



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
DE BEJAR



UNIVERSIDAD DE SALAMANCA

ESTUDIO DE LA MANIOBRA CONTROLADA DE INTERRUPTORES EN REACTANCIAS, BANCOS DE CONDENSADORES, CABLES, LÍNEAS Y TRANSFORMADORES

REALIZADO POR:

RAÚL RAMOS DEL SOLO

TUTORA:

SILVIA HERNANDEZ MARTÍN (E.T.S.I.I. de Béjar)

2015



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR
DE INGENIERÍA INDUSTRIAL
DE BEJAR



UNIVERSIDAD DE SALAMANCA

ESTUDIO DE LA MANIOBRA CONTROLADA DE INTERRUPTORES EN REACTANCIAS, BANCOS DE CONDENSADORES, CABLES, LÍNEAS Y TRANSFORMADORES

REALIZADO POR:

RAÚL RAMOS DEL SOLO

TUTORA:

SILVIA HERNANDEZ MARTÍN (E.T.S.I.I. de Béjar)

AGRADECIMIENTOS

Agradezco al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Béjar y a los profesores que no forman parte de este, todos los conocimientos que me han aportado durante los años que ha durado el grado. También agradecer particularmente a Silvia Hernández Martín por ser mi tutora de Trabajo fin de Grado.

Quiero agradecer y dedicar el proyecto a toda mi familia, padres, hermano, abuelos, tíos y primos, así como a la familia de Noelia por estar siempre a mi lado y darme todo el apoyo que he necesitado. A mis padres y hermano agradezco todo lo que han hecho por mí para que pudiera realizar y terminar estos estudios.

En especial quiero, también, agradecerse y dedicárselo a mi tío Dani por las mismas razones y por haberme ayudado muchísimo en la realización del TFG y a su familia por acogerme en su casa.

Finalmente, un muy especial agradecimiento y dedicatoria a mi novia Noelia que me ha estado apoyando, ayudando, insistiendo y aguantando durante toda la carrera.

INDICE:

1. Objeto	7
2. Antecedentes	10
2.1. El control de tensión en redes de distribución con Generación Distribuida	10
2.2. Relación entre la tensión y la potencia reactiva	10
2.3. Elementos que participan en el control de tensiones	19
2.3.1. Generadores.....	19
2.3.2. Compensación pasiva/estática: condensadores y reactancias.....	20
2.3.3. Líneas eléctricas.....	22
2.3.4. Transformadores	23
2.4. Estabilidad de tensión y colapso de tensiones	24
2.4.1. Presentación general del problema	24
2.4.2. Prevención del colapso de tensión	34
2.4.3. Reducción de sobretensión temporaria	36
2.4.4. Situación próxima en España.	37
2.5. Operativa del control de tensión en las redes de transporte y distribución.....	39
2.5.1. Red de Transporte: 400 y 220 kV	40
2.5.2. Red de Reparto de 132 kV	40
2.5.3. Redes de reparto de 66 y 45 kV	41
2.5.4. Red de media tensión: 20 y 15 kV	41
2.5.5. Red de Baja Tensión: 400/230 V	42
2.6. Comportamiento de la carga frente al nivel de tensión	43
2.7. Influencia de la Generación Distribuida en control de tensión.....	44
2.8. Curva de carga diaria	48
3. Cálculo de transitorios en maniobras.....	49
3.1. Potencia de cortocircuito	49
3.1.1. Elaboración de criterios de desarrollo de la red.....	49
3.1.2. Diseño de instalaciones.....	49
3.1.3. Estudio de la calidad de onda.....	49
3.2. Cálculo de la fuente de tensión equivalente a la fuente de Thevenin (PSS-E).....	52

Modelos calculados.....	62
3.3. Reactancias.....	70
3.3.1. Introducción.....	70
3.3.2. Simulaciones de cierre tripolar de reactancias.....	74
3.3.3. Simulaciones de apertura tripolar de reactancias.....	134
3.4. Bancos de condensadores.....	152
3.4.1. Tipos de bancos de condensadores.....	153
3.4.2. Simulaciones de cierre tripolar de bancos de condensadores....	158
3.4.3. Simulaciones de apertura tripolar de bancos de condensadores	245
3.5. Líneas eléctricas.....	264
3.5.1. Ecuaciones generales de las líneas.....	266
3.5.2. Potencia reactiva en función de la tensión, la intensidad y la longitud de la línea.....	274
3.5.3. Autoinducción.....	276
3.5.4. Capacidad.....	287
3.5.5. Comportamiento de las líneas.....	291
3.5.6. Impedancia en cortocircuito y en circuito abierto.....	294
3.5.7. Conclusión de líneas de transmisión.....	297
3.5.8. Simulaciones de cierre tripolar de líneas subterráneas.....	298
3.5.9. Simulaciones de apertura tripolar de líneas subterráneas.....	327
3.5.10. Simulaciones de cierre tripolar de líneas aéreas.....	340
3.5.11. Simulaciones de apertura tripolar de líneas aéreas.....	361
3.6. Transformadores.....	374
3.6.1. Efectos negativos.....	374
3.6.2. Fundamentos teóricos.....	376
3.6.3. Parámetros de los que depende la intensidad de magnetización	382
3.6.4. Simulaciones de cierre de transformadores.....	383
4. Conclusiones.....	403
4.1. Reactancias.....	403
4.2. Bancos de condensadores.....	404
4.3. Cables y líneas.....	405
4.4. Transformadores de Potencia.....	406
5. Propuestas.....	411

5.1. Técnicas para la reducción de la sobrecorriente y sobretensión de inserción.....	411
5.2. Maniobra controlada.....	413
6. Guía de aplicación	434
6.1. Planos de reactancias	435
6.2. Planos de bancos de condensadores	446
6.3. Planos de circuitos	457
6.4. Planos de transformadores	468
7. Bibliografía.....	478
8. Anexo 1.....	481
9. Anexo 2.....	492

1. Objeto

El objeto del presente proyecto es realizar el estudio de las maniobras habituales de explotación en redes de alta tensión, en las que existen elevados riesgos de producirse fenómenos transitorios asociados a la operación de los interruptores de potencia, como es, la energización de bancos de condensadores, cables subterráneos, reactancias y transformadores de potencia. Estos transitorios pueden ser nocivos e indeseados, pudiendo dar lugar a graves sobretensiones, corrientes de energización elevadas o reencendidos en los interruptores.

La magnitud de estas perturbaciones dependerá del punto sobre la onda donde se produce la conmutación, es decir, entre el mínimo o máximo valor de la onda sinusoidal durante el cierre o apertura de los contactos principales del interruptor de potencia, lo cual ocurre de manera aleatoria e impredecible.

Para ello se realizará una serie de simulaciones, tanto en maniobras de apertura como de cierre, para los diferentes elementos que gobiernen los interruptores de potencia con la herramienta PSCAD, modificando las diferentes variables y escenarios que influyen en la aparición de los fenómenos mencionados anteriormente, como son, el nudo al que se conecte y su potencia de cortocircuito, la potencia o longitud del elemento a maniobrar y el momento de la onda de tensión en la que se produzca la maniobra.

Este proyecto tiene como objeto también, realizar la búsqueda y viabilidad de soluciones que permitan reducir el impacto de los efectos causados por los transitorios de maniobra en la aparamenta y la propia estabilidad de la red a la que se conecten.

En la práctica habitual no se busca una solución a estos problemas de manera generalizada, sino que se ataca y se intenta resolver cuando este ya ha aparecido. En este proyecto se intenta buscar la resolución del problema antes de suceder, de tal manera que tengas un catálogo con diferentes situaciones, efectos y soluciones, cuando se precise, para cada caso.

Una manera convencional de reducir los impactos de las sobretensiones causadas por los transitorios de maniobra es mediante la utilización de resistencias de pre-inserción, bobinas de amortiguación o descargadores de sobretensiones, sin embargo, estos dispositivos son costosos y en algunos casos resultan ineficaces o inseguros.

Una forma alternativa para hacer frente a los fenómenos transitorios de conmutación es actuar de manera eficiente en la causa de la perturbación, es

decir, eliminando la conmutación aleatoria y sustituyéndola por la estrategia de “Maniobra Controlada”.

La maniobra controlada sobre un punto objetivo de la onda, consiste en la emisión de órdenes de maniobra al interruptor de potencia en el punto óptimo de la onda de tensión de referencia.

La dificultad y el éxito de la operación de la maniobra controlada residen en escoger la estrategia más adecuada dependiendo del tipo de carga que se está conmutando. Para ello habrá que calcular el momento más adecuado de cierre y apertura y utilizar un equipo capaz de realizar el rápido procesamiento de señales digitales para conmutar los contactos cuando la tensión a través del interruptor se aproxima al punto elegido.

Como último objetivo en el proyecto se realizará un estudio del estado del arte de la maniobra controlada y de los equipos existentes en el mercado, presentando la ingeniería básica como ejemplo de aplicación de la misma en los distintos tipos de elementos a maniobrar en una instalación de alta tensión.

Ejemplo real de una maniobra aleatoria de apertura de una carga capacitiva:

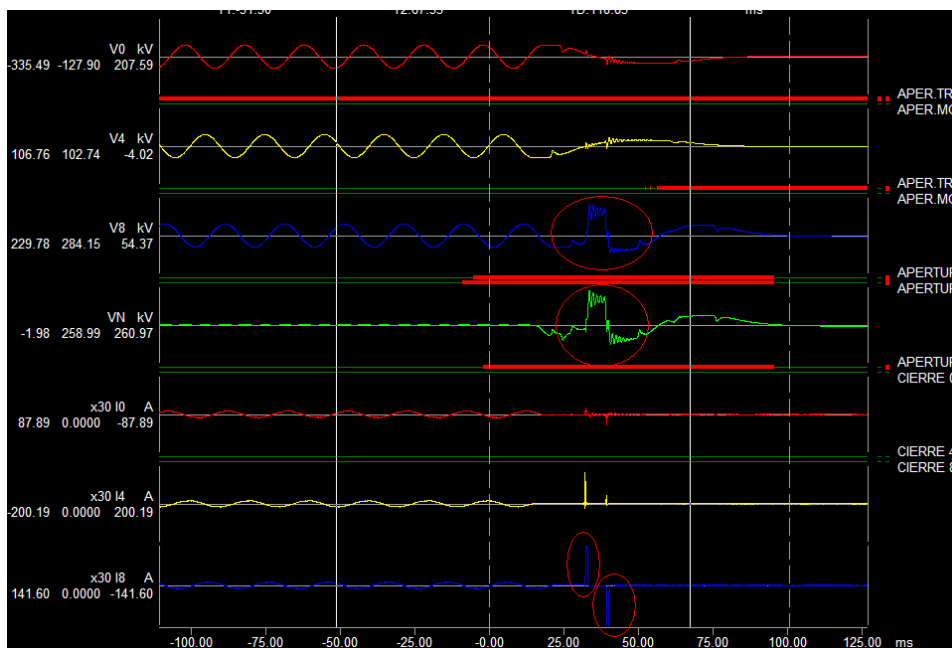


Figura 1.1: apertura trifásica de un cable de 400 kV de 17 km de longitud.

En el ejemplo de la figura se muestra la apertura real de un cable subterráneo de 400 kV y 17 km de longitud, cuyo comportamiento en vacío es similar al de una batería de condensadores. En él se ve que la maniobra no se realiza correctamente para la fase 8, produciéndose una sobretensión, lo cual provoca dos reencendidos en las cámaras de corte del interruptor con altos valores de sobrecorriente. Las consecuencias de este caso suelen ser muy graves tanto

para la estabilidad del sistema como para la integridad del propio interruptor, ya que se producen daños en las cámaras de corte siendo necesaria su sustitución por la degradación producida, incluso llegando a correr el riesgo de explosión.

Ejemplo real de maniobra controlada de apertura de una carga capacitiva:

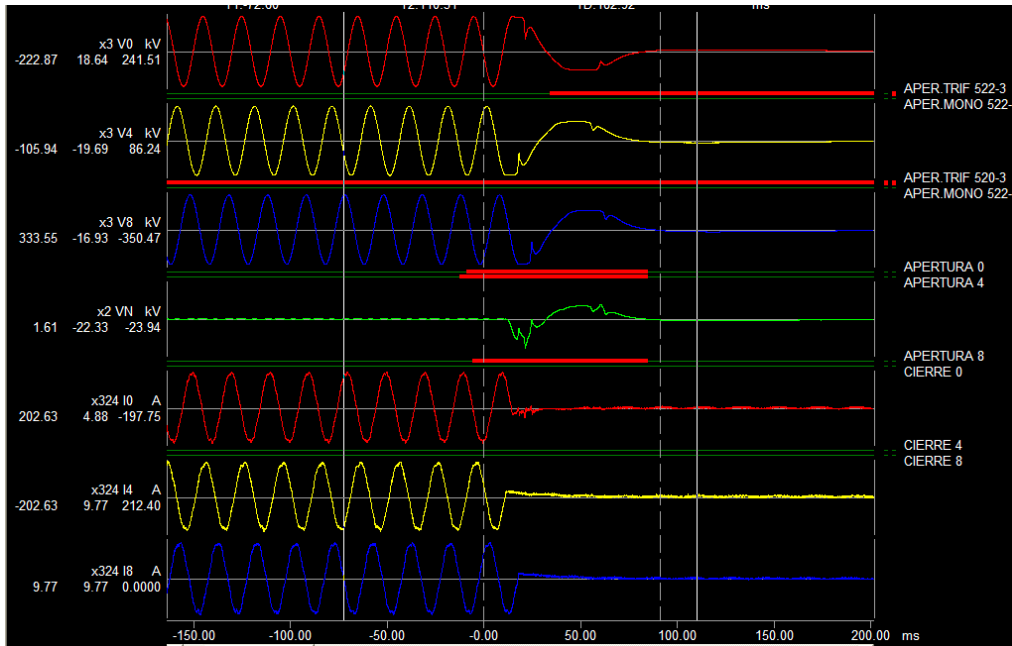
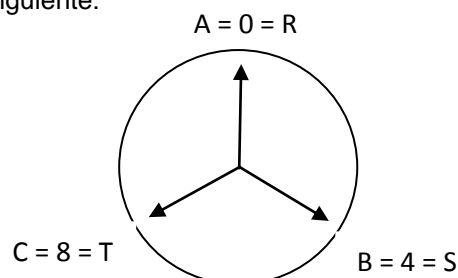


Figura 1.2: apertura con maniobra controlada- cable de 400 kV y 17 km de longitud.

En la Figura 1.2 se muestra el mismo cable de la Figura 1.1 una vez sustituida la cámara de corte del polo 8 del interruptor e incorporada la maniobra controlada en el mismo. En él se puede ver que la apertura se realiza en un máximo de tensión, lo cual, al ser una carga capacitiva, con un desfase de 90° en adelante de la corriente, corresponde a un paso por 0 de la misma eliminando el arco producido en las cámaras de corte del interruptor y con ello las sobretensiones producidas y los posibles reencendidos.

¹ Oscilografía con representación de fases según la aplicación que realiza REE, cuya correspondencia es la siguiente:



2. Antecedentes

En este apartado se realiza una descripción de las causas que llevan al estudio de las maniobras en los interruptores, así como de los elementos existentes en la red de transporte o distribución susceptibles de ser maniobrados con gran asiduidad para el control de sus magnitudes o problemas que surjan por la propia explotación de los sistemas eléctricos.

2.1. El control de tensión en redes de distribución con Generación Distribuida

El control tensión-reactiva es uno de los servicios complementarios más importantes que lleva a cabo el operador del sistema, el gestor de red de distribución y la generación. El objetivo de este servicio complementario es mantener la tensión cerca de valores nominales y la optimización de los flujos de reactiva por la red.

El control de la tensión en las redes eléctricas es básico ya que de un nivel adecuado de la tensión depende el buen funcionamiento de todos los equipos eléctricos conectados a la red. Por tanto la tensión junto con la frecuencia, son unos parámetros fundamentales que sirven de referencia para medir la calidad del producto entregado a los clientes por las compañías de distribución.

La potencia reactiva, término de potencia que no produce trabajo en sistemas de corriente alterna, tiene una clara influencia en la tensión.

2.2. Relación entre la tensión y la potencia reactiva

Para el estudio del problema “Control de Tensión y de Potencia Reactiva” es fundamental analizar la relación que vincula el flujo de potencia a través de una impedancia con las tensiones en sus extremos durante régimen estacionario.

Puede observarse que en estado estacionario y en una primera aproximación, los principales componentes del sistema de generación,

transmisión y distribución de energía (generadores, transformadores y líneas o cables) pueden ser modelados a través de impedancias.

Tanto en el circuito de la figura 2.2.1 como en su correspondiente diagrama fasorial de la figura 2.2.2 se verifican las expresiones detalladas en 2.2.1, donde se ha adoptado la tensión U_r como referencia para el cálculo (ángulo = 0°).

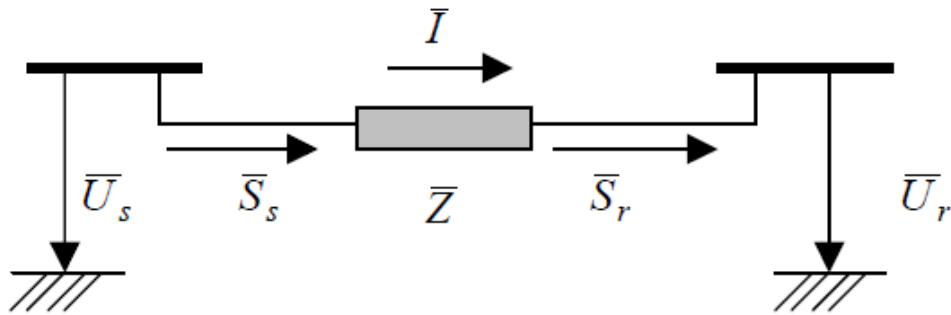


Figura 2.2.1: Circuito representativo de una línea, transformador o generador.

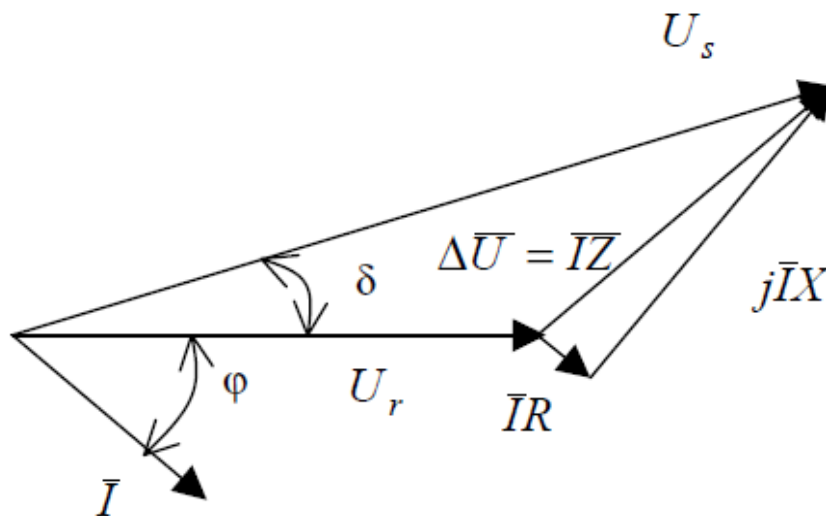


Figura 2.2.2: Diagrama fasorial del circuito de la figura 2.2.1.

$$\bar{U}_r = U_r \cdot e^{j0^\circ}$$

$$\bar{U}_s = U_s \cdot e^{j\delta}$$

$$\bar{Z} = Z \cdot e^{j\theta} = R + jX$$

2.2.1

Aplicando la ley de Kirchoff a la malla constituida por este circuito, resulta la siguiente expresión:

$$\bar{U}_s = \bar{U}_r + \bar{Z} \cdot \bar{I} \quad 2.2.2$$

Teniendo en cuenta además la potencia transmitida hacia el nodo receptor se obtienen las siguientes expresiones:

$$\bar{S}_r = \bar{U}_r \cdot \bar{I}_r^* \quad \text{ó} \quad \bar{S}_r^* = \bar{U}_r^* \cdot \bar{I}_r \quad 2.2.3$$

Despejando \bar{I}_r de la expresión anterior y teniendo en cuenta que U_r se ha tomado como tensión de referencia $U_r = U_r^*$, se obtiene la ecuación siguiente:

$$\bar{I}_r = \frac{\bar{S}_r^*}{U_r} = \frac{P_r - jQ_r}{U_r} \quad 2.2.4$$

Reemplazando la expresión 2.2.4 en 2.2.2 y teniendo en cuenta que la impedancia de la línea se puede representar como $\bar{Z} = R + jX$, resulta la siguiente ecuación:

$$\bar{U}_s = \bar{U}_r + (R + jX) \cdot \frac{P_r - jQ_r}{U_r} = U_r + \frac{P_r \cdot R + Q_r \cdot X}{U_r} + j \frac{P_r \cdot X - Q_r \cdot R}{U_r} \quad 2.2.5$$

La representación fasorial de la expresión anterior (2.2.5) puede observarse en la figura (2.2.3).

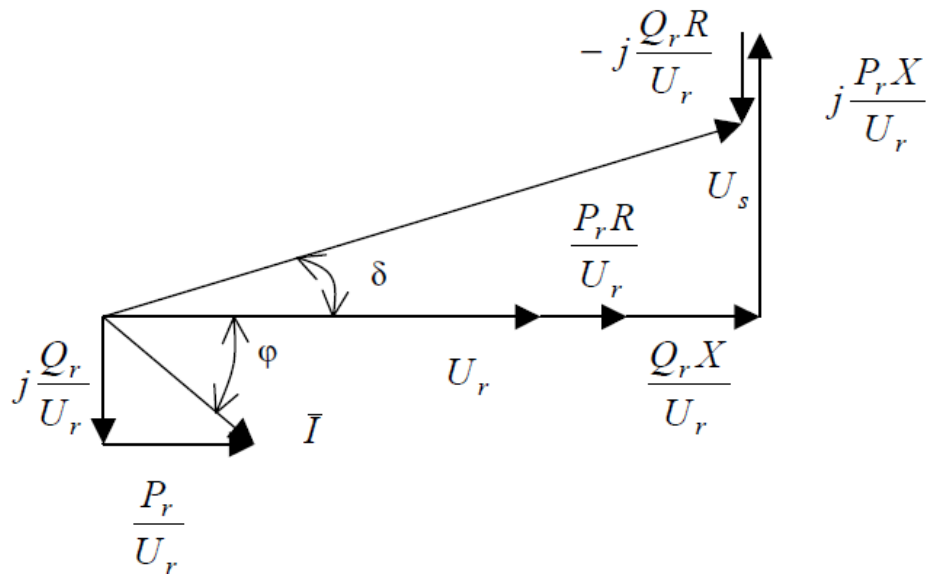


Figura 2.2.3: Diagrama fasorial del circuito de la figura 2.2.1, teniendo en cuenta la ecuación 2.2.5.

