.652 \text{ kVAR} \geq 4.1909 \text{ kW}$$

### V. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Para el primer caso presentado, se observa que cada transformador en la condición de operación en vacío, presenta las condiciones idóneas para la aparición de la ferro-resonancia. Esto debido a que la potencia reactiva capacitiva de cada alimentador del transformador es mayor a las pérdidas por fase del mismo, esto se refleja en la tabla de resultados (1.11).

En el segundo caso, se presenta la condición de operación de vacío en todos los transformadores, dando como resultado las condiciones idóneas para el fenómeno. Esto se refleja en la alta concentración de potencia reactiva capacitiva en comparación a las pérdidas totales presentes en todos los transformadores.

En el caso número tres, se realizan los dos anteriores con el cambio en la configuración de la topografía de la red, la cual presenta la pérdida del alimentador del TR-5 que representa el alimentador del sistema radial y su sustitución por el alimentador de respaldo que se encuentra entre la subestación principal y el TR-10.

Para el caso tres, inciso a, se plantea la operación en vacío de un transformador y observa si es susceptible al fenómeno de estudio, esto mismo se hace con todos los transformadores

presentes en el sistema. Dando como resultado la idónea condición en cada uno de los transformadores.

Para el caso tres, inciso *b*, se plantea la operación en vacío de todos los transformadores y se plantea si son idóneos al fenómeno de la ferro-resonancia. Dando como resultado la probable aparición del fenómeno, debido que se obtiene una potencia reactiva capacitiva mayor que las pérdidas presentadas en los transformadores.

Similarmente, parece que el sistema trabajando con el conductor de respaldo presenta valores mayores de potencia reactiva capacitiva y capacitancia, que los obtenidos con el sistema básico de operación, esto se refiere en las longitudes que presentan las dos configuraciones. La distancia más significativa corresponde a la del sistema trabajando con el alimentador de respaldo, de conformidad a los datos presentados en la tabla 1.17.

Tabla 1.17 Comparación entre longitudes y capacitancias obtenidas en los diferentes casos de estudio.

Caso	Longitud del cable [km]	Cn [ $\mu\text{F}$ ]
i	1.91476	0.244171
ii	1.91476	0.244171
iii.a	2.42859	0.30969598
iii.b	2.42859	0.30969598

Se observa una diferencia del 21.15% entre las longitudes y de las capacitancias del sistema.

## VI. CONCLUSIONES

- Bajo condiciones de operación de poca carga o vacío los transformadores que conforman el sistema bajo estudio, son susceptibles para la presencia del fenómeno de la ferro-resonancia.
- Bajo condiciones comunes de operación del sistema (con carga), es poco probable que presente el fenómeno de ferro-resonancia.
- Para prevenir la incidencia del fenómeno de ferro-resonancia, se recomienda evitar la operación en vacío o con cargas inferiores al 5%.
- En el caso en el cual se plantee la operación de los transformadores antes mencionados a un porcentaje menor al 5% de su carga nominal, se recomienda la instalación de bancos de resistencias, con la finalidad de compensar el estado operativo.
- Se recomienda la implementación protección contra sobretensiones en extremo de la red de suministro, con la finalidad de proporcionar una trayectoria hacia a tierra de las sobretensiones que se puedan presentar por diferentes fenómenos.
- Se recomienda la desconexión del alimentador de respaldo en condiciones de operación de baja carga, ya que presenta los estados más susceptibles para la incidencia del fenómeno de ferro-resonancia.

## REFERENCIAS

- [1] IEEE Transactions on Power Delivery. *Modeling and Analysis Guidelines for Slow Transients – Part III: The Study of Ferro-resonance*. Vol. 15.No. 1. 2000
- [2] IEEE Std 242-2001. *IEEE Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power systems*. 2001

- [3] Gönen T. *Electric Power Distribution System Engineering*. Mc.Graw-Hill. 1986.
- [4] CONDUMEX. *Manual técnico de cables de energía*. México. 2006
- [5] William H. Kersting. *Distribution System Modeling and Analysis*. CRC Pres. 2012.
- [6] Westinghouse Electric Corporation. *Electrical Transmission and Distribution Reference Book 4<sup>th</sup>.ed*. EUA. 1964.
- [7] Comisión Federal de Electricidad. *Norma Distribución- Construcción de Sistemas Subterráneos*. CFE-BMT-DP. México. 2010.
- [8] Westinghouse Electric Corporation. *Electric Utility Engineering Reference Book: Vol. 3 Distribution System*. EUA. 1965.

## AUTORES

**Fernando Toledo Toledo**. Ingeniero Industrial en Electricidad. (ITRO). Realizó estudios de Maestría y Doctorado (Ing. Eléctrica) en la Sección de Estudios de Posgrado e Investigación de la ESIME-IPN. Desde 1981 es profesor investigador de la UAM-A donde produce software didáctico y comercial para el análisis de sistemas eléctricos.  
f.toledo2@azc.uam.mx.

**Miguel Angel Tabares Sanchez**. Ingeniero electricista por la UAM-A. Actualmente desarrolla su programa de maestría en la SEPI-ESIME-IPN. Trabaja principalmente en el área de modelado y análisis de sistemas de potencia.  
miguel\_tabares\_11@hotmail.com