Partiendo de la ecuación 2.2.5 y aplicando algunas transformaciones trigonométricas pueden encontrarse además las expresiones de la potencia activa y reactiva como función de las tensiones y de los parámetros del circuito. Considerando algunas simplificaciones en la modelación, puede hacerse extensiva las expresiones obtenidas a diferentes componentes de los sistemas de suministro de energía eléctrica tales como transformadores y generadores. Estas simplificaciones consisten en considerar, por ejemplo, despreciable la capacidad distribuida de las líneas, la corriente de magnetización de los transformadores, con sus arrollamientos referidos a un mismo nivel de tensión, y suponiendo, en caso de generadores, un circuito magnético de comportamiento lineal.

Teniendo en cuenta, además, las características esencialmente inductivas de las impedancias ($R \ll X$) la mayoría de los componentes de los sistemas de generación y transmisión de energía en alta tensión, como se observa en la figura 2.2.4, las expresiones mencionadas pueden reducirse a las ecuaciones representadas en 2.2.6, 2.2.7 y 2.2.8.

$$\bar{U}_s = U_r + \frac{Q_r \cdot X}{U_r} + j \frac{P_r \cdot X}{U_r} \quad 2.2.6$$

$$P_r = \frac{U_s \cdot U_r}{X} \cdot \sin \delta \quad 2.2.7$$

$$Q_r = \frac{U_r^2}{X} - \frac{U_s \cdot U_r}{X} \cdot \cos \delta$$

2.2.8

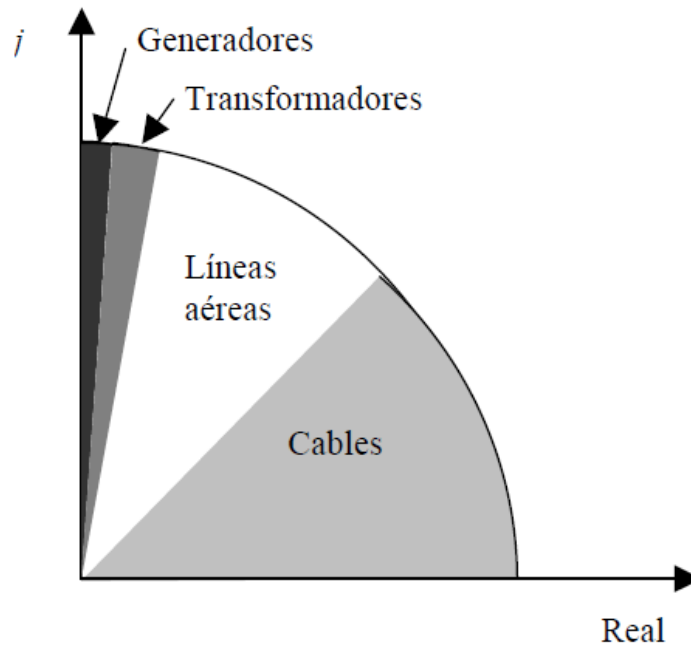


Figura 2.2.4: Relación X/R para los distintos componentes de la red.

Es necesario destacar que en el caso de sistemas con tensiones menores o iguales a 132 kV, o en la situación que se utilicen cables en los sistemas de alta tensión, los cuales presenten una reducida inductancia, las simplificaciones empleadas para la obtención de las expresiones 2.2.6, 2.2.7 y 2.2.8 no son totalmente válidas.

En líneas de alta tensión es conveniente calcular la Potencia Natural (P_0) como valor de referencia. Esta puede expresarse por la siguiente ecuación:

$$P_0 = U_n^2 \cdot \sqrt{\frac{B}{X}}$$

2.2.9

Donde:

U_n es la tensión nominal de la línea

B es la susceptancia de la línea

X es la reactancia de la línea

En la tabla 2.2.1 se presentan valores típicos de líneas aéreas para la frecuencia de 50 Hz.

Tensión Nominal (kV)	Potencia Natural (MW)	X (Ohm/km)	X/R
0.4	-	0.40	0.5
10	-	0.40	0.5
130	50	0.40	3
220	130	0.40	6
400	550	0.33	15
500	910	0.30	16
750	2200	0.28	30

Tabla 2.2.1: Valores típicos de líneas aéreas para 50 Hz.

Es necesario destacar que la Potencia Natural es mucho menor que el límite térmico, además para líneas de tensión inferior a los 69 kV esta potencia es prácticamente despreciable por el bajo valor de la correspondiente susceptancia.

En la tabla 2.2.1 se observa que las reactancias serie son prácticamente independientes de la magnitud de tensión del sistema, sin embargo, la relación X/R se incrementa rápidamente con dicha magnitud de tensión.

En la figura 2.2.5 se ha representado la relación expresada por la ecuación 2.2.7, donde se aprecia que existe una potencia máxima transferible entre ambos extremos de la reactancia considerada, cuando están fijados los niveles de tensión entre sus extremos. Esta se alcanza con un avance de 90° de la tensión en el inicio (\bar{U}_s) respecto de la del final (\bar{U}_r). Este límite, llamado de estabilidad estática, es teórico y en la práctica se requiere operar por debajo del mismo.

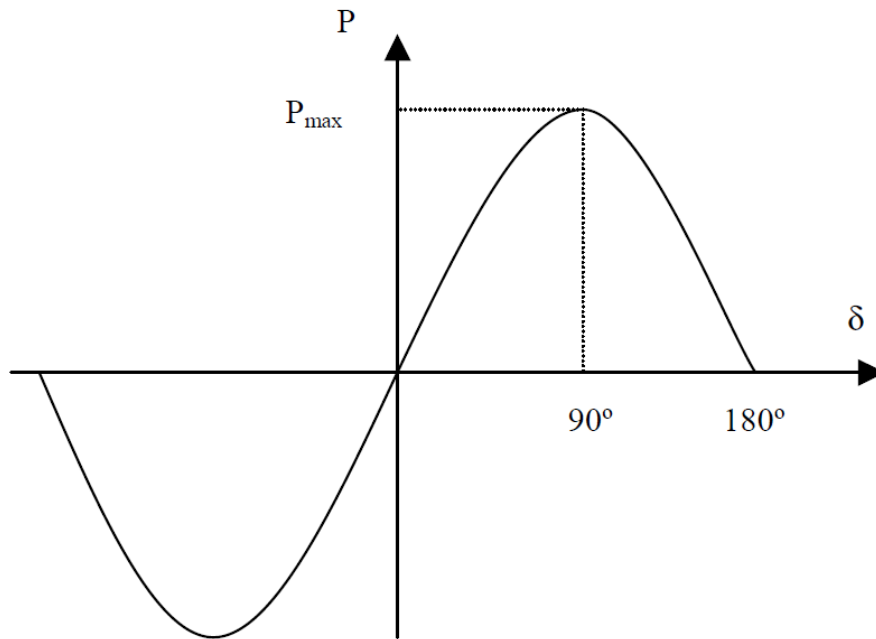


Figura 2.2.5: Potencia en función de la diferencia de ángulo de las tensiones.

Un análisis del diagrama fasorial representado en la figura 2.2.6 (a) asociado a la ecuación 2.2.6 revela que para valores de “ δ ” suficientemente por debajo del límite de estabilidad estática, la diferencia de fases entre las tensiones extremas resulta determinada esencialmente por la potencia activa transferida, en tanto que la diferencia de módulos de estas tensiones ($U_s - U_r$) depende fundamentalmente del flujo de potencia reactiva. Esto se pone de manifiesto con mayor claridad al examinar los diagramas fasoriales de las figuras 2.2.6 (b) y (c) que corresponden a los casos extremos $Q_r = 0$ y $P_r = 0$ respectivamente.

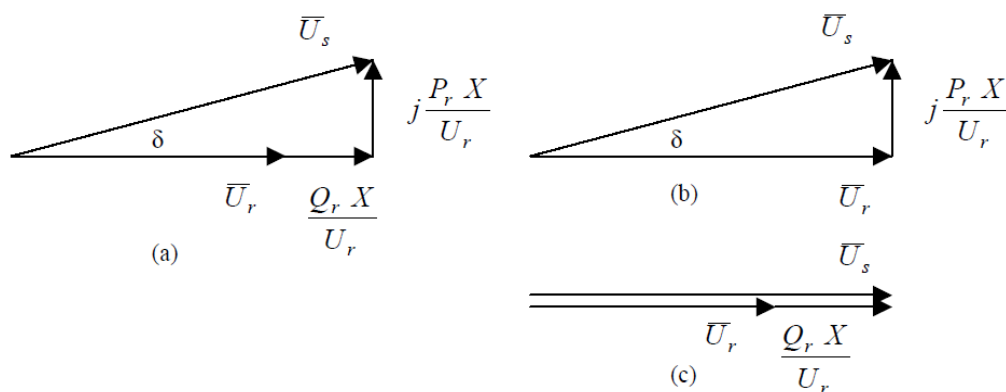


Figura 2.2.6: Relaciones entre tensiones y potencias sobre una inductancia.

De las observaciones destacadas anteriormente se desprenden las siguientes conclusiones, las cuales son válidas bajo la hipótesis " $R \ll X$ ":

- Las variaciones en las inyecciones o demanda de potencia activa afectan esencialmente a los ángulos de fase de las tensiones de nudo y, por lo tanto, al flujo de potencia activa por las líneas, pero prácticamente no afecta a los módulos de las tensiones, ni al flujo de potencia reactiva.
- Las variaciones en los nudos de las inyecciones de potencia reactiva afectan fundamentalmente al módulo de las tensiones, pero prácticamente no influyen sobre sus ángulos de fase ni sobre el flujo de potencia activa.
- Con el objetivo de lograr un perfil de tensiones lo más uniforme posible, se requiere generar la potencia reactiva en nodos próximos a la demanda, minimizando por lo tanto su transporte, lo cual es concurrente con el objetivo de minimizar las pérdidas.

Considerando el análisis efectuado se puede aplicar a los sistemas con estas características ($R \ll X$) la hipótesis básica de independencia del balance de potencias activas y reactivas, lo cual implica el desacoplamiento del par de variables " $P-\delta$ " respecto del " $Q-U$ ".

La estrecha relación entre la frecuencia y el balance de potencias activas y la independencia del mismo respecto del par de variables " $Q-U$ ", sugiere la utilización de sistemas de control separados para la regulación de la frecuencia y para la regulación de la tensión.

Cabe destacar que durante las perturbaciones dinámicas existe un cierto acoplamiento entre los dos sistemas de control, el que surge por los siguientes motivos:

- Las variaciones de tensión en barras producen modificaciones en la demanda de potencia activa como resultado de la característica mencionada $P = f(U)$.
- Las variaciones de tensión en las barras afectan también a las potencias sincronizantes $(U_s \cdot U_r / X)$ y en consecuencia perturban el flujo de potencias activas.

Sin embargo, el lazo de control "Q-U" es de actuación mucho más rápida que el lazo "P-f" caracterizado por importantes inercias mecánicas. Por lo tanto, puede asumirse sin cometer un error significativo para el análisis, que los procesos transitorios en el sistema de control "Q-U" corrigen las desviaciones de tensión antes de que el control "P-f" reaccione a las perturbaciones referidas. Debido a esto se puede justificar el desacoplamiento requerido para la separación de los lazos de control.

Ambos sistemas de control son generalmente descentralizados, lo cual significa que los dispositivos de control son instalados en distintos puntos de la red regulando variables locales. Con esto se consigue un adecuado control sobre todo el sistema. Actualmente, gracias a los progresos tecnológicos en el área de la telegestión y de las comunicaciones, se realiza usar sistemas de control centralizados.

En estos sistemas las señales con las desviaciones en las variables controladas, recibidas desde distintos puntos de la red, son procesadas a efectos de definir acciones de control coordinadas que son ordenadas a los sistemas también distribuidos en distintos puntos. Esta estrategia permitiría, según se prevé, un control más rápido y, fundamentalmente, mejorar la estabilidad ante pequeñas perturbaciones de sistemas que, por su estructura, presentan oscilaciones de frecuencia poco amortiguadas.

2.3. Elementos que participan en el control de tensiones

Para una mejor comprensión del control tensión y potencia reactiva, a continuación se describen cada uno de los elementos que intervienen en dicha gestión.

2.3.1. Generadores

Son elementos que intervienen activamente en el control de tensiones y aportan un control dinámico en estas.

Los generadores síncronos son capaces de generar y absorber potencia reactiva de la red por lo que pueden subir y bajar tensiones mientras que los generadores asíncronos únicamente consumen reactiva, y por tanto no pueden participar en el control de tensión. Existen otro tipo de generadores como por ejemplo los fotovoltaicos que, gracias al uso de inversores en su conexión a la red, son capaces también de generar y absorber potencia reactiva.

Los generadores mayores de 50MW, también llamados de régimen ordinario, están conectados a la red de transporte y participan en el control de tensiones siendo gestionados por el operador del sistema Red Eléctrica de España (REE). Los criterios definidos para tal efecto se pueden ver en la web de dicha compañía, en el apartado “actividades/operación del sistema/procedimientos de operación” concretamente P.O.-7.4.

Los generadores menores de 50 MW o de régimen especial están mayoritariamente conectados en las redes de distribución, y no intervienen directamente en el control de tensiones sino que tienen una bonificación por mantener un factor de potencia unidad, según Real Decreto 1565/2010 el cual se tiene disponible a través de la web boe.es.

2.3.2. Compensación pasiva/estática: condensadores y reactancias

Estos elementos intervienen activamente en el control de tensiones y aportan un control estático en las tensiones. Cuando un condensador o una reactancia se conecta en un punto de la red eléctrica la tensión en ese punto de la red aumenta o disminuye, respectivamente.

La potencia reactiva que inyectan en la red depende cuadráticamente con la tensión (condensadores) y con la intensidad (reactancias):

$$Q_{inyectada} = \frac{V^2}{X} \quad 2.3.2.1$$

$$Q_{consumida} = X \cdot I^2 \quad 2.3.2.2$$

Donde X es la reactancia que depende de las características constructivas del condensador/reactancia y de la frecuencia de la red.

El uso de los condensadores tiene una finalidad que se puede observar de dos formas distintas:

- El control de tensión: los condensadores se conectan para subir tensión, típico de las redes de transporte y reparto (400, 220, 132, 66, y 45kV)
- Mejorar el factor de potencia: su objetivo es disminuir los flujos de potencia reactiva en las redes. Para este efecto, se colocan en las redes de media tensión y baja tensión (20, 15kV y 400/230V).

Por otra parte, el uso de las reactancias se enmarca en la red de transporte para disminuir tensiones, sobre todo por las noches, donde las tensiones son más altas debido a la baja demanda eléctrica.

Las reactancias se han utilizado siempre debido a que las líneas poco cargadas se comportan como condensadores, pero los bancos de condensadores se empezaron a utilizar en el sistema eléctrico español a partir de una situación próxima al colapso de tensión que hubo en el sistema peninsular el día 17 de Diciembre de 2001. Debido a la particularidad de la situación de colapso de tensión, de los problemas de estabilidad que provocan en la red de transporte de energía eléctrica y la situación real vivida en España, merece la pena hacer hincapié y dedicar un apartado en el proyecto para presentar y exponer dicha problemática. Ver apartado 2.4.

2.3.3. Líneas eléctricas

Las líneas eléctricas consumen y generan potencia reactiva. La reactiva generada (energía capacitiva) por una línea depende cuadráticamente de la tensión aplicada, por lo que es un valor razonablemente constante. Además, la potencia reactiva consumida por las líneas depende cuadráticamente de la intensidad, por lo que consumen tanta más reactiva cuanto más cargadas están. Por esta razón, las líneas en vacío se comportan como condensadores.

Las líneas eléctricas son elementos que intervienen activamente en el control de tensiones cuando su objetivo es disminuir las tensiones en la red de transporte, mientras que para el resto de niveles de tensión no intervienen activamente pero sí influyen en las tensiones y por ende, en los flujos de reactiva por la red.

El comportamiento tensión-reativa de las líneas eléctricas en función del nivel de tensión depende de tres factores principalmente:

- De si se trata de un circuito aéreo o subterráneo: a igualdad de nivel de tensión generan más reactiva (energía capacitiva) las líneas subterráneas que las aéreas.
- De la tensión nominal del circuito: para la misma longitud, los circuitos generan más reactiva cuanto mayor es el nivel de tensión.
- Del grado de carga del circuito: para la misma longitud e igual carga, la reactiva que consumen los circuitos es tanto menor cuanto menor sea el nivel de tensión de la línea.

2.3.4. Transformadores

Los transformadores son elementos que intervienen activamente en el control de tensiones, gracias a que presentan una relación de transformación variable (físicamente presentan un número N escalones discretos que dan lugar a N posibles relaciones de transformación). Por otro lado, los transformadores por defecto consumen siempre potencia reactiva en una cantidad que dependerá cuadráticamente con la intensidad ($X_{cc} \cdot I^2$), donde X_{cc} es la reactancia de cortocircuito cuyo valor típicamente se encuentra entre 5-15%.

Desde el punto de vista del modo en que se regulan se dividen en:

- Transformadores con regulación en carga: pueden variar su relación de transformación sin interrumpir la carga que alimentan. Estos a su vez se dividen en transformadores con regulación automática y transformadores con regulación manual.
- Transformadores con regulación sin carga ni tensión: pueden variar su relación de transformación pero deben interrumpir la carga que suministran para cambiar de toma.

Tipos de red		Estructura	Tipo Operación	Clientes (N°)	Instalaciones (N°)	Flexibilidad Operación	Nivel Monitorización
Transporte (Seguridad de suministro) (400, 220 kV)		Mallado	Mallado	Muy pocos	Pocas	Alta	Alto
Distribución (Calidad de Servicio)	Reparto (132, 66, 45 kV)	Mallado / Radial	Mallado / Radial	Pocos	Bastantes	Media	Alto
	MT (20, 15 kV)	Mallado / Radial	Radial	Bastantes	Muchas	Baja	Medio
	BT (400, 380 V)	Mallado / Radial	Radial	Muchos	Muchas	Muy Baja	Muy Bajo

Tabla 2.3.4.1. Partes integrantes de la red de distribución.

En redes malladas, los transformadores logran variar la tensión moviendo energía reactiva de unos niveles de tensión a otros, por lo que hacen de "efecto condensador" cuando suben tensión y de "efecto bobina" cuando bajan tensión.

2.4. Estabilidad de tensión y colapso de tensiones

2.4.1. Presentación general del problema

Se llama estabilidad de tensión a la capacidad que presenta un sistema de potencia para mantener un estado aceptable de tensiones en todas sus barras, tanto en condiciones de operación normal como después de haber soportado una perturbación. Un sistema entra en un estado de tensión inestable, cuando una perturbación, incremento en la demanda o cambio en las condiciones del sistema causa una progresiva y descontrolada caída de tensión. El principal factor causante de inestabilidad es la falta de capacidad del sistema para satisfacer la demanda de potencia reactiva. La clave del problema es usualmente la caída de tensión, que ocurre cuando el flujo de potencia activa y reactiva circula a través de una reactancia inductiva representativa con la red de transmisión.

Un criterio para la estabilidad de tensión es que a partir de condiciones de operación para cada barra en el sistema, la magnitud de tensión en las barras aumenta en la medida que la inyección de potencia reactiva en la misma barra sea incrementada. Un sistema presenta inestabilidad de tensión si, para al menos una barra en el sistema, la magnitud de tensión (V) disminuye en la medida que la inyección de potencia reactiva (Q) en dicha barra se incrementa. En otras palabras, un sistema es estable en tensión si la relación V - Q es positiva para cada barra y de igual manera es inestable en tensión si dicha relación es negativa para al menos una barra.

Las caídas progresivas en la tensión de barras pueden también asociarse con la salida de sincronismo de los ángulos del rotor. Por ejemplo, la pérdida gradual de sincronismo de las máquinas como los ángulos del rotor entre dos grupos de máquinas que se aproxima o excede los 180° , originan en puntos intermedios de la red una muy baja tensión. En contraposición, los tipos de caída de tensión en forma sostenida que están relacionados con la inestabilidad de tensión, ocurren cuando la estabilidad del ángulo del rotor no es un problema.

La inestabilidad de tensión es esencialmente un fenómeno local, sin embargo, sus consecuencias pueden tener un impacto extenso.

El colapso de tensiones, por otro lado, es una situación del sistema más compleja que una simple inestabilidad de tensiones y es usualmente el resultado de una secuencia de eventos que acompañan a la inestabilidad de tensión, conduciendo al sistema a un perfil bajo de tensiones en una significativa parte del mismo.

La inestabilidad de tensiones puede ocurrir en diferentes formas. En su forma más simple se puede ilustrar considerando los dos extremos de la red de la Figura 2.4.1.1. En ella se ha supuesto una fuente de tensión constante (E_s) que suministra energía a la carga (Z_{LD}), a través de una impedancia en serie (Z_{LN}). Esto podría representar un alimentador radial simple, que suministra energía de un sistema grande a una carga o un área de cargas a través de una línea de transmisión.

La expresión para la corriente asociada a la red de la Figura 2.4.1.1 se puede apreciar en la siguiente ecuación:

$$\bar{I} = \frac{\bar{E}_s}{\bar{Z}_{LN} + \bar{Z}_{LD}} \quad 2.4.1.1$$

Donde \bar{I} y \bar{E}_s son factores y las impedancias se pueden representar como:

$$\bar{Z}_{LN} = Z_{LN} \cdot e^{j\theta}, \quad \bar{Z}_{LD} = Z_{LD} \cdot e^{j\phi} \quad 2.4.1.2$$

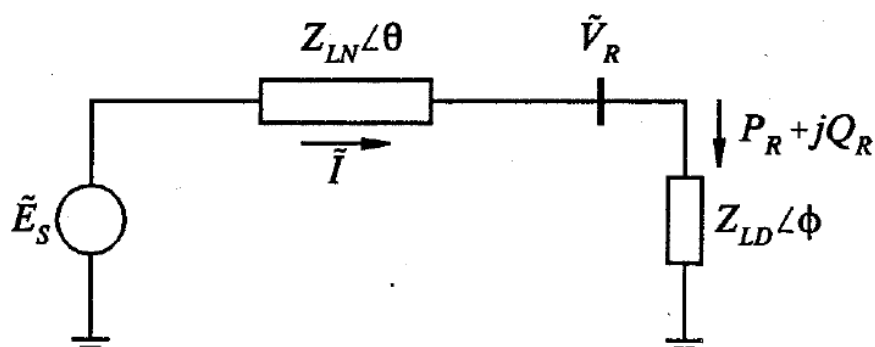


Figura 2.4.1.1. Sistema radial simple para ilustración de fenómenos de estabilidad de tensión.

El módulo de la corriente del sistema puede expresarse como:

$$I = \frac{E_S}{\sqrt{(Z_{LN} \cdot \cos \theta + Z_{LD} \cdot \cos \phi)^2 + (Z_{LN} \cdot \sin \theta + Z_{LD} \cdot \sin \phi)^2}} \quad 2.4.1.3$$

La expresión anterior puede colocarse también como:

$$I = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{E_S}{Z_{LN}} \quad 2.4.1.4$$

Donde:

$$F = 1 + \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right)^2 + 2 \cdot \left(\frac{Z_{LD}}{Z_{LN}}\right) \cdot \cos(\theta - \phi) \quad 2.4.1.5$$

El módulo de la tensión en el extremo receptor es:

$$V_R = Z_{LD} \cdot I = \frac{1}{\sqrt{F}} \frac{Z_{LD}}{Z_{LN}} \cdot E_S \quad 2.4.1.6$$

La potencia suministrada a la carga resulta:

$$P_R = V_R \cdot I \cdot \cos \phi = \frac{Z_{LD}}{F} \cdot \left(\frac{E_S}{Z_{LN}}\right)^2 \cdot \cos \phi \quad 2.4.1.7$$

La representación gráfica de I , V_R y P_R en función de Z_{LN}/Z_{LD} se muestra en la figura 2.4.1.2, para el caso de un sistema con una $\tan \theta = 10.0$ y $\cos \phi = 0.95$. Para poder hacer extensivos los resultados

para cualquier valor de Z_{LN} , los valores de I , V_R y P_R se pueden normalizar.

La demanda se incrementa en la medida que disminuye Z_{LD} y como consecuencia P_R aumenta en una primera instancia rápidamente y posteriormente lo hace en forma más lenta hasta alcanzar un máximo, después del cual esta potencia comienza a disminuir. Existe por lo tanto un valor máximo de potencia activa, que puede transmitirse a través de una impedancia desde una fuente de tensión constante.

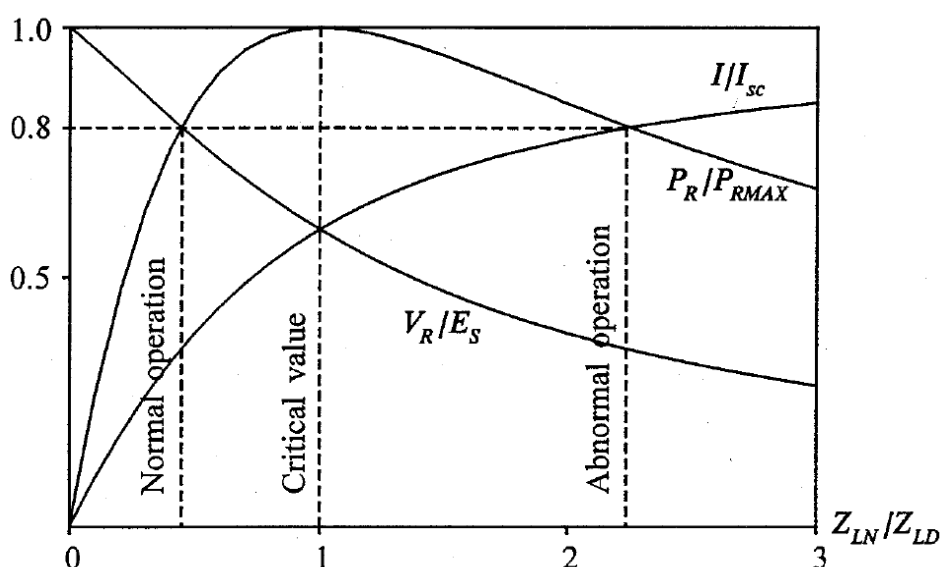


Figura 2.4.1.2. Tensión, corriente y potencia en el extremo receptor como una función de la potencia de demanda del sistema correspondiente a la figura 2.4.1.1. ($I_{SC} = E_S/Z_{LN}$; $\cos \phi = 0.95$ en atraso; $\tan \theta = 10.0$).

La potencia transmitida es máxima cuando la caída de tensión en la línea es igual en magnitud a V_R , que se verifica en la situación en que $Z_{LN}/Z_{LD} = 1$. En la figura 2.4.1.2 puede observarse que en la medida que Z_{LD} disminuye gradualmente, la corriente I aumenta y V_R también disminuye. Inicialmente, con valores elevados de Z_{LD} , el incremento en la corriente I predomina sobre la disminución de V_R y por lo tanto P_R se incrementa rápidamente con la disminución de Z_{LD} . Cuando Z_{LD} se aproxima a Z_{LN} el efecto de aumento de I es más suave que el de disminución de V_R , originando un aumento más lento en P_R . Cuando Z_{LD} es menor que Z_{LN} la disminución en V_R

domina sobre el incremento en I y por lo tanto el efecto neto es una disminución en P_R .

La condición de operación crítica correspondiente a la máxima potencia representa el límite de la operación satisfactoria. Para elevadas demandas el control de potencia por variación de la carga resulta inestable, es decir, que una disminución en la impedancia de carga reduce la potencia transmitida. En este caso la tensión disminuye progresivamente y el sistema se vuelve inestable, dependiendo de las características de carga. Con una característica estática de la carga de impedancia constante, el sistema se estabiliza en niveles de potencia y tensión inferiores al deseado. Por otro lado, con una característica de potencia constante el sistema se vuelve inestable hacia un colapso de la tensión en las barras de carga. Con otros tipos de carga, la tensión se determina por las características compuestas de la línea de transmisión y la carga. Si la carga se suministra por transformadores con regulación automática bajo carga, la acción del tap del transformador consistirá en pretender alcanzar la tensión correspondiente a la carga. Esto tiene el efecto de reducir la impedancia efectiva de carga, desde el punto de vista del sistema. Estas acciones se traducen en reducciones adicionales de R/V y en una reducción de tensión progresiva. Este es un simple ejemplo de inestabilidad de tensión.

Desde el punto de vista de estabilidad de tensión, es de fundamental importancia considerar la relación entre P_R y V_R . Esta relación puede observarse en la Figura 2.4.1.3 aplicada al sistema considerado cuando la carga posee un factor de potencia de 0,95 en atraso.

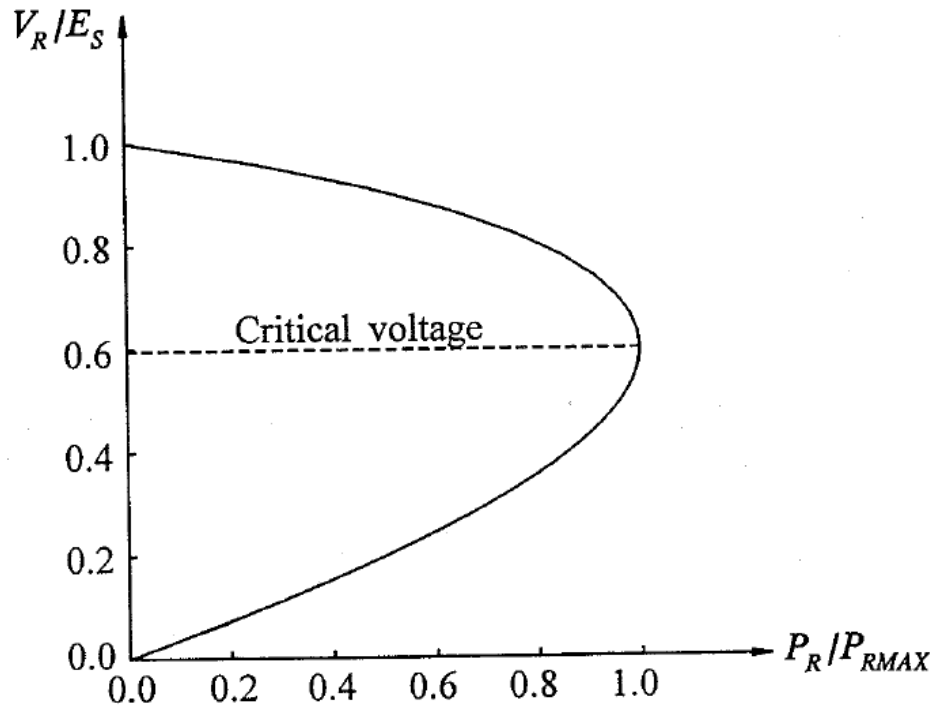


Figura 2.4.1.3. Característica de Potencia-Tensión del sistema de la figura 2.4.1.1 ($\cos \phi = 0.95$ en atraso; $\tan \theta = 10.0$).

A partir de las ecuaciones 2.4.1.6 y 2.4.1.7 puede observarse que el factor de potencia de la carga presenta un efecto significativo en la característica Potencia-Tensión del sistema. Esta consecuencia es debida a que la caída de tensión en la línea de transmisión depende tanto de la potencia activa como reactiva transferida a la carga. La estabilidad de tensión por lo tanto, dependen de las relaciones entre P , Q y V . La tradicional representación de estas relaciones, pueden observarse en las Figuras 2.4.1.4 y 2.4.1.5.

La Figura 2.4.1.4 permite apreciar para el sistema correspondiente a la Figura 2.4.1.1 las curvas entre $P_R - V_R$ para diferentes valores del factor de potencia correspondiente al de la carga. La ubicación de los puntos de operación críticos se indica en la figura mediante una línea de puntos. Normalmente, sólo los puntos de operación por encima de los puntos críticos representan las condiciones de operación satisfactorias. Una reducción repentina del factor de potencia (incremento en Q_R) puede causar que el sistema cambie desde una condición de operación estable hacia una insatisfactoria y posiblemente inestable representada por las condiciones de operación correspondientes a la parte inferior de la curva $V - P$.

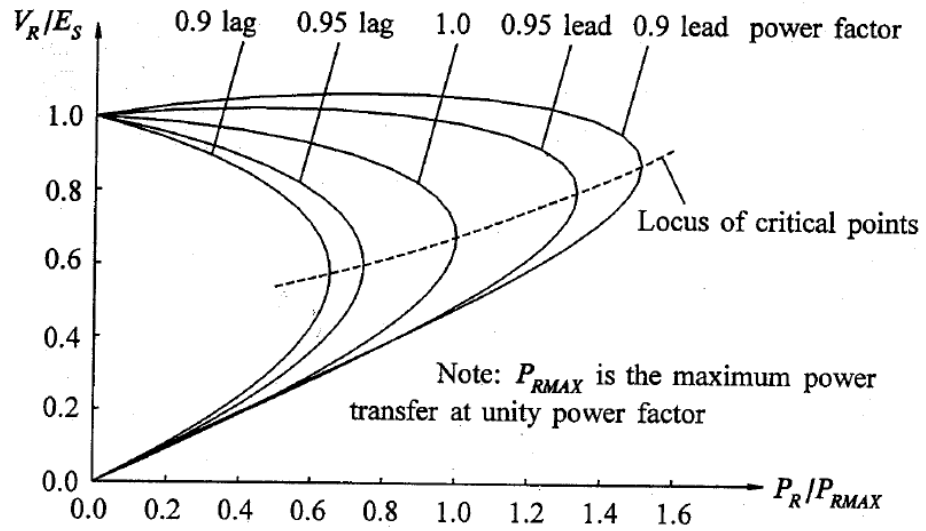


Figura 2.4.1.4. Características $V_R - P_R$ del sistema correspondiente a la Figura 2.4.1.1 con diferentes factores de potencia.

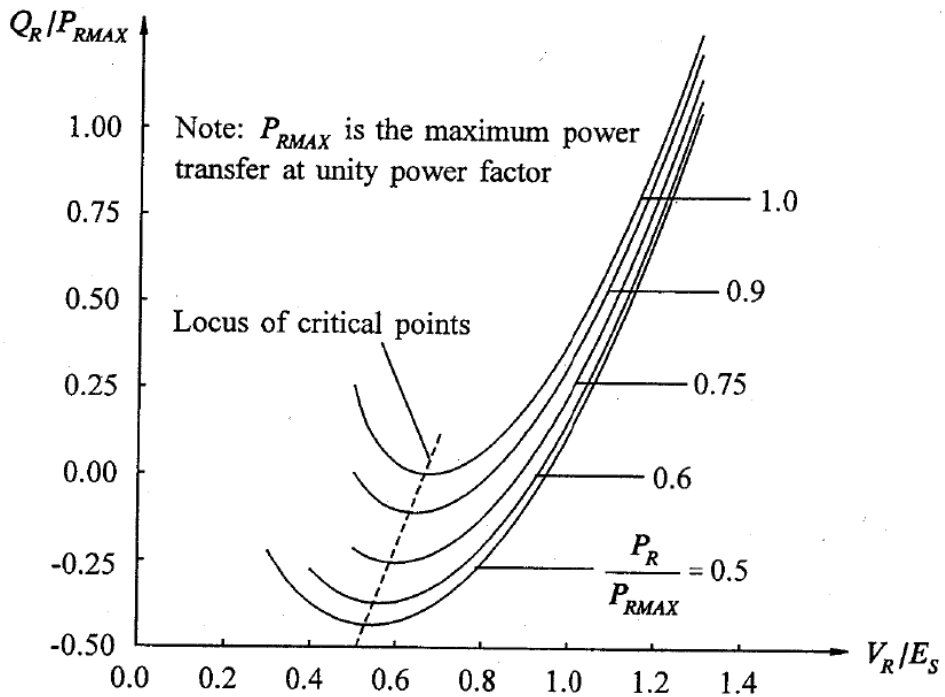


Figura 2.4.1.5. Características $V_R - Q_R$ del sistema correspondiente a la figura 2.4.1.1 con diferentes relaciones P_R/P_{RMAX} .

La influencia de las características de potencia reactiva de los componentes en el extremo receptor (cargas y componentes de compensación) se ha representado en la figura 2.4.1.5. Esto muestra una familia de curvas aplicables al sistema de potencia de la figura

2.4.1.1, cada una de las cuales representa la relación entre V_R y Q_R para valores fijos de P_R . El sistema es estable en la región donde se verifica que la derivada $\partial Q_R / \partial V_R$ es positiva. El límite de estabilidad de tensión (punto de operación crítico) se alcanza cuando la derivada se hace cero. Por lo tanto, el sector de las curvas $Q-V$ ubicadas a la derecha del mínimo representan la operación estable y el correspondiente a la izquierda representan la operación inestable. Una operación estable en la región donde $\partial Q_R / \partial V_R$ adopta valores negativos, puede alcanzarse solamente con una compensación de potencia reactiva regulada disponiendo de suficiente rango de control y una elevada ganancia Q/V con una polaridad opuesta a la normal.

La descripción mencionada del fenómeno de estabilidad de tensión, realizada solamente en un nivel básico, intenta brindar los elementos de juicio necesarios para ayudar a la clasificación y entendimiento de diferentes aspectos de la estabilidad del sistema de potencia. El análisis se limitó a un sistema radial, porque es una forma más simple y clara de graficar el problema de estabilidad de tensión. En los complejos sistemas de potencia reales muchos factores contribuyen al proceso de colapso del sistema causado por la inestabilidad de tensión, entre los cuales se pueden mencionar la confiabilidad de los sistemas de transmisión, los niveles de transferencia de potencia, las características de carga, los límites de capacidad de potencia reactiva de los generadores y las características de potencia reactiva de los componentes de compensación. En algunos casos, el problema se origina por una composición de acciones no coordinadas de varios controles y sistemas de protección.

Con el propósito de analizar el fenómeno estabilidad de tensiones, es útil efectuar una clasificación en las dos subclases siguientes:

- Estabilidad de tensión de grandes perturbaciones: Este fenómeno está relacionado con la capacidad del sistema para controlar tensiones luego de perturbaciones grandes, tales como una falla del sistema, pérdida de generación o contingencias de circuitos. Esta capacidad está determinada por las características de carga del sistema, la interacción de los controles continuos y discretos y las protecciones. La determinación de la estabilidad para grandes perturbaciones requiere un examen del comportamiento dinámico no lineal de

un sistema sobre un período de tiempo lo suficientemente largo para poder capturar la interacción de tales componentes, como es el caso de los reguladores de tensión bajo carga de los transformadores y los limitadores del campo de corriente del generador. El período de estudio de interés puede extenderse desde unos segundos a decenas de minutos. Por lo tanto, se requieren para el análisis simulaciones dinámicas de largo alcance.

Un criterio para la estabilidad de tensión ante grandes perturbaciones es que, luego de una perturbación dada, las correspondientes acciones de control del sistema deben corregir las tensiones de todas las barras para que alcancen niveles aceptables en estado estacionario.

- Estabilidad de tensión de pequeñas perturbaciones: Este fenómeno está relacionado con la capacidad del sistema para controlar tensiones luego de perturbaciones pequeñas, tales como cambios incrementales en la carga del sistema. Esta forma de estabilidad está determinada por las características de la carga, controles continuos y controles discretos en un instante de tiempo dado. Este concepto es útil para determinar, en cualquier instante, cómo responderá la tensión del sistema a pequeños cambios en el sistema.

El proceso básico que contribuye a la inestabilidad de tensión de pequeñas perturbaciones es esencialmente de naturaleza estacionaria. Por lo tanto, el análisis en estado estacionario puede ser utilizado con efectividad para determinar los márgenes de estabilidad, identificar los factores que influyen sobre la estabilidad y examinar un amplio rango de condiciones del sistema y un gran número de escenarios posteriores a las contingencias.

Un criterio para la estabilidad de tensión de pequeñas perturbaciones es que, ante una dada condición de operación, la magnitud de tensión de las barras crece en la medida que se incrementa en la misma barra la inyección de potencia reactiva. Un sistema es inestable en tensión si, para al menos una barra en el sistema, la magnitud de la tensión de la barra V disminuye en la medida que la inyección de potencia reactiva Q en la misma barra aumenta. En otras palabras, un sistema es estable en tensión si la sensibilidad $V-Q$ es positiva para cada barra e inestable si dicha sensibilidad es negativa para al menos una barra.

La inestabilidad de tensión no siempre ocurre en forma pura. Con frecuencia la inestabilidad de tensión y ángulos ocurren en forma simultánea. Una de ellas puede originar la otra y las diferencias pueden no ser lo suficientemente claras. Sin embargo una buena diferenciación entre la estabilidad de ángulos y de tensión es importante para el entendimiento de las causas fundamentales del problema, con la finalidad de desarrollar diseños apropiados y procedimientos de operación.

2.4.2. Prevención del colapso de tensión

Por colapso de tensión se entiende una disminución severa de tensión sin su correspondiente recuperación. La tensión no necesariamente debe decrecer al valor de cero, sino que resulta suficiente con que baje lo indispensable como para que sea imposible el mantenimiento de la operación de al menos una pequeña parte del sistema. Este fenómeno ha aparecido ocasionalmente y resulta algunas veces dificultoso predecirlo, pero es necesario tenerlo en cuenta por su importancia, principalmente cuando conduce al colapso del sistema.

El colapso de tensión es una forma de inestabilidad de tensión, cuya causa se debe fundamentalmente a un inadecuado suministro de potencia reactiva. Los factores que se ven generalmente involucrados en este problema pueden ser uno o más de los que se mencionan a continuación:

- Alta impedancia de transferencia.
- Elevado contenido de carga correspondiente a motores de inducción.
- Insuficiente reserva de generación de potencia reactiva.
- Condiciones severas de operación en forma temporaria.
- Contingencia en generadores, transformadores o líneas de interconexión.
- Estado de operación del sistema con elevada carga.
- Trabajos de mantenimiento de componentes del sistema.
- Errores humanos.
- Problemas de mal funcionamiento en equipos de control del sistema.
- Control automático defectuoso en los taps (cambiadores de toma de tensión) de los transformadores.

La relación entre el comportamiento de la tensión con la carga del sistema tiene una influencia relevante en este fenómeno. El proceso que conduce al colapso de tensión tiene lugar dentro de un rango que va desde el orden de los segundos hasta la media hora. Este rango depende de la causa del fenómeno, de la configuración de la red y de las condiciones de operación.

El colapso de tensión generalmente se puede prevenir instalando elementos de compensación que tengan la posibilidad de suministrar

en forma controlable potencia reactiva en cantidad suficiente a las correspondientes barras. Por ejemplo, en caso de tratarse de un colapso de tensión que evoluciona en forma lenta, se puede conectar condensadores shunt, sin embargo si la evolución es rápida es recomendable conectar componentes del tipo SVC (Static Var Compensator (compensadores de energía reactiva)). Los condensadores serie en líneas largas pueden también utilizarse como elementos para prevenir el colapso de tensión en situaciones que involucren estas líneas.

2.4.3.Reducción de sobretensión temporaria

Las sobretensiones temporarias ocurridas a frecuencia fundamental pueden originar desconexiones en situaciones de operación o fallas. Por regla general estas sobretensiones temporarias no exceden el valor de 1.5 p.u. y su duración no es superior al segundo. Estos fenómenos se presentan por lo general en líneas largas de alta tensión cuando existe una disminución brusca en la potencia transmitida, cambiando la componente de potencia reactiva inductiva a capacitiva. El incremento de tensión en la línea se origina por este cambio en la transmisión de potencia reactiva y por el denominado efecto Ferranti.

Un método para compensar este problema es utilizar una combinación de una instalación mínima de potencia reactiva conectada en forma permanente en la línea con otra instalación de reactores shunt conectados en forma opcional a la correspondiente barra, como puede observarse en la figura 2.4.3.1. Una tercera alternativa es utilizar módulos SVC con suficiente capacidad de absorción de potencia reactiva.

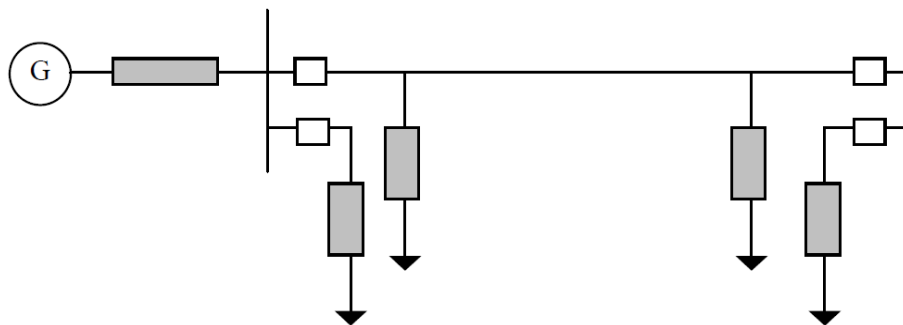


Figura 2.4.3.1. Esquema ilustrativo de compensación de sobretensión temporaria.

2.4.4. Situación próxima en España.

Una situación próxima al colapso de tensiones se produjo en el sistema eléctrico peninsular español el día 17 de Diciembre de 2001. Se muestra a continuación en la Figura 2.4.4.1 la evolución de la demanda de potencia activa del sistema eléctrico peninsular español durante el 17 de diciembre de 2001.

La ola de frío que afectaba a España provocó un aumento sin precedentes de la demanda de energía eléctrica, como muestra la Figura 2.4.4.1. Se alcanzó el récord histórico tanto de demanda punta a las 18:45 horas con 35.500 MW, como de demanda media horaria en el intervalo de las 18 a las 19 horas con 34.930 MW. A la baja capacidad hidráulica motivada por un año muy seco, se sumó la indisponibilidad de algunos grupos térmicos.

Todas estas circunstancias desembocaron en valores de tensión muy bajos a la hora punta, como los registrados en los nudos de 400 kV de San Sebastián de los Reyes con 348 kV en la zona Centro, o Catadau con 358 kV en la zona de Levante. Se muestra a continuación en la Figura 2.4.4.2 la evolución de la demanda de potencia activa de la comunidad autónoma de Madrid y de la tensión en San Sebastián de los Reyes – 400 kV durante el 17 de diciembre de 2001.

Ante esta caída de las tensiones, el operador del sistema tomó la decisión cerca de la 19:00 de deslazar 500 MW de carga de las zonas de Madrid y Valencia. Esta medida fue suficiente para frenar la caída de las tensiones y devolver al sistema a un punto de funcionamiento más seguro, como muestra la recuperación de la tensión San Sebastián de los Reyes - 400 kV a partir del momento del deslastre (ver Figura 2.4.4.2).

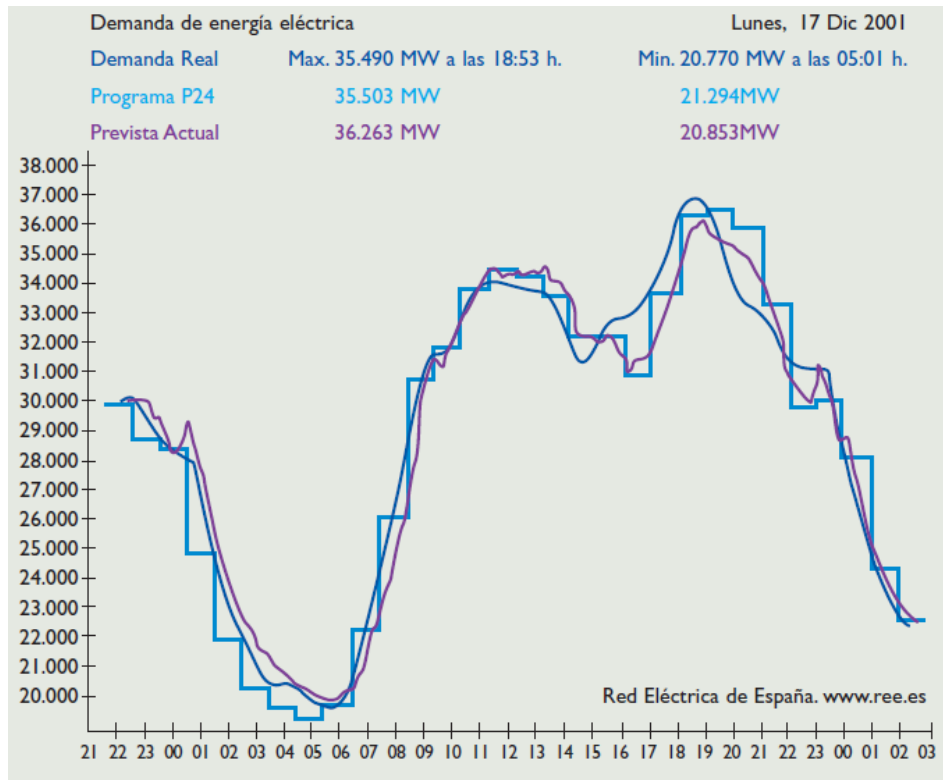


Figura 2.4.4.1. Evolución de la demanda del sistema eléctrico peninsular español durante el 17 de diciembre de 2001.

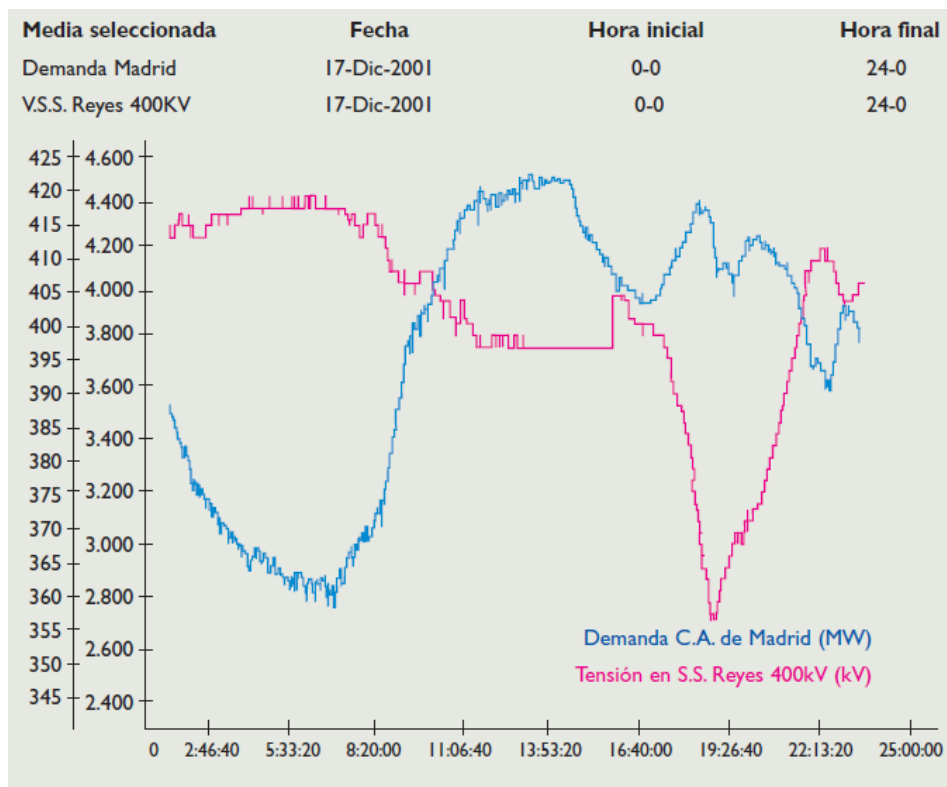


Figura 2.4.4.2. Evolución de la demanda de la comunidad autónoma de Madrid y de la tensión en San Sebastián de los Reyes- 400kV durante el 17 de diciembre de 2001.

2.5. Operativa del control de tensión en las redes de transporte y distribución

El control de tensión en la red de 400 y 220 kV corresponde a Red Eléctrica de España (REE) en calidad del Operador del Sistema. Los niveles de tensión adecuados para la red de transporte se encuentran definidos en los Procedimientos de Operación correspondientes, los cuales se pueden ver en la web de REE, “actividades/operación del sistema/procedimientos de operación” concretamente (P.O.1.1, 1.2, 1.3 y 7.4).

Así como la red de transporte es razonablemente homogénea en arquitectura, diseño y explotación, en la red de distribución cabría distinguir tres partes claramente diferenciadas, en función del tipo de estructura, su modo de explotación, el número de instalaciones y clientes conectados, y el grado de flexibilidad y monitorización de las mismas.

El control de tensión en la red de reparto, media tensión y baja tensión corresponde a las compañías de distribución en cada zona que corresponda en calidad de gestor de red de distribución. La tensión entregada en la acometida de los clientes debe estar en un margen del 7% de la tensión nominal según el RD1955/2000. A continuación se describe para cada nivel de tensión la estrategia y acciones implementadas para el control tensión-reactiva.

2.5.1.Red de Transporte: 400 y 220 kV

- Controlando los generadores para que aporten o consuman reactiva en el sistema, subiendo o bajando la tensión respectivamente (los generadores pueden típicamente generar/absorber el 75% / 30% de su potencia nominal).
- Actuando sobre las tomas de regulación de los transformadores de forma manual, subiendo o bajando puntos al regulador en carga. La razón principal por la que se realiza manual se debe a que el control de tensiones debe venir acompañado de la optimización de flujos de reactiva y esto no se logra con el control automático en cada transformador.
- Conectando/desconectando condensadores o reactancias (valores típicos de 100-330MVar).
- Abriendo circuitos en momentos valle, por la noche, para así poder bajar tensiones.

2.5.2.Red de Reparto de 132 kV

- Conectando/desconectando bancos de condensadores (valores típicos 20-200 MVar). En general los condensadores se deben conectar, para elevar tensiones, antes de emplear la regulación de los transformadores. Es decir, hay que evitar mover la reactiva hacia niveles de 132kV desde 400kV y 220kV cuando ya se tiene al condensador para inyectar dicha reactiva en el sistema.
- Actuando sobre las tomas de regulación de los transformadores de forma manual, subiendo o bajando puntos al regulador en carga.

Esta red se explota generalmente mallada, por lo que es imprescindible vigilar que el flujo de reactiva no se desplace hacia otros niveles de tensión superiores, para evitar flujos de reactiva incontrolados que provocarían pérdidas adicionales en la red. Así mismo, en situaciones de colapso de tensión en las redes de

transporte (400 y 220kV) es preciso desconectar la regulación automática de los transformadores de distribución. En caso contrario se estaría consumiendo energía reactiva en 132kV de un sistema que demanda energía capacitiva en 400 y 220kV, agravando aún más esta situación.

2.5.3. Redes de reparto de 66 y 45 kV

- Conectando/desconectando bancos de condensadores (valores típicos 5-15MVAR). El uso de estos bancos es análogo al que se hace en 132kV.
- Por medio de transformadores con regulación en carga. Esta regulación se realiza automáticamente de modo centralizado en los centros de control de distribución, aunque también se puede controlar de forma manual. En este caso la razón se debe a la cuantía de transformadores y los requisitos de calidad en las tensiones (margen del 7%) y la explotación en general radial para la red de distribución.

Si hay peligro de colapso de tensiones en la red de transporte, hay que desactivar el control automático de estos transformadores y pasar a control manual.

2.5.4. Red de media tensión: 20 y 15 kV

- Conectando bancos de condensadores (valores típicos de 1-3 MVAR): los condensadores en estas redes se usan para corregir el factor de potencia y disminuir los flujos de reactiva en la red. Por esta razón estarán siempre conectados ya que se instalan en puntos en los que la demanda de reactiva es siempre superior a la generación del condensador.
- Por medio de transformadores con regulación en carga. Esta regulación se realiza automáticamente. El uso de los mismos es análogo al que se realiza en la red de 66 y 45kV.

- Con reguladores de tensión situados en las líneas de media tensión muy largas.

2.5.5.Red de Baja Tensión: 400/230 V

- La regulación de tensión se hace en los propios centros de transformación (CT), típicamente en la salida de baja tensión (400V) con 5 tomas (margen del 2,5% o 5%). Se caracterizan por disponer de regulación sin carga ni tensión.
- Condensadores: generalmente en instalación de cliente y se usan para la corrección del factor de potencia.

2.6. Comportamiento de la carga frente al nivel de tensión

Un aspecto fundamental en la operativa es conocer la relación que existe entre el comportamiento de los consumos eléctricos (motores, iluminación, calefacción, refrigeración...) ante las variaciones de tensión. Con la práctica observada en los centros de control en las redes de distribución se podría estimar que:

- La carga de los transformadores que conectan las redes de transporte y reparto se comporta a potencia constante para la potencia activa. Respecto a la reactiva, subir tensión en el lado de baja del transformador conlleva el aumento de potencia reactiva que fluye por el transformador.
La razón del comportamiento de la carga a potencia constante para la activa se debe a que los transformadores situados en niveles de tensiones inferiores tienen un control de tensiones automatizado.
- La carga de los transformadores que conectan las redes de reparto y media tensión se comporta a impedancia constante en general: bajar tensión conlleva reducir intensidad y viceversa. La razón se debe a que los CT no tienen regulación en carga y el porcentaje de carga resistivo casi siempre predomina sobre el inductivo-capacitivo.

2.7. Influencia de la Generación Distribuida en control de tensión

De cara al estudio de la influencia de un generador en el control de tensión en el punto de conexión se va tener en cuenta la Figura 2.7.1, en la que la red está representada a través de su equivalente de Thevenin y el generador mediante una inyección de potencia P , Q . La relación entre la potencia activa y reactiva inyectada y la tensión en el punto de conexión está fuertemente condicionado por el parámetro $k = R/X$ que relaciona la resistencia con la reactancia de un circuito tal y como se aprecia en la ecuación 2.7.1.

Esta relación tiende prácticamente a cero cuando hablamos de niveles de tensión muy altos y adquiere un valor muy significativo para niveles de tensión de media tensión y baja tensión (Tabla 2.7.1).

$$V^2 = 0.5 + Q - k \cdot P \pm \sqrt{0.25 + Q - k \cdot P - (P - k \cdot Q)^2} \quad 2.7.1$$

Donde:

$$V_r = V_{r < \delta} \quad 2.7.2$$

$$V_e = V_{e < 0} \quad 2.7.3$$

$$S_{CET} = \frac{V_r^2}{X} \quad 2.7.4$$

$$V = \frac{V_e}{V_r} \quad 2.7.5$$

$$k = \frac{R}{X} \quad 2.7.6$$

$$P = \frac{P_{MW}}{S_{CET}} \quad 2.7.7$$

$$Q = \frac{Q_{MVAr}}{S_{CET}} \quad 2.7.8$$

Teniendo presente la Ecuación 2.7.1 es posible realizar dos tipos de análisis:

- Variación de la tensión en el punto de conexión a red en función de la potencia activa inyectada cuando la reactiva es nula (Figura 2.7.2). Se puede comprobar la notable influencia del parámetro $k = R/X$. Para valores bajos del parámetro k la potencia activa no tiene prácticamente influencia en los perfiles de tensión (curva azul), mientras, conforme el parámetro k crece, el efecto de la potencia activa sobre las tensiones es muy determinante (curva roja). Dicho de otro modo, en media tensión y baja tensión la inyección de potencia activa por parte de la generación distribuida (en adelante GD) provoca aumentos de la tensión allí donde se conectan. Este efecto puede ser muy perjudicial en estos niveles de tensión, ya que las redes de media tensión y baja tensión se han diseñado bajo el esquema de flujos unidireccionales desde los puntos frontera con la red de transporte hacia los consumidores finales. De algún modo este efecto de la potencia activa en los niveles de tensión debe ser compensado mediante la absorción de potencia reactiva para devolver los niveles de tensión a su condición de diseño en ausencia de GD, lo cual es analizado seguidamente.
- Potencia reactiva necesaria para mantener la tensión en el punto de conexión a red (Figura 2.7.3). Cuanto mayor es el parámetro mayor cantidad de potencia reactiva es necesario absorber para mantener la tensión en el punto de conexión a red. Nótese que en redes de media tensión (k alrededor de la unidad) la reactiva necesaria para compensar el efecto de la potencia activa es 2 a 1. En este sentido, la Figura 2.7.4 particulariza los ratios potencia aparente/potencia activa necesarios para mantener la tensión en el punto de conexión para valores típicos de longitud, ratio resistencia/reactancia (R/X) del circuito y potencia de generación por nivel de tensión. De esta forma se pone claramente de manifiesto cómo la contribución de la GD al control de tensión en redes de media y baja tensión no es efectivo mediante la inyección/absorción de potencia reactiva. No obstante, para el resto de niveles de tensión sí puede contribuir a la regulación mediante tensión consigna en el punto en el que se encuentra conectada.

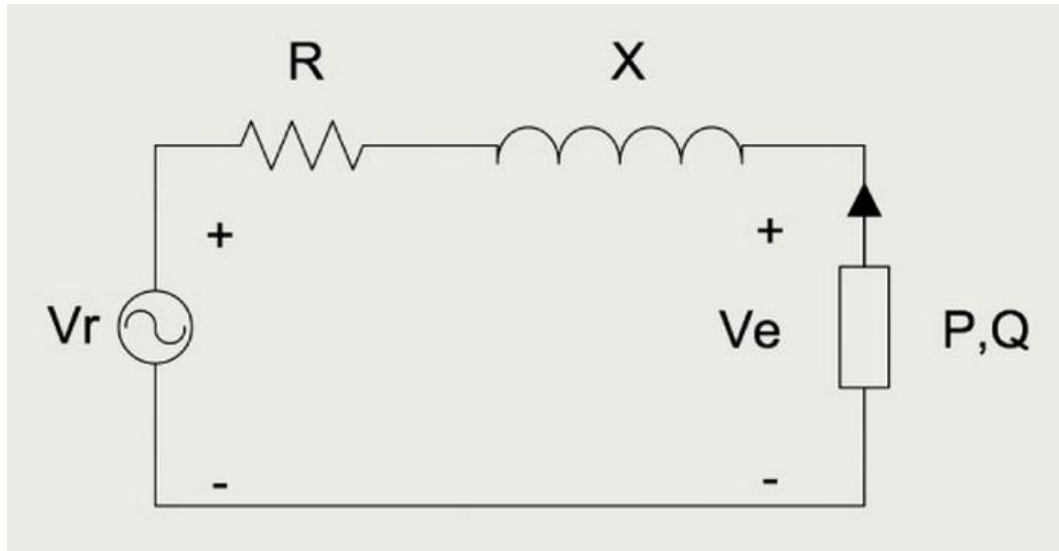


Figura 2.7.1. Equivalente de la red en el punto de conexión de la GD.

Nivel de tensión	$k=R/X$	R (Ω/km)	X (Ω/km)
400 V	4.44	0.400	0.090
20 kV Subterráneo	2.29	0.270	0.118
20 kV Aéreo	1.065	0.426	0.400
66 kV	0.31	0.119	0.386
132 kV	0.175	0.072	0.410
220 kV	0.146	0.046	0.315
400 kV	0.097	0.027	0.277

Tabla 2.7.1. Valores típicos del ratio R/X en función del nivel de tensión.

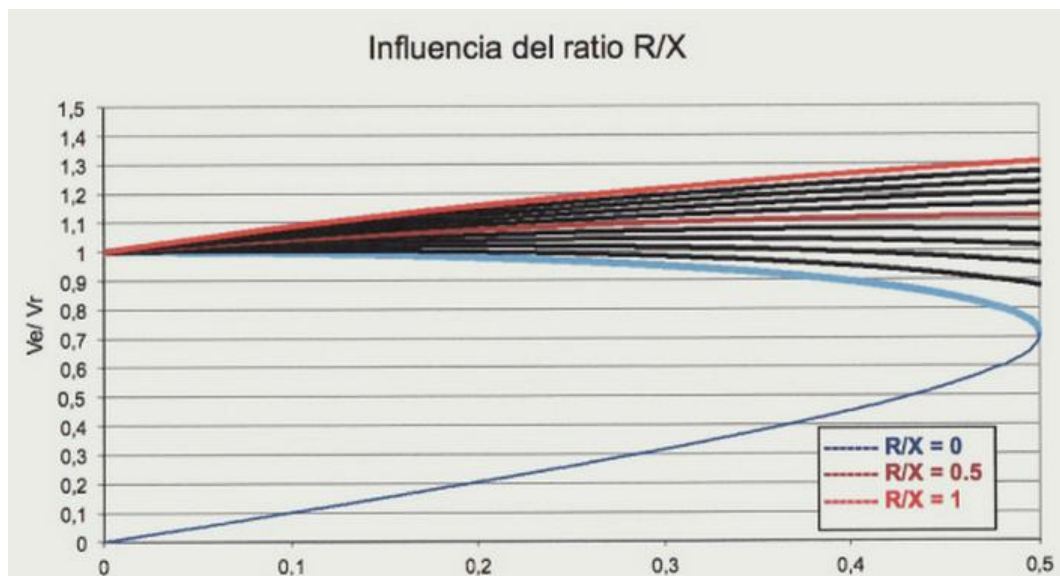


Figura 2.7.2. Curvas PV para distintos valores del ratio R/X .

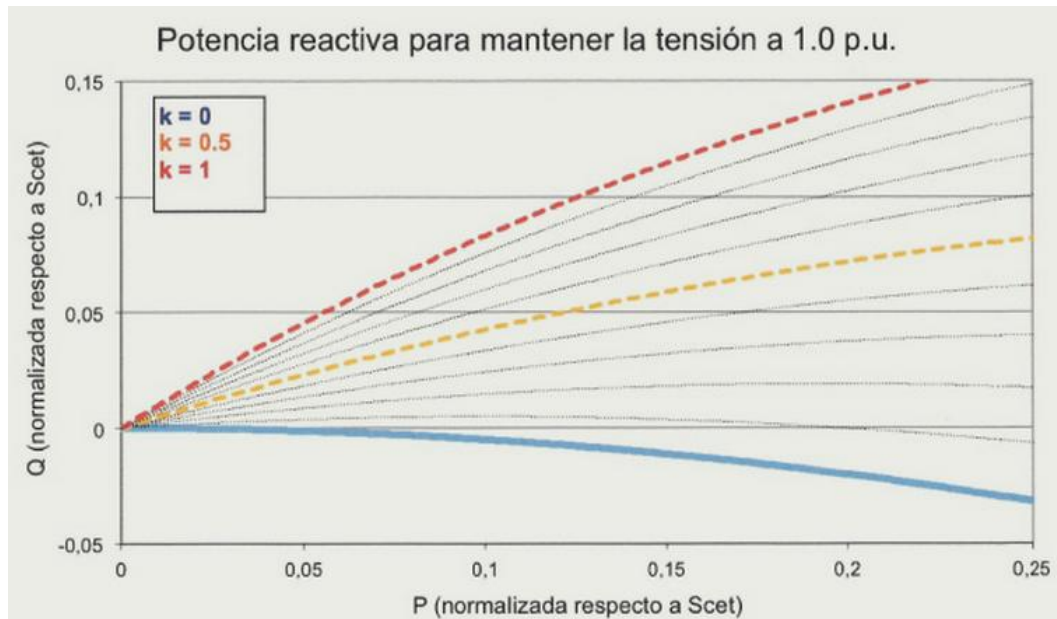


Figura 2.7.3. Potencia reactiva necesaria para mantener la tensión en el punto de conexión al valor nominal.

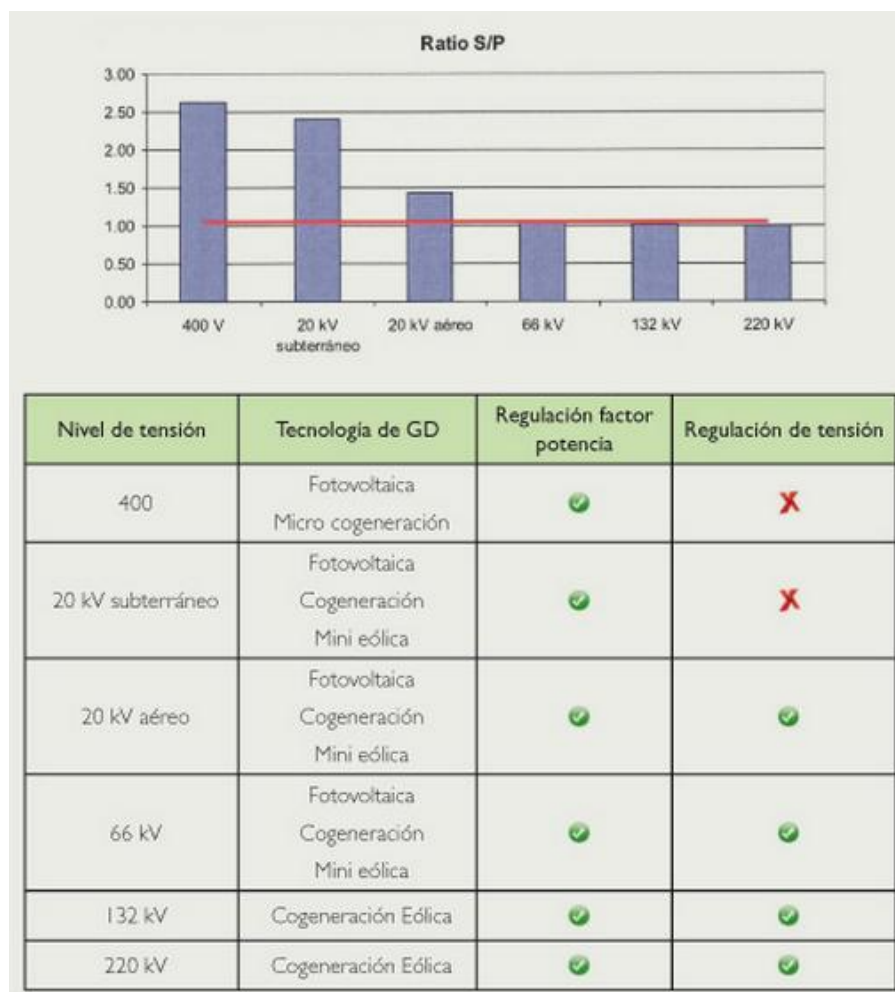


Figura 2.7.4. Cociente necesario entre la S y la P para mantener la tensión al valor nominal. Aportación por tecnología de GD.

2.8. Curva de carga diaria

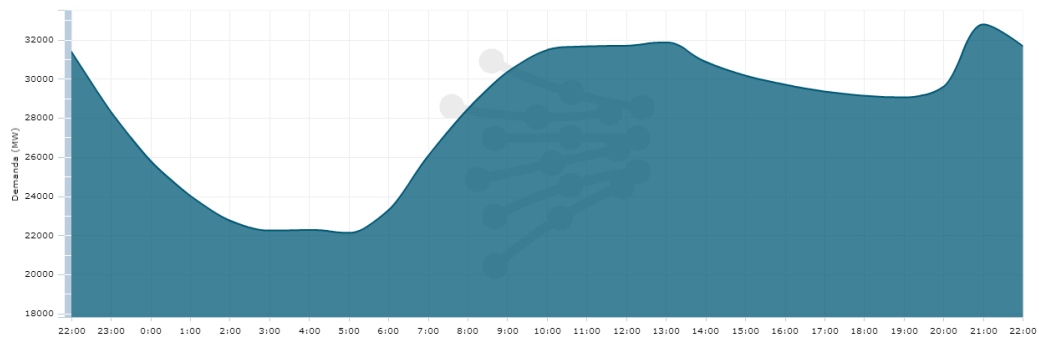


Figura 2.8.1. Curva de carga diaria.

En la curva de carga diaria se puede apreciar dos valles y dos picos en los que al decrecer y crecer la carga, respectivamente, tiene que existir una regulación de la tensión.

En los valles baja la carga, por lo que la tensión tiende a aumentar, y se debe conectar reactancias, desconectar bancos de condensadores o abrir líneas para que la tensión no se eleve hasta valores indeseados.

Por el contrario, en los picos aumenta la carga, por lo que la tensión tiende a bajar, y se deberán conectar líneas, bancos de condensadores y desconectar reactancias.

Esta curva es diaria, por lo que la conexión y desconexión de estos elementos se realiza diariamente.

3. Cálculo de transitorios en maniobras

En este punto se realizan los cálculos y simulaciones de los transitorios generados en las maniobras de los diferentes elementos de la red de transporte y distribución. A si mismo se realiza un análisis de los resultados obtenidos y las consecuencias surgidas de estos.

3.1. Potencia de cortocircuito

Los valores de la P_{cc} trifásica de los nudos de la red son de interés para la elaboración de estudios y para la definición de criterios, entre los que son de destacar los siguientes:

3.1.1. Elaboración de criterios de desarrollo de la red.

- Por niveles de tensión (400 kV, 220 kV, 132 kV, 66 kV y 30 kV).
- Según el tipo de nudo de la red (generación, mercado e interconexión).
- Métodos de reducción del valor máximo de la Pcc en una zona.

3.1.2. Diseño de instalaciones.

- Solicitaciones mecánicas y térmicas (líneas, transformadores, embarrados, etc.).
- Definición del poder de corte de los interruptores.

3.1.3. Estudio de la calidad de onda.

- Establecimiento de niveles de compatibilidad (armónicos, desequilibrios, huecos de tensión, etc.).
- Requisitos de conexión según el tipo de consumidor a conectar (siderurgias, tren de alta velocidad, etc.)

La magnitud de la P_{cc} trifásica en los diferentes nudos de una red es fuertemente dependiente del tamaño de la misma, de sus líneas, de sus transformadores y, del grado de mallado, así como del tamaño y localización de los grupos generadores.

Valores elevados de P_{cc} trifásica inciden directamente en el dimensionamiento mecánico y térmico de líneas y subestaciones (transformadores, interruptores, cables de tierra, etc.). Por tanto, el seguimiento de las P_{cc} resulta de gran utilidad para las propuestas de renovación de los equipos de las subestaciones, así como para la especificación de futuros equipos.

Muchos problemas que afectan a la calidad de la onda de tensión en un nudo (armónicos, desequilibrios, etc.) son inversamente proporcionales a la potencia de cortocircuito del nudo. Para poder evaluar el nivel de calidad en un nudo se hace un seguimiento de la P_{cc} media, de la P_{cc} mínima y de la P_{cc} estadística, en distintos percentiles. En líneas generales se considera más adecuado utilizar el valor 95% que el mínimo absoluto.

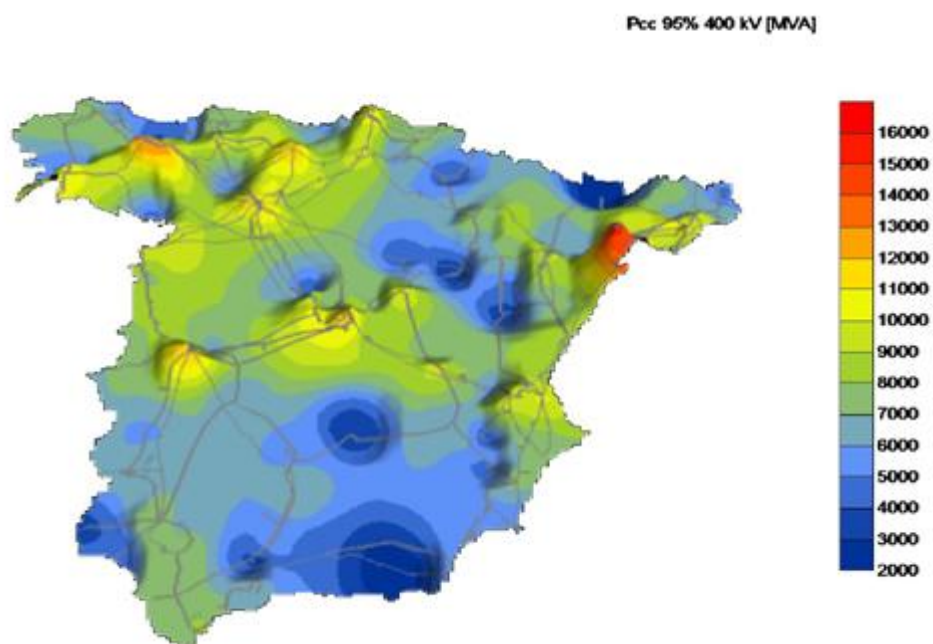


Figura 3.1.1. Mapa de curvas de nivel con la distribución del percentil 95% de la potencia de cortocircuito trifásico en los nudos de 400 kV. Año 2014.

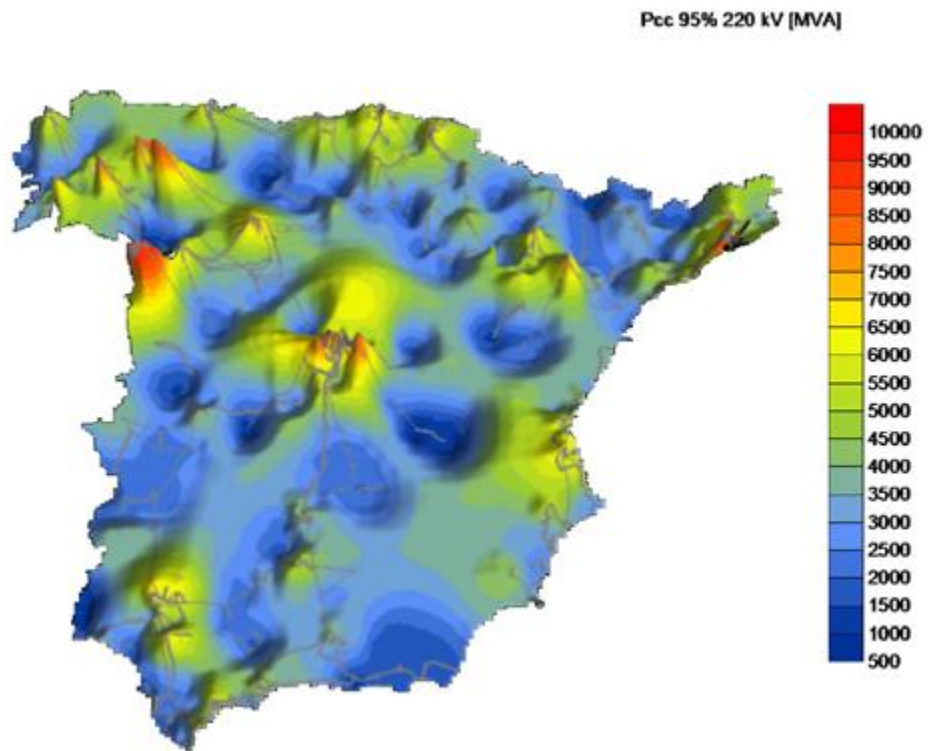


Figura 3.1.2. Mapa de curvas de nivel con la distribución del percentil 95% de potencia de cortocircuito trifásico en los nudos de 220 kV. Año 2014.

3.2. Cálculo de la fuente de tensión equivalente a la fuente de Thevenin (PSS-E)

Antes de realizar las simulaciones es necesario realizar un cálculo de la fuente de tensión equivalente a la fuente de Thevenin para los nudos de la red más representativos, teniendo en cuenta su tensión y estado de la red (grupos, líneas y transformadores conectados), obteniendo la potencia de cortocircuito a aplicar en los diferentes casos contemplados en el proyecto y la impedancia de la fuente. Para tal fin se ha utilizado el software PSS-E de fabricante SIEMENS.

A continuación se detalla el procedimiento utilizado para la obtención de los valores de impedancia de la fuente:

Se inicia el software PSS-E de SIEMENS y se abre el modelo correspondiente a la red modelada para realizar el estudio. El fichero generado será de extensión .raw.

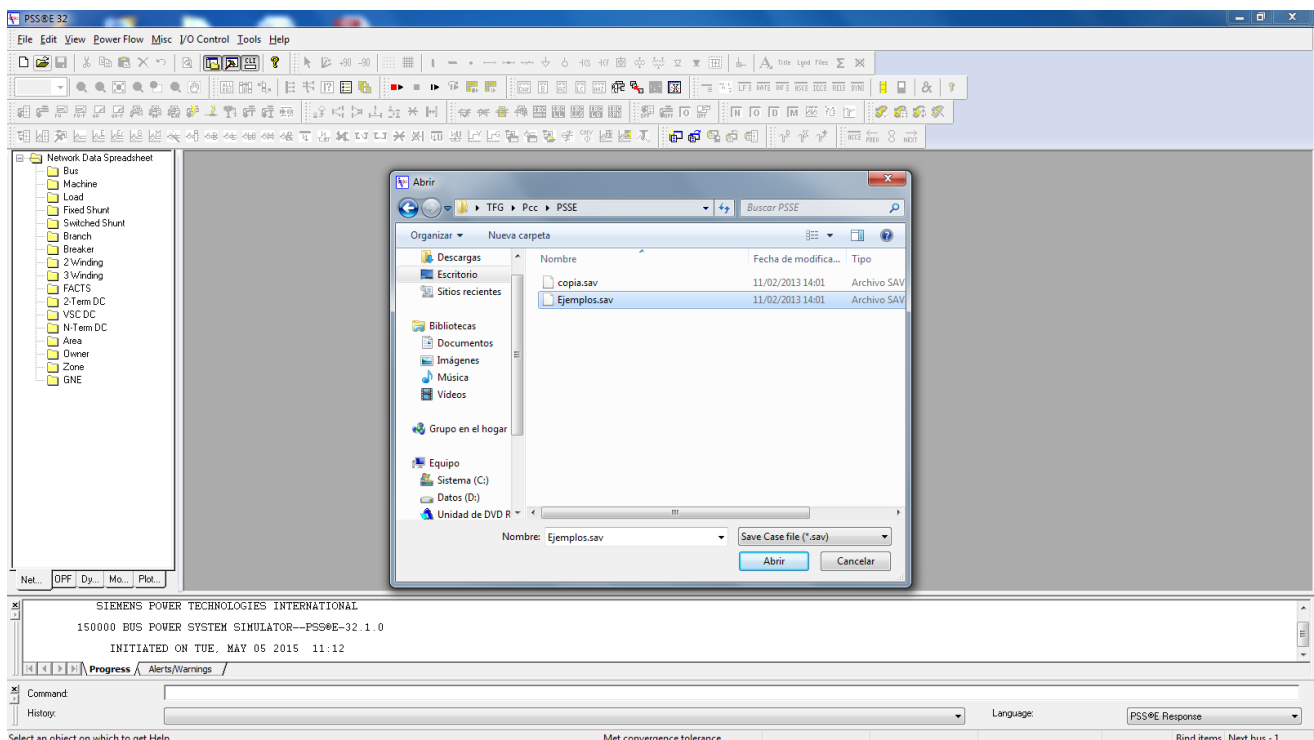


Figura 3.2.1. Apertura del archivo .raw.

Al abrir el modelo, se ve un listado de todos los nudos creados en la red simulada. Para el cálculo de las impedancias en barras de la subestación

para la cual se quiere obtener la fuente equivalente, se debe pinchar sobre el icono en forma de barra-líneas llamado GOUT/GEXM.

Con esta opción se abrirá una ventana, en la cual, conocido el número de nudo se puede acceder a él directamente.

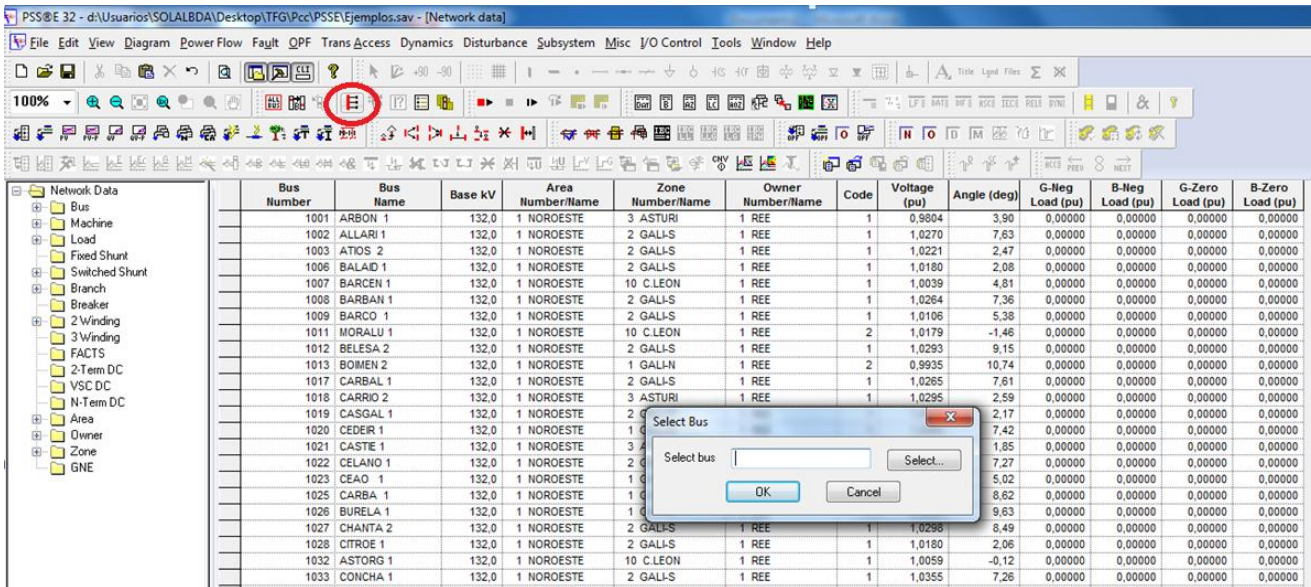


Figura 3.2.2. Selección de la subestación eléctrica deseada.

En caso de no conocer el número del nudo deseado se puede acceder a él mediante la opción de búsqueda por nombre, rango de número o tensión, pulsando el botón “select” tras el cual aparecerá una ventana.

Para búsqueda por nombre, elegimos la opción “filter”. De este modo aparecerá una nueva pantalla para indicar el nombre completo o una parte de él, en este último caso se indicará mediante un asterisco la búsqueda de todos los nudos que comiencen con lo escrito.

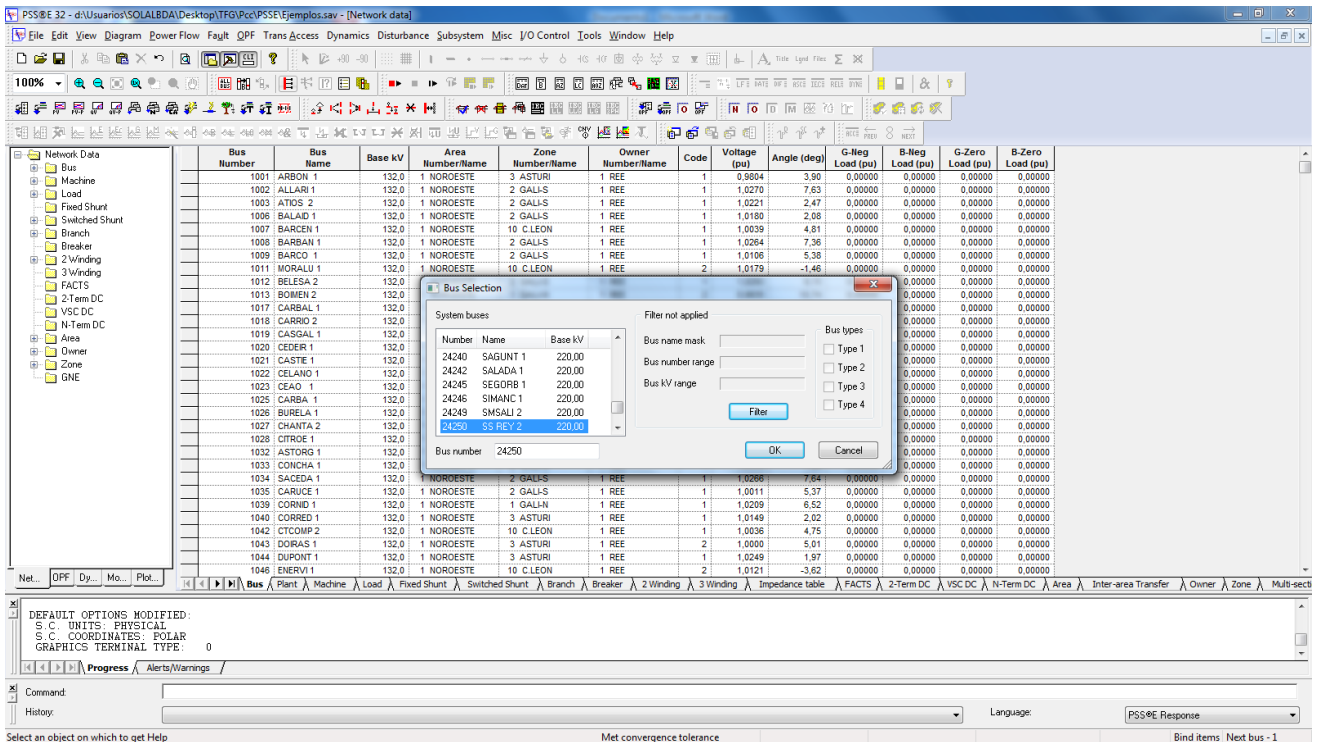


Figura 3.2.3. Búsqueda de subestación eléctrica por filtros.

Una vez localizada la barra deseada pulsamos sobre “OK”
 En ese momento el programa nos situará en el nudo deseado mostrando la subestación en forma de esquema unifilar.

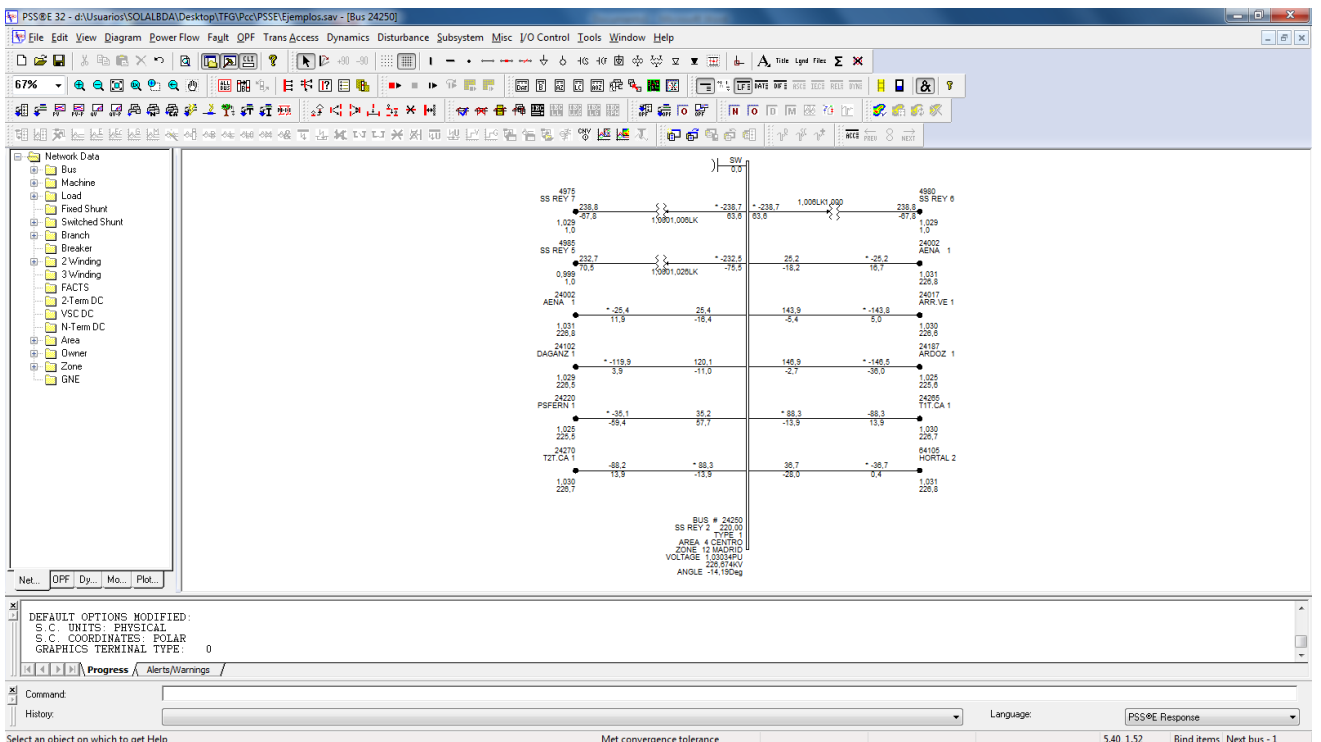


Figura 3.2.4. Esquema unifilar de la subestación eléctrica elegida.

Se selecciona la línea o elemento sobre el que se quiera realizar el cálculo de las impedancias. Para ello hay que sacarlo fuera de servicio haciendo doble click sobre el elemento y accediendo a una nueva pantalla en la que se deseleccionará la opción “IN SERVICE”.

Aparecerá de manera discontinua el elemento seleccionado para el cálculo en el esquema unifilar de subestación.

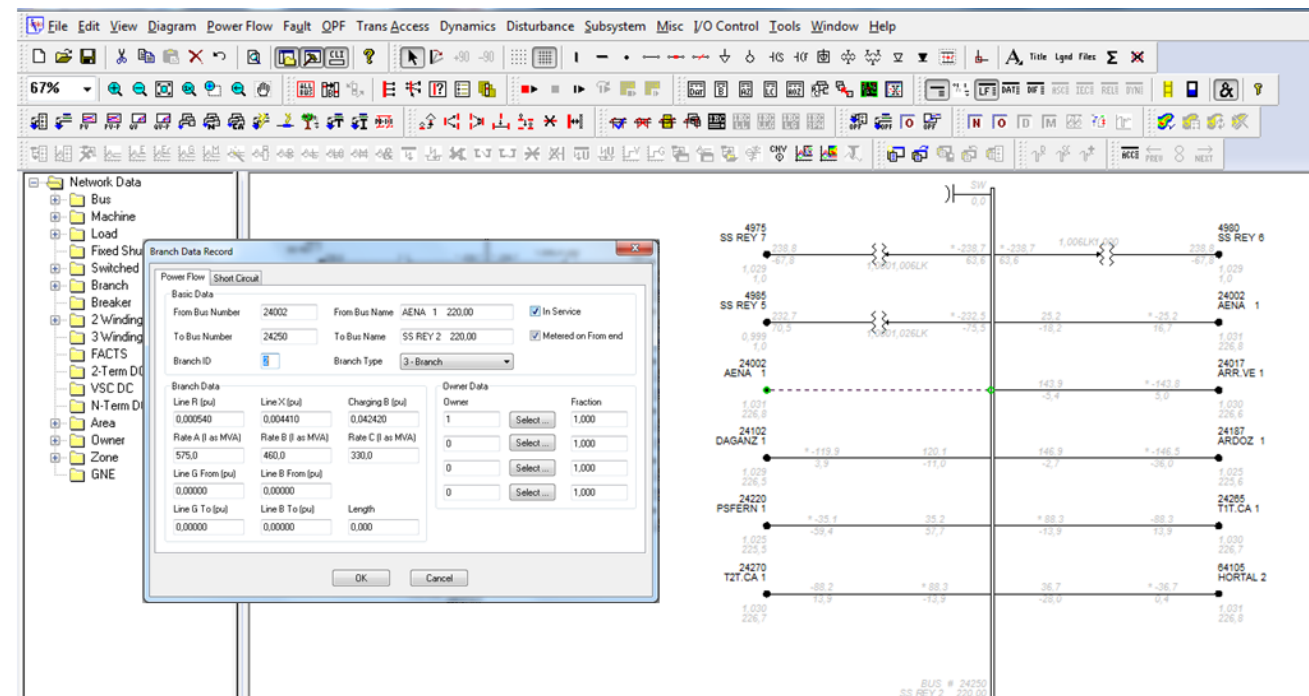


Figura 3.2.5. Sacar fuera de servicio a una línea o elemento.

Seguidamente en la opción “FAULT” se selecciona la casilla “setup for special fault calculations (FLAT)...”. Con ello se abrirá una nueva pantalla en la que habrá que seleccionar las opciones para el cálculo de impedancias homopolares.

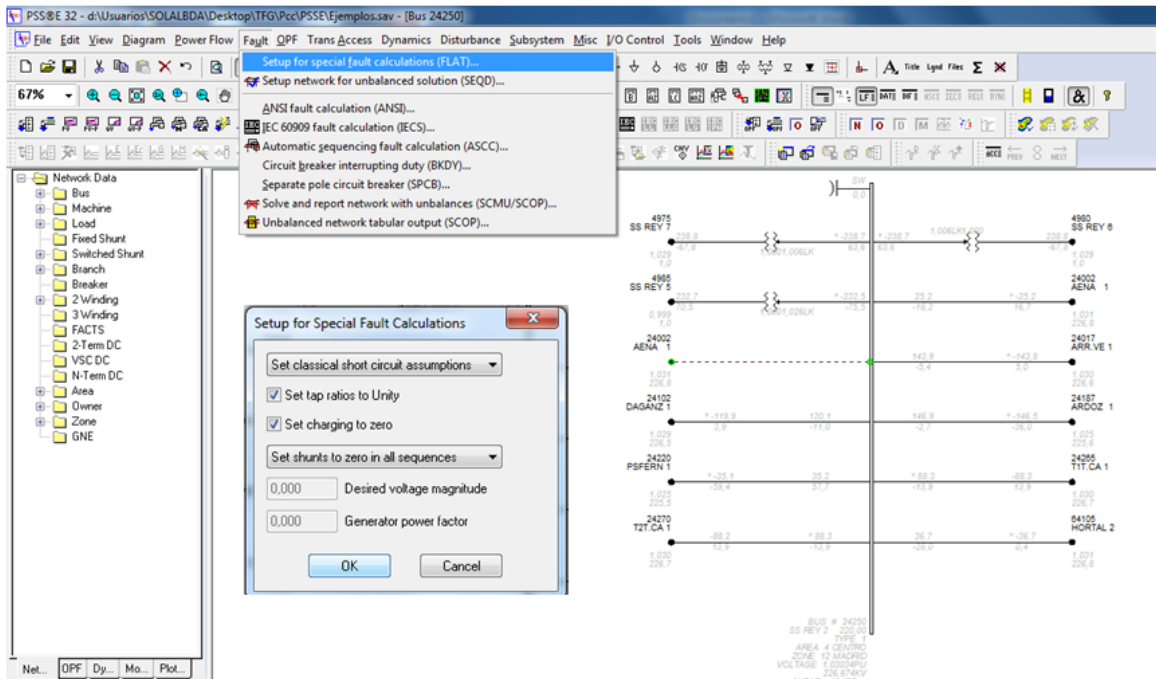


Figura 3.2.6. Opción de cálculo para impedancias homopolares.

A continuación en la barra de menús se elige a la opción “power flow”,
 “connect loads and generators”
 Seleccionando las opciones “convert generators” y “Use ZPOS” para
 convertirlos en cargas.

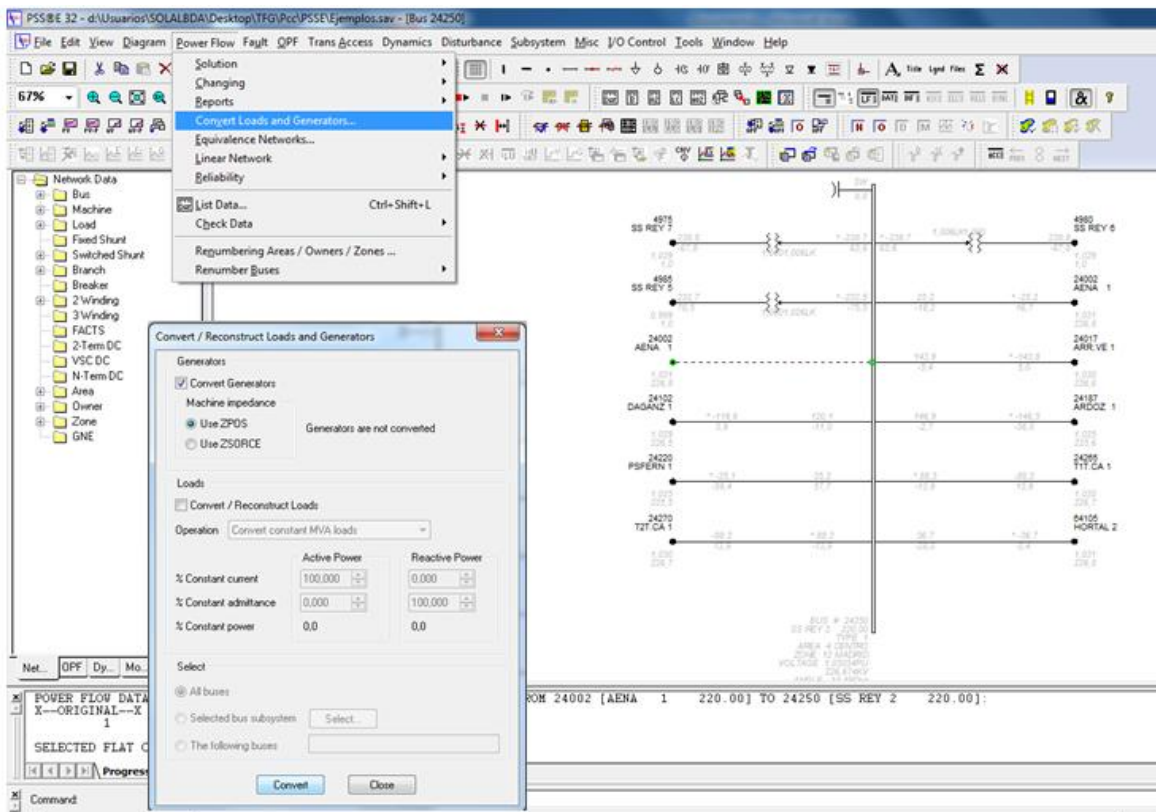


Figura 3.2.7. Conversión a cargas.

Al pulsar “convert” el programa convertirá en cargas y mostrará que los generadores han sido convertidos. Se cierra la ventana. Se vuelve a la opción “fault”, “Setup network for unbalanced solution (SEQD)...” para compilar los datos en redes desequilibradas.

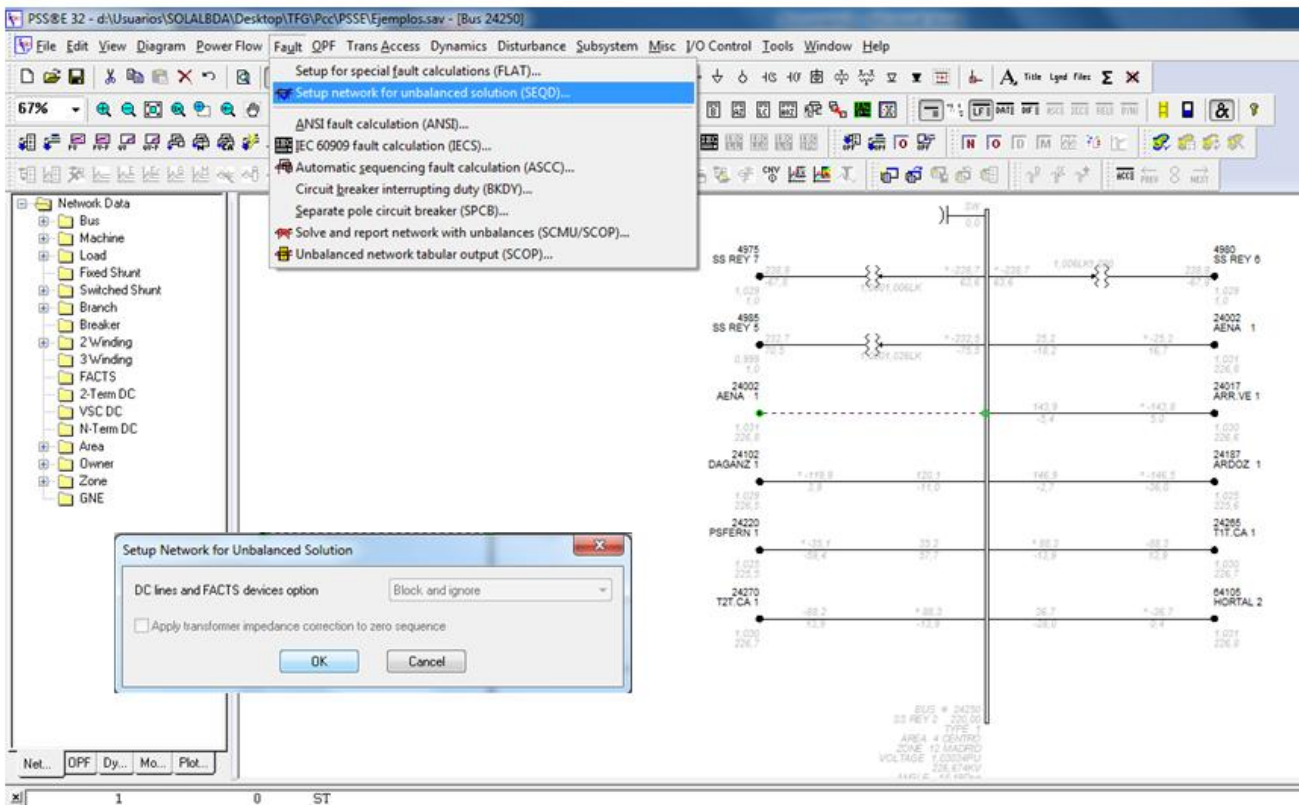


Figura 3.2.8. Compilar los datos.

Se regresa a “Power flow”, “equivalence network” y aparecerá una nueva pantalla. Se accede a la pestaña “build three sequence equivalent (SCEQ)” y se indica el nombre y ubicación de los archivos que se pretenden generar con los valores de impedancia de nuestra fuente. Se selecciona la opción “selected bus subsystem”.

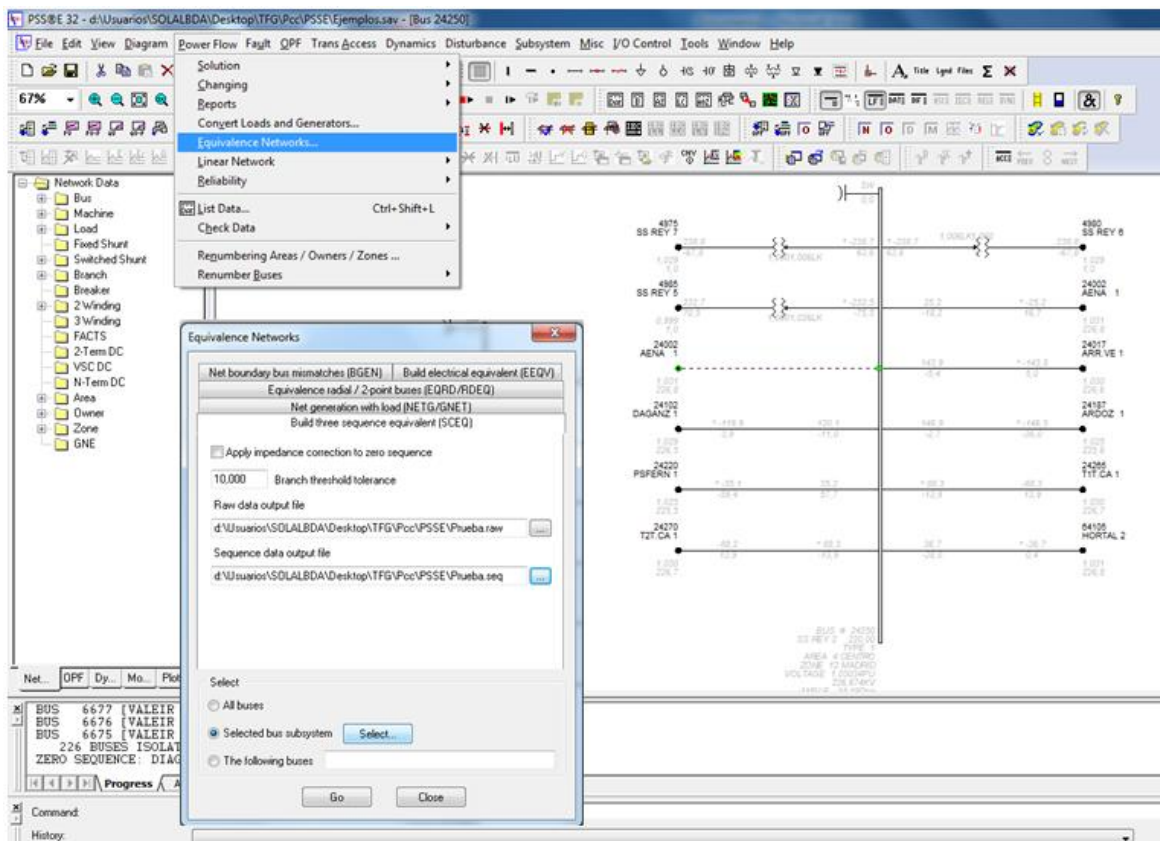


Figura 3.2.9. Generar archivos.

Aparece una nueva pantalla en la cual se debe seleccionar el nudo del que se quiere calcular la impedancia fuente y el nudo del extremo opuesto para el cual también calculará su impedancia fuente.

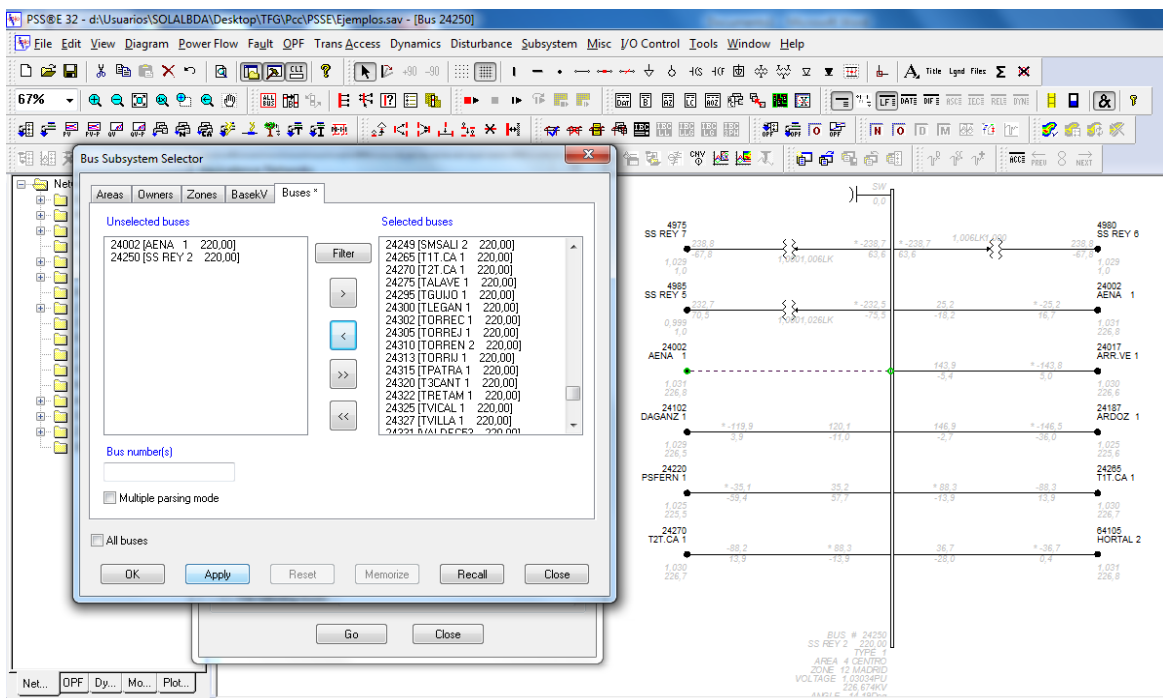


Figura 3.2.10. Selección de nudos para cálculo.

Se aplica y se pulsa OK.

Se vuelve a la pantalla anterior, en la cual pulsando “GO”, el programa realiza los cálculos. Si estos han sido correctos el esquema se mostrará en color rosa.

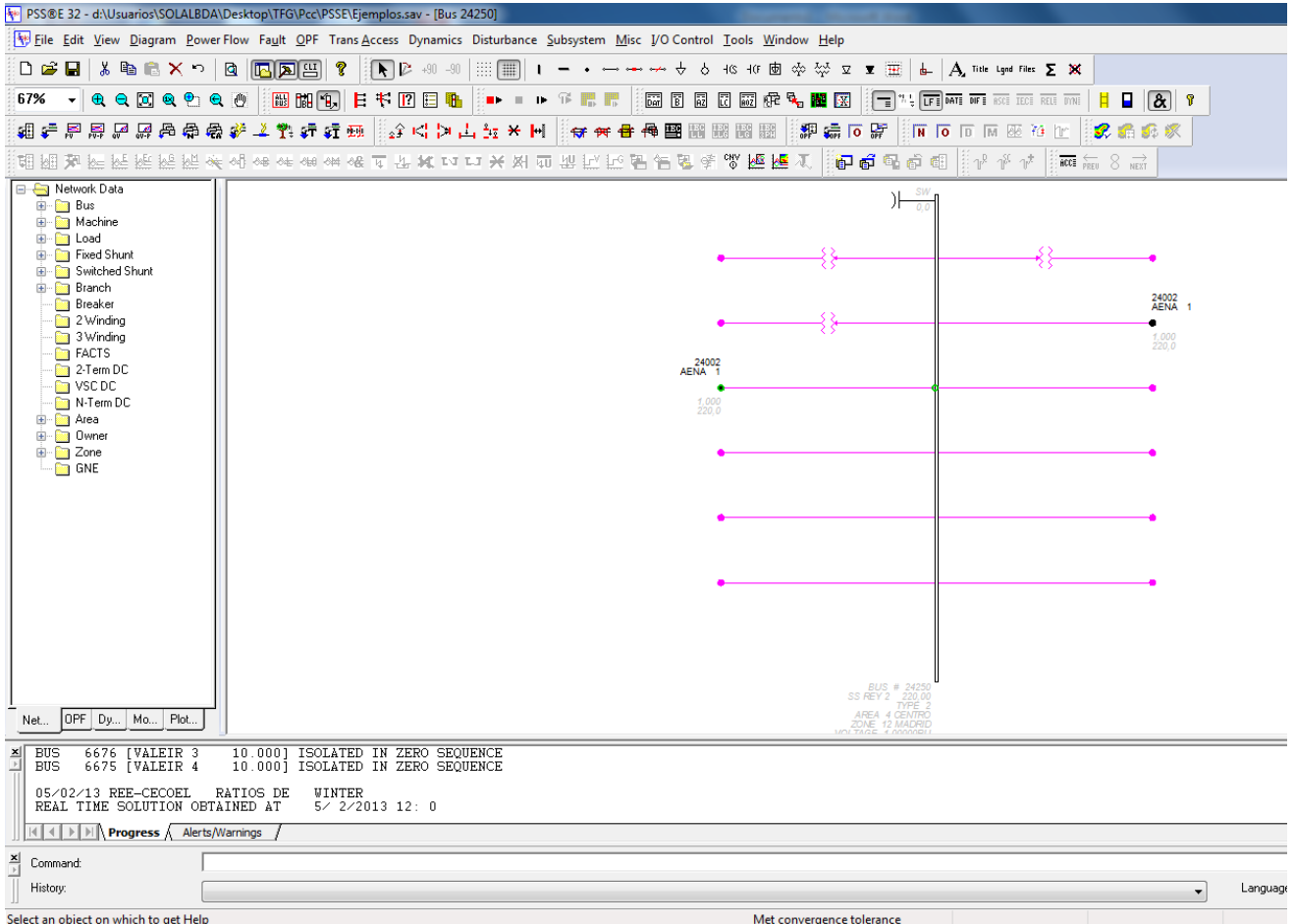


Figura 3.2.11. Comprobación de cálculo correcto.

De esta forma habrá generado los archivos .raw y .seq los cuales contienen el modelo realizado y los datos de impedancias directa, inversa y homopolar calculados.

Finalmente, para poder visualizar los datos de impedancia, es necesario modificar la extensión del archivo .seq a extensión .txt.

Abriendo dicho archivo se puede ver los valores para ambas fuentes.

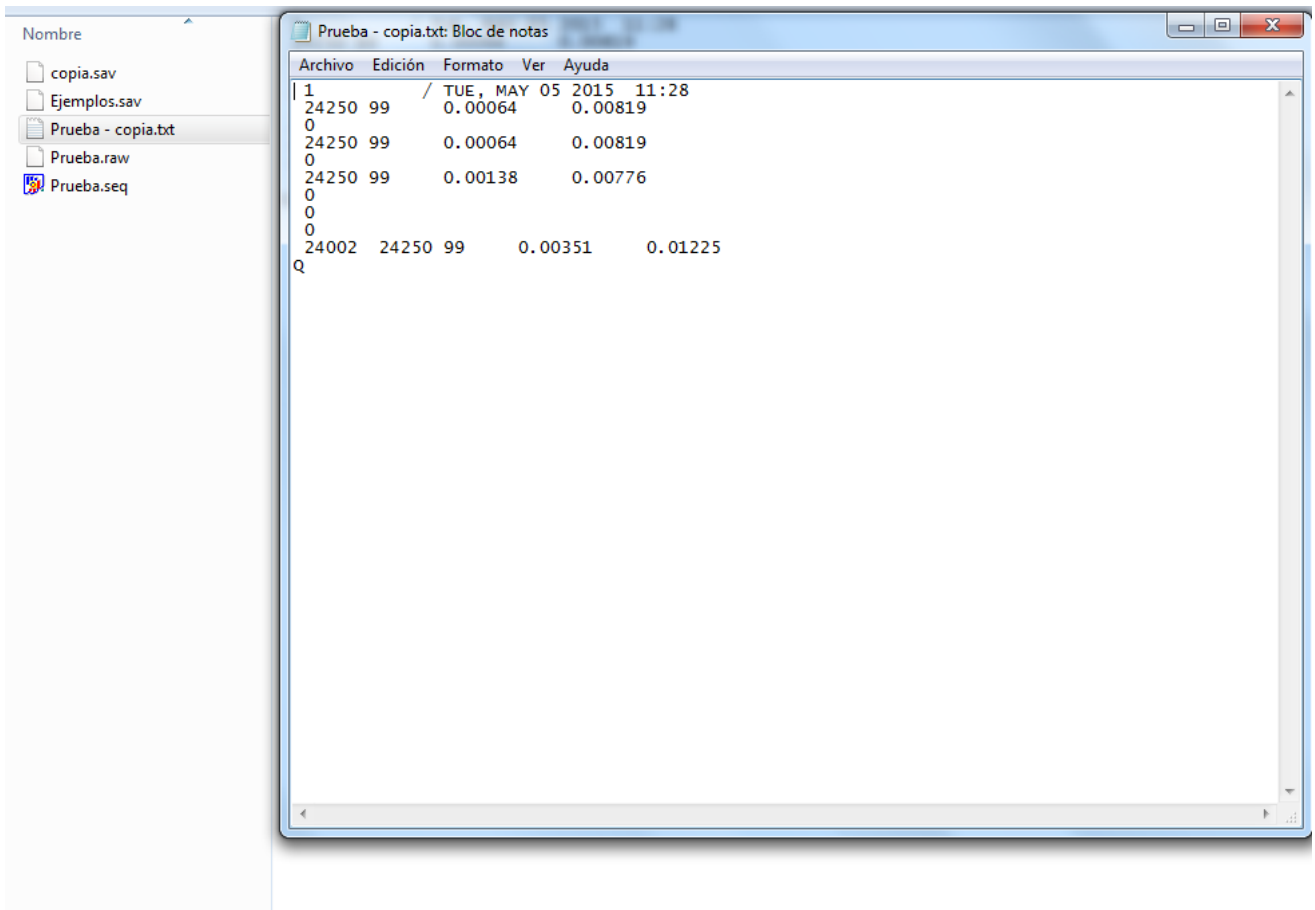


Figura 3.2.12. Archivo de impedancia generado y convertido a .txt.

Una opción del PSS-E es la de poder visualizar el flujo de carga por cada uno de los circuitos y elementos del modelo en el momento del estudio, pudiendo así elegir instalaciones con más o menos tránsito de potencia.

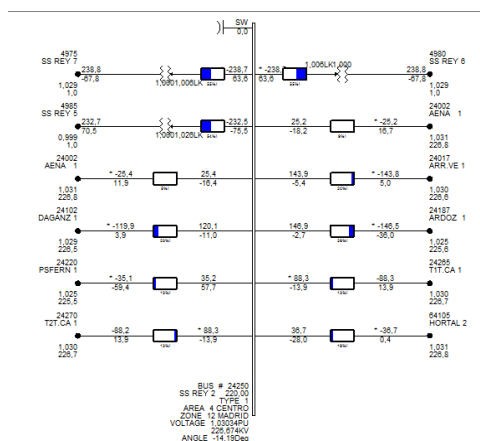


Figura 3.2.13. Nivel de carga.

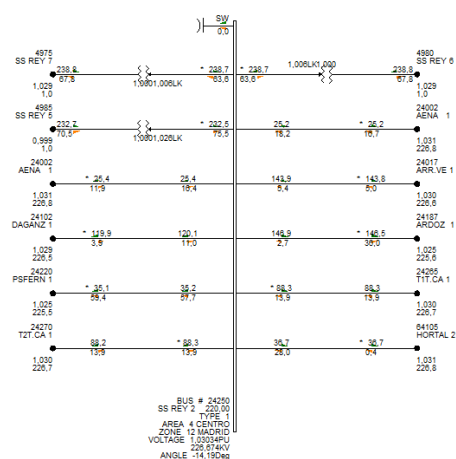


Figura 3.2.14. Dirección de carga.

También se puede mostrar el esquema térmico en función de la constante deseada (V, Q, P, etc.).

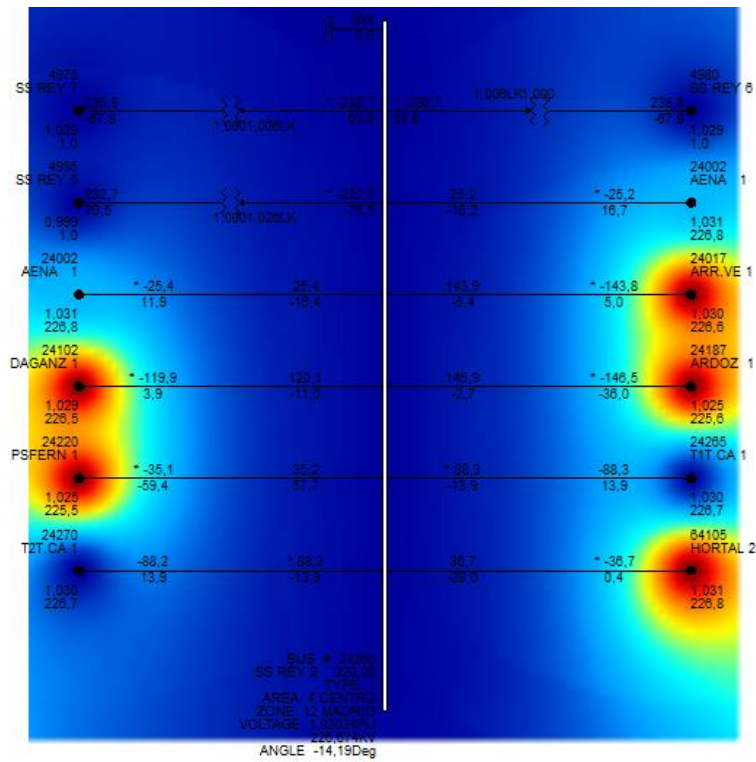


Figura 3.2.15. Visión térmica de los nudos.

Modelos calculados.

A continuación, se muestran los modelos elegidos y sus resultados obtenidos, los cuales han sido utilizados para la realización de todas las simulaciones.

Para una mejor comprensión de los datos obtenidos se muestra la siguiente tabla a modo de ejemplo representando cada uno de los valores del fichero de resultados.

FECHA Y HORA DE LA SIMULACIÓN				
Número de nudo	R directa	X directa		
Número de nudo	R directa	X directa	Z directa	Ang directa
Número de nudo	R inversa	X inversa		
Número de nudo	R inversa	X inversa		
Número de nudo	R homopolar	X homopolar		
Número de nudo	R homopolar	X homopolar	Z homopolar	Ang homopolar

Tabla 3.2.1. Situación de valores en los resultados.

SS REY 1

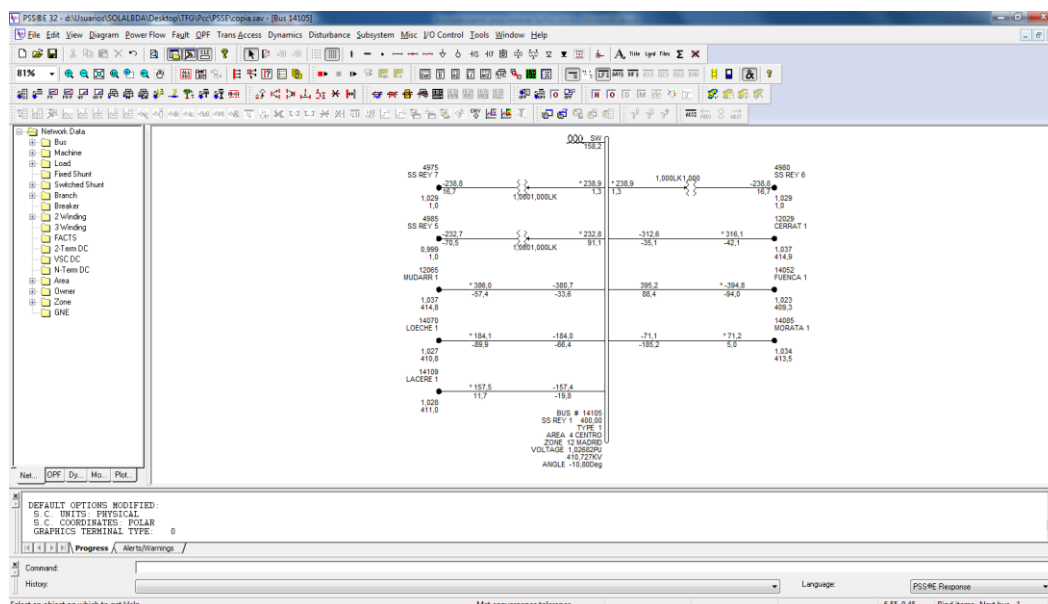


Figura 3.2.16. Subestación de San Sebastián de los Reyes 1.

```

/ TUE, MAY 05 2015 12:13
12065      0.00063      0.00773
14105      0.00063      0.00792      0.0079 / 85.4518

12065      0.00063      0.00773
14105      0.00063      0.00792

12065      0.00345      0.01534
14105      0.00201      0.00789      0.0081 / 75.7076

```

SS REY 2

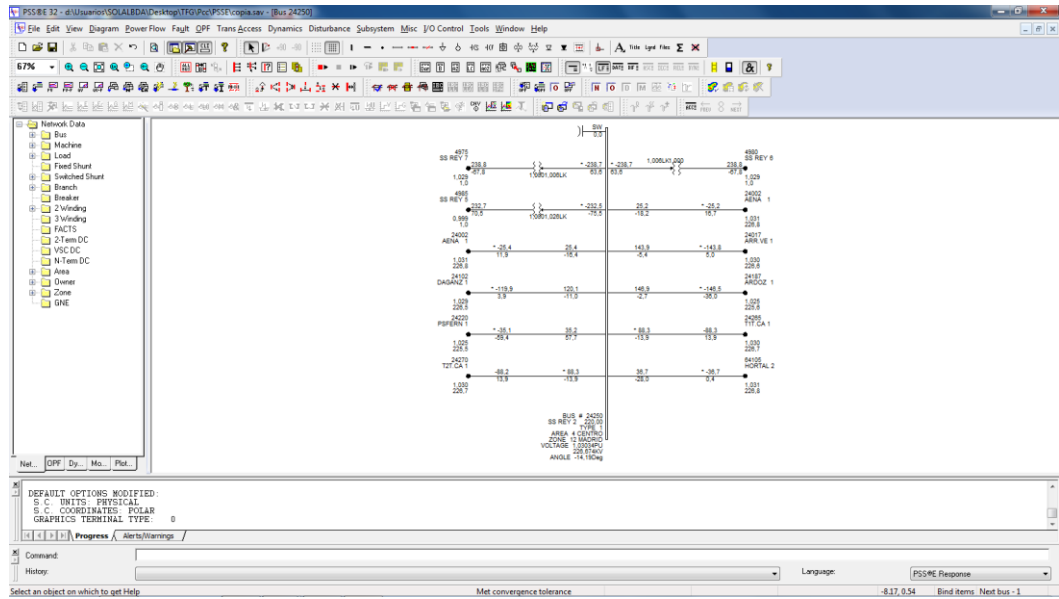


Figura 3.2.17. Subestación de San Sebastián de los Reyes 2.

```

/ TUE, MAY 05 2015 12:09
24250      0.00064      0.00819      0.0082 / 85.5316

24250      0.00064      0.00819

24250      0.00138      0.00776      0.0079 / 79.9160

```

CATADA 2

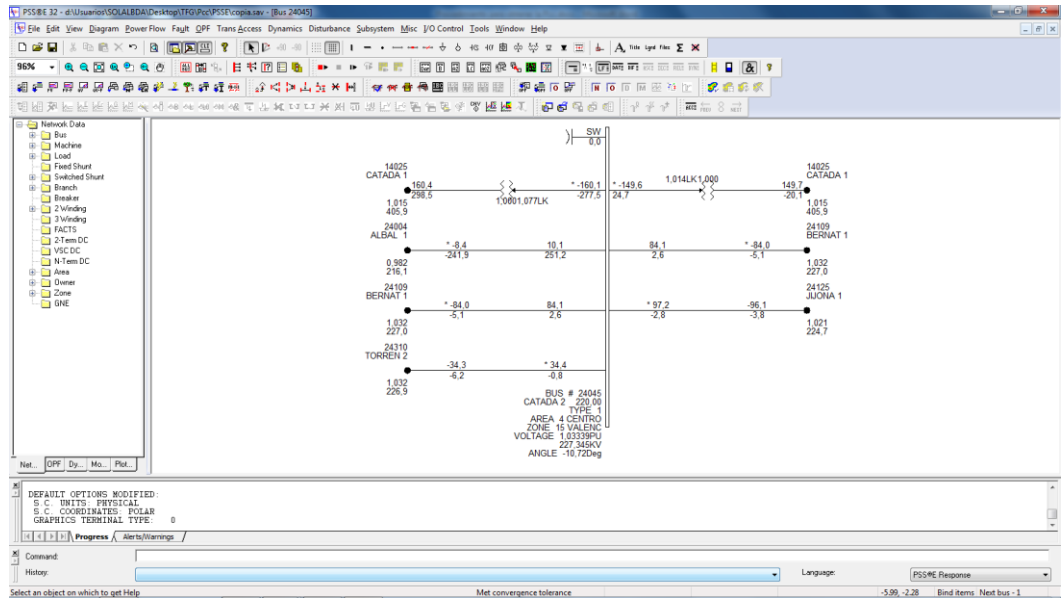


Figura 3.2.18. Subestación de Catadau 2.

	/	TUE, MAY 05 2015 12:16		
24045	0.00092	0.01790	0.0179	/ 87.0576
24125	0.00404	0.03487		
24045	0.00092	0.01790		
24125	0.00404	0.03487		
24045	0.00304	0.02173	0.0219	/ 82.0359
24125	0.01620	0.06600		

GUADAME 1

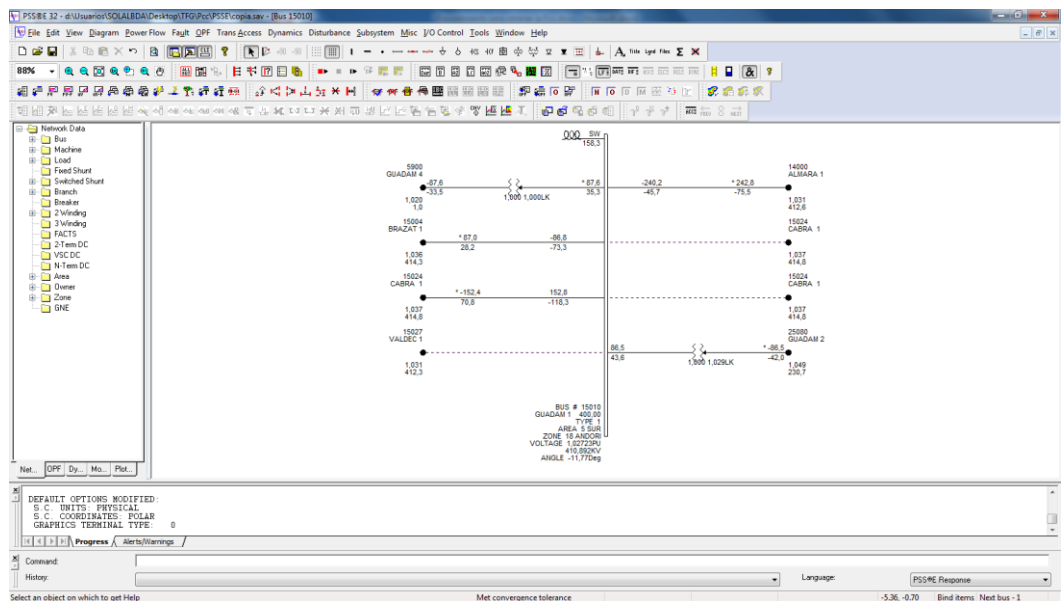


Figura 3.2.19. Subestación de Guadame 1.

	/ TUE, MAY 05 2015 12:23		
15024	0.00343	0.04272	
15010	0.00194	0.01856	0.0187 / 84.0326
15024	0.00343	0.04272	
15010	0.00194	0.01856	
15024	0.01157	0.05841	
15010	0.00258	0.02244	0.0226 / 83.4411

JIJONA 1

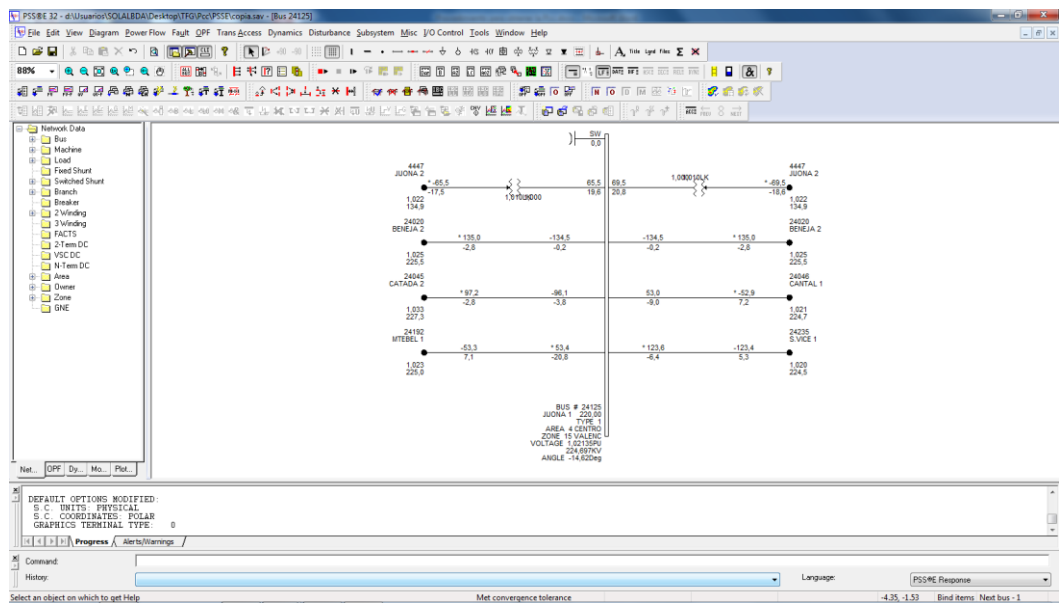


Figura 3.2.20. Subestación de Jijona 1.

	/ TUE, MAY 05 2015 12:26		
24045	0.00092	0.01790	
24125	0.00404	0.03487	0.0531 / 83.3910
24045	0.00092	0.01790	
24125	0.00404	0.03487	
24045	0.00304	0.02173	
24125	0.01620	0.06600	0.0680 / 76.2090

ASCO 1

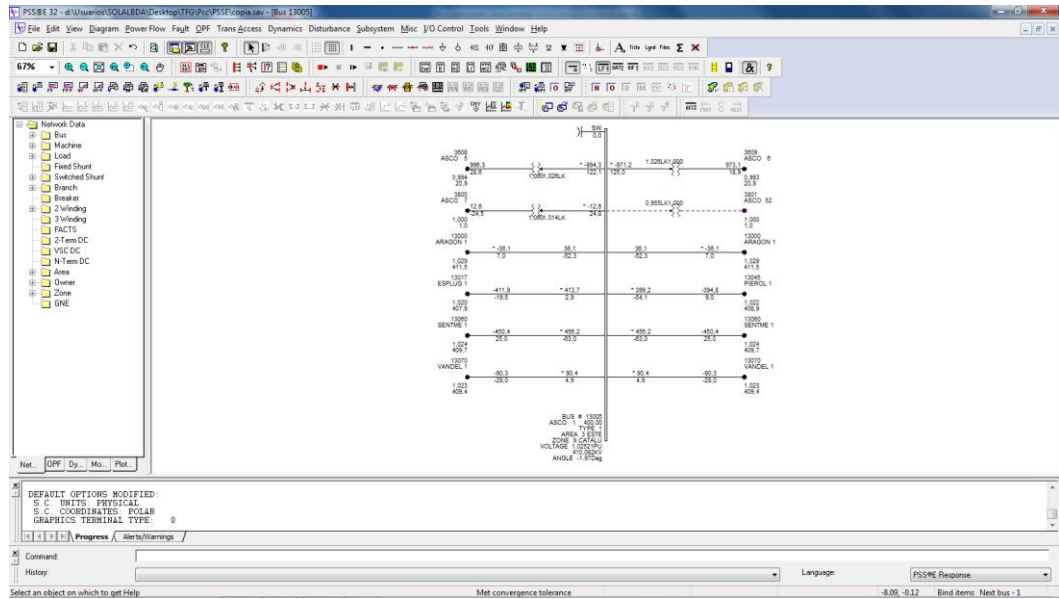


Figura 3.2.21. Subestación de Asco 1.

/ TUE, MAY 05 2015 12:29				
13005	0.00026	0.00547	0.00547618	/ 87.2784
13017	0.00220	0.02857		
13005	0.00026	0.00547	0.00547618	/ 87.2784
13017	0.00220	0.02857		
13005	0.00049	0.00496	0.00498414	/ 84.3578
13017	0.00707	0.03661		

ASCO 2

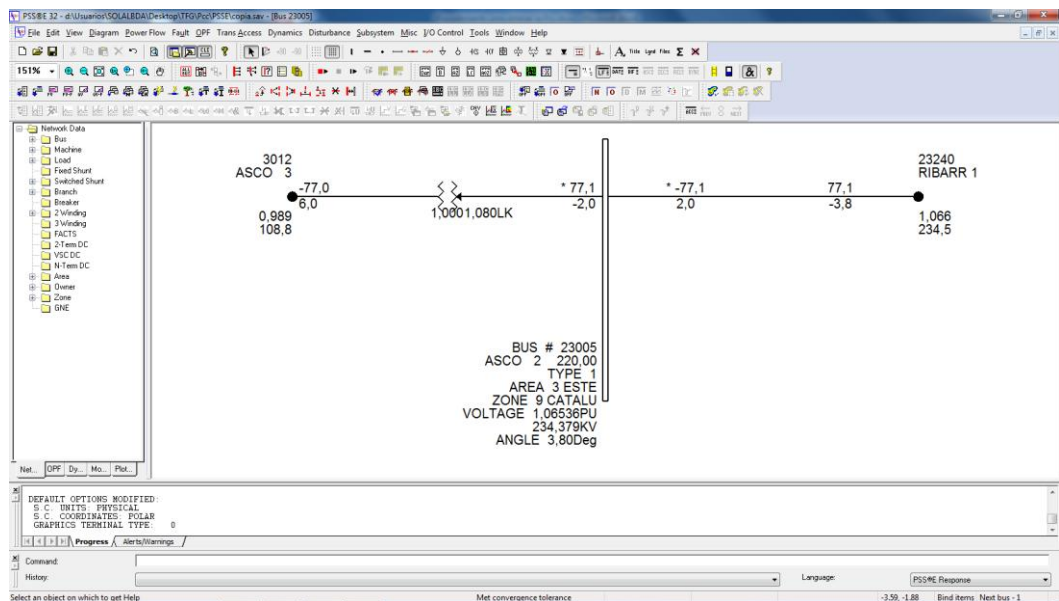


Figura 3.2.22. Subestación de Asco 2.

/ TUE, MAY 05 2015 12:32
23005 0.06462 0.27978 0.2871 / 76.9944
23240 0.00614 0.03838

23005 0.06462 0.27978
23240 0.00614 0.03838

23005 0.32786 0.62864 0.709 / 62.4561
23240 0.00244 0.03106

3.2.1.1. Cambio de impedancias

Los resultados obtenidos de las impedancias en PSS-E son por unidad, con lo cual para tener los valores reales de las impedancias se ha utilizado una tabla de Excel, en la que las variables a introducir son:

- La impedancia por unidad (obtenida en los cálculos con PSS-E)
- La potencia de la fuente
- La tensión de la fuente

El sistema utilizado es el siguiente:

IMPEDANCIA FUENTE																
Ubicación y características de la línea:							Pbase(MVA) 100									
S/E		xxxxxxx		Tensión (kV)		400	U _t (V) 400000									
Datos de las fuentes:							Z base (Ω) 1600									
				R(Ω)			X(Ω)			X(H)			Impedancia			
Fuente	Secuencia	R(pu)	X(pu)	R(Ω)	X(Ω)	X(H)	Z1(Ω)	56,1652077	ang1(°)	83,3912391						
BARRAS	SD/SI:	0,00404	0,03487	6,464	55,792	6,17759145	Z0(Ω)	1134,39936	ang0(°)	62,4562222						
LINEA		0,00115	0,01263	1,84	20,208											
BARRAS	SH:	0,32786	0,62864	524,576	1005,824	3,20163723										
LINEA		0,00258	0,02184	4,128	34,944											

Tabla 3.2.1.1.1. Conversión de impedancia fuente.

En este sistema lo que se realiza es lo siguiente:

En primer lugar se obtiene la impedancia base (Z_{base}) utilizando la siguiente fórmula:

$$Z_{base} = \frac{V^2}{P_{base}} \quad 3.2.1.1.1$$

Una vez obtenido esta impedancia, se multiplica esta por la impedancia por unidad obtenida, tanto de R como de X.

$$R = Z_{base} \cdot R(pu) \quad 3.2.1.1.2$$

$$X = Z_{base} \cdot X(pu) \quad 3.2.1.1.3$$

Todos estos valores se obtendrán en ohmios (Ω).

El valor de la impedancia X se tiene que pasar a valor de autoinducción L mediante la siguiente fórmula:

$$L = \frac{X}{2 \cdot \pi \cdot f} \quad 3.2.1.1.4$$

Si los valores de impedancia se prefieren en valor de módulo y ángulo se calculan así:

$$Z_{\text{modulo}} = \sqrt{R^2 + X^2} \quad 3.2.1.1.5$$

$$Z_{\text{ángulo}} = \text{ATAN} \left(\frac{X}{R} \cdot \frac{360}{2 \cdot \pi} \right) \quad 3.2.1.1.6$$

3.3. Reactancias.

3.3.1. Introducción

Las reactancias de compensación aumentan la eficacia en sistemas de transmisión de energía mejorando la calidad de la potencia y reduciendo los costes de transmisión. Al combinar bajos costes del ciclo de vida y un alto rendimiento, las reactancias de compensación reforzarán sus resultados finales.

3.3.1.1. El porqué de las reactancias de compensación

Las reactancias de compensación son la manera más compacta y rentable de compensar la generación de potencia reactiva en largas líneas de transmisión de potencia de alta tensión y sistemas de cable. Se pueden usar permanentemente para estabilizar la transmisión de potencia o se puede activar bajo condiciones de carga reducida solo para el control de la tensión.

3.3.1.2. Aumento del rendimiento de la energía en líneas aéreas

En largas líneas de transmisión, la potencia reactiva se produce como efecto de la capacitancia entre las líneas y la tierra. La energía reactiva no se puede usar para ninguna aplicación y se debe equilibrar para reducir pérdidas de energía. Las reactancias de compensación absorben la potencia reactiva, de este modo aumenta el rendimiento de la energía del sistema.

3.3.1.3. Mejora de la estabilidad de la tensión en cargas bajas

En cargas bajas, la tensión aumenta a lo largo de la línea de transmisión. Una reactancia de compensación reduce el aumento de la tensión, mantiene la tensión dentro de los límites deseados y contribuye a la estabilidad de la tensión del sistema.

3.3.1.4. Condiciones de carga temporales

Los sistemas de transmisión se someten a variaciones de carga diarias o estacionales. Las reactancias de compensación variables permiten que el cliente ajuste continuamente la compensación, ya que las cargas varían conforme avanza el tiempo. Ellos hacen la conexión y desconexión de las reactancias de potencia nominal fija innecesaria, lo cual elimina los cambios de tensión dañina. La reactancia variable siempre se puede adaptar a las necesidades, tanto en la operación actual como en la red del futuro. Además, las reactancias de compensación variables pueden interactuar con otros sistemas como enlaces SVC y HVDC para optimizar el funcionamiento del sistema. Las reactancias de compensación variables son por ello medios económicos que mejoran la estabilidad de la tensión y la calidad de la potencia bajo condiciones de carga temporales.

Los cables y las fuentes de energía renovables son cada vez más comunes en los sistemas de energía. Sin embargo, en ambos casos, la potencia reactiva y la generación de potencia activa imprevisible son efectos secundarios negativos. Las reactancias de compensación juegan un papel cada vez más importante para compensar estas variaciones. Una parte vital de los sistemas de energía modernos.

3.3.1.5. Largas líneas de transmisión

Las reactancias de compensación son la manera más compacta y rentable de compensar la generación de potencia reactiva en líneas de transmisión largas.

3.3.1.6. Sistemas de cable

El mayor uso de cables es debido a cuestiones medioambientales, tales como el desarrollo de parques eólicos costeros y la dificultad de obtener derecho de paso para nuevas líneas aéreas. El comercio de energía y la necesidad del uso eficaz de la generación de energía y las reservas entre países estimulan la demanda de interconexiones, utilizando a veces cables submarinos de CA. Sin embargo, los cables generan más potencia reactiva que las líneas aéreas, lo cual provoca que las reactancias de compensación sean aún más importantes para transmitir potencia activa en la red.

3.3.1.7. Fuentes de energía renovable

La energía eólica y solar forman una parte creciente de la combinación energética en muchos países. Comparadas con la gran generación de potencia convencional, las fuentes de energía renovable generan potencia activa oscilante e imprevisible. Las reactancias de compensación variables proporcionan una solución atractiva para compensar estas variaciones.

3.3.1.8. Potencia adicional en zonas remotas

Al añadir un bobinado secundario, las reactancias de compensación se pueden utilizar para proporcionar varios MVA de potencia a subestaciones remotas. Estas reactancias de compensación especialmente diseñadas también se pueden usar para suministrar potencia a pueblos remotos localizados cerca de subestaciones, sin la necesidad de un transformador reductor de alta tensión.

3.3.1.9. Pieza flexible en grandes redes

Una reactancia de compensación variable (VSR por sus siglas en inglés) se puede usar como una pieza flexible, localizada en diferentes lugares a lo largo de las grandes redes de transmisión.



Figura 3.3.1. Reactancia de potencia.

Reactancias de compensación monofásicas	
Potencia reactiva	hasta 110 MVAR
Tensión	hasta 800 kV

Reactancias de compensación trifásicas	
Potencia reactiva	hasta 330 MVAR
Tensión	hasta 800 kV

Reactancias de compensación variables trifásicas	
Potencia reactiva	hasta 250 MVAR
Tensión	hasta 500 kV
Intervalo de regulación	40-100 %

3.3.2. Simulaciones de cierre tripolar de reactancias

En las simulaciones de cierre se han realizado todas las variaciones posibles, como son la variación del punto sobre la onda, la tensión, la potencia del elemento y la potencia e impedancia de la fuente, es decir, la potencia de la línea a la que se conecten. También se han realizado simulaciones sobre el tiempo de estabilización variando la potencia del elemento y de la fuente.

Simulaciones variando el punto de cierre sobre la onda

A continuación, se muestra en primer lugar los resultados obtenidos tras las simulaciones realizadas variando el punto de cierre en diferentes instantes sobre la onda de tensión. Se ha realizado un total de 21 simulaciones en la tensión de la fase A, correspondientes a los 20 ms que dura un ciclo, comenzando en $t_1=1$ segundo (correspondiente a un paso por cero de la tensión de la fase A) y terminando en $t_{21}=1,02$ segundos. Los resultados se muestran en la tabla 3.3.2.1, en la que se podrá observar el tiempo de cierre para cada simulación, así como la intensidad nominal esperada en función de la potencia de la reactancia utilizada para cada una de ellas y las intensidades máximas obtenidas en cada una de las fases, tanto del semiciclo positivo como del negativo. Estos datos se recogerán en el gráfico 3.3.2.2.

La tensión nominal de esta primera batería de pruebas es para una red de 220 kV (considerando el valor de 230 kV, ya que generalmente es la tensión a la que se suele explotar esta red en España)

El esquema adoptado para las simulaciones es el siguiente:

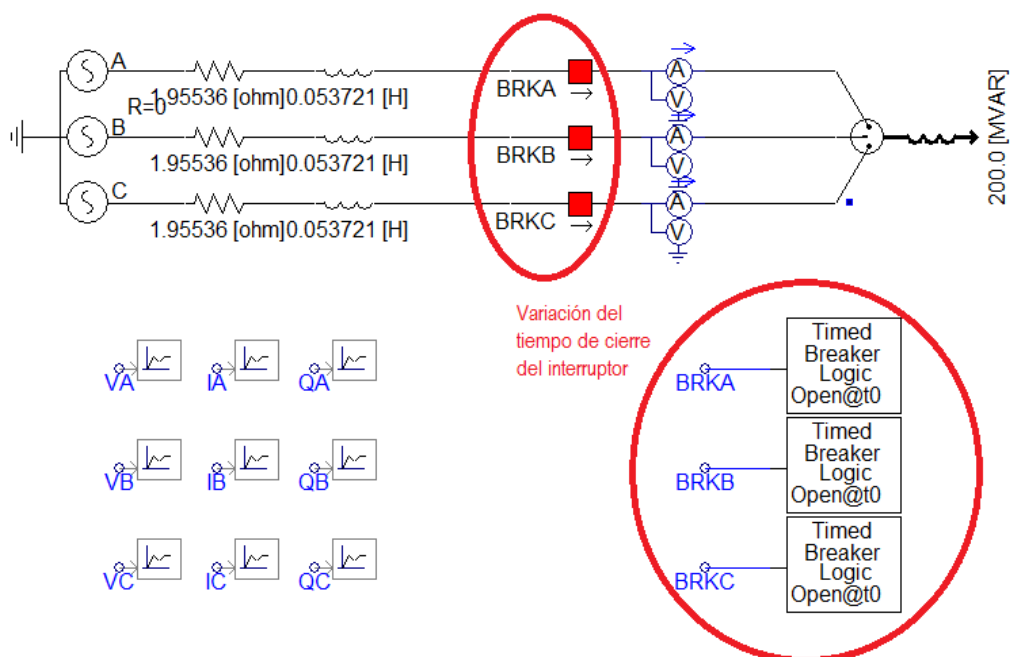


Figura 3.3.2.1. Esquema de la simulación de reactancias con variación del punto de cierre sobre la onda.

PUNTO SOBRE LA ONDA VARIABLE									
Prueba Nº	Tiempo	I nominal (+)	I nominal (-)	Intensidad (+) A	Intensidad (-) A	Intensidad (+) B	Intensidad (-) B	Intensidad (+) C	Intensidad (-) C
1	1,000 s	0,66 kA	-0,66 kA	1,32 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-0,99 kA	0,66 kA	-0,99 kA
2	1,001 s	0,66 kA	-0,66 kA	1,28 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-0,80 kA	0,66 kA	-1,15 kA
3	1,002 s	0,66 kA	-0,66 kA	1,19 kA	-0,66 kA	0,73 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,26 kA
4	1,003 s	0,66 kA	-0,66 kA	1,05 kA	-0,66 kA	0,93 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,31 kA
5	1,004 s	0,66 kA	-0,66 kA	0,86 kA	-0,66 kA	1,10 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,30 kA
6	1,005 s	0,66 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-0,66 kA	1,23 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,23 kA
7	1,006 s	0,66 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-0,86 kA	1,30 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,10 kA
8	1,007 s	0,66 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,04 kA	1,31 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-0,93 kA
9	1,008 s	0,66 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,19 kA	1,26 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-0,73 kA
10	1,009 s	0,66 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,28 kA	1,15 kA	-0,66 kA	0,80 kA	-0,66 kA
11	1,010 s	0,66 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,32 kA	0,99 kA	-0,66 kA	0,99 kA	-0,66 kA
12	1,011 s	0,66 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,28 kA	0,80 kA	-0,66 kA	1,15 kA	-0,66 kA
13	1,012 s	0,66 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,19 kA	0,66 kA	-0,73 kA	1,26 kA	-0,66 kA
14	1,013 s	0,66 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,05 kA	0,66 kA	-0,93 kA	1,31 kA	-0,66 kA
15	1,014 s	0,66 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-0,86 kA	0,66 kA	-1,10 kA	1,30 kA	-0,66 kA
16	1,015 s	0,66 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,23 kA	1,23 kA	-0,66 kA
17	1,016 s	0,66 kA	-0,66 kA	0,86 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,30 kA	1,10 kA	-0,66 kA
18	1,017 s	0,66 kA	-0,66 kA	1,04 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,31 kA	0,93 kA	-0,66 kA
19	1,018 s	0,66 kA	-0,66 kA	1,19 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,26 kA	0,73 kA	-0,66 kA
20	1,019 s	0,66 kA	-0,66 kA	1,28 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-1,15 kA	0,66 kA	-0,80 kA
21	1,020 s	0,66 kA	-0,66 kA	1,32 kA	-0,66 kA	0,66 kA	-0,99 kA	0,66 kA	-0,99 kA

Tabla 3.3.2.1. Resultado de las simulaciones realizadas de variación del punto de cierre sobre la onda.

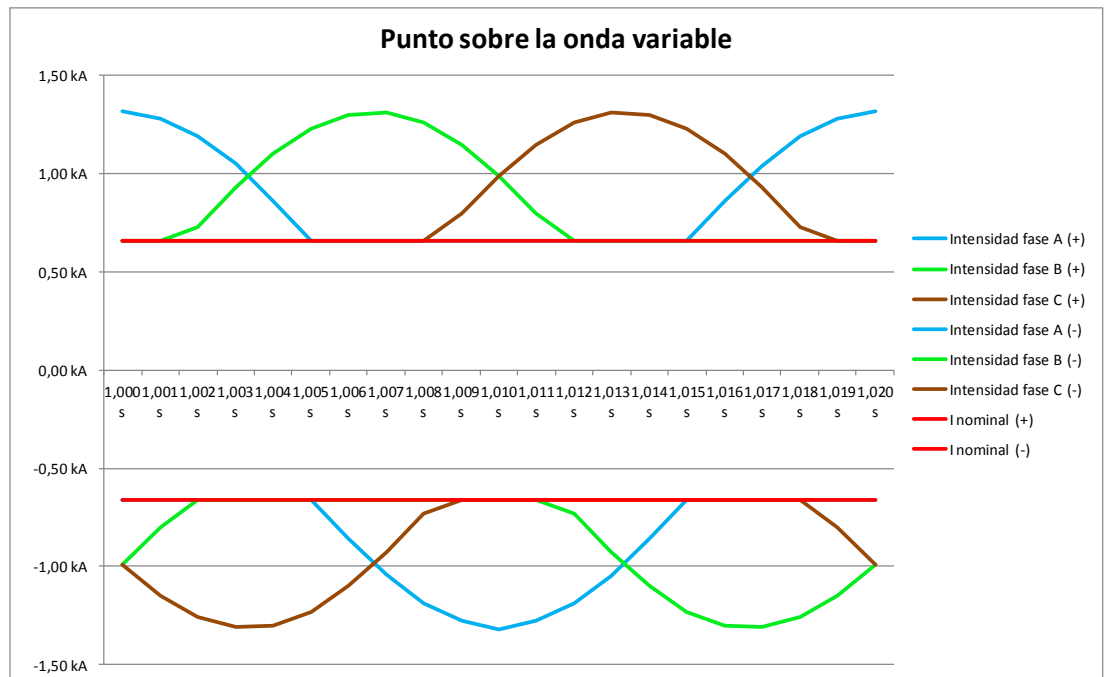


Figura 3.3.2.2. Gráfica de los valores de la tabla 3.3.2.1.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.3.2.1.

3.3.2.1. Simulación 1 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
1	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	200 MVAr	1 s

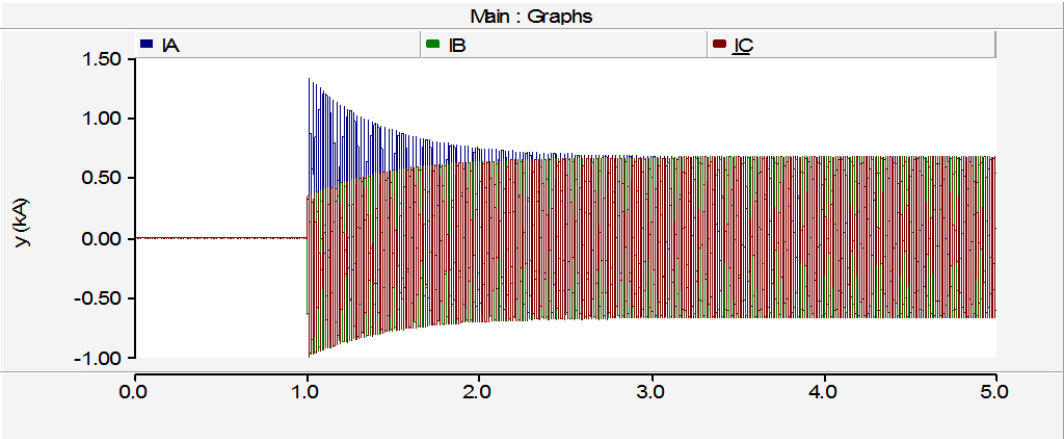


Figura 3.3.2.1.1. Corrientes en cierre reactancia 200 MVAr.

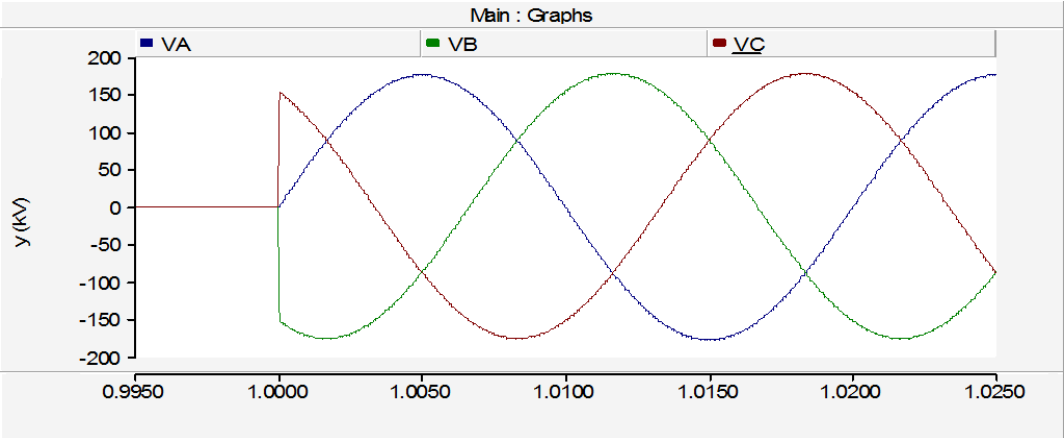


Figura 3.3.2.1.2. Tensiones en cierre reactancia 200 MVAr.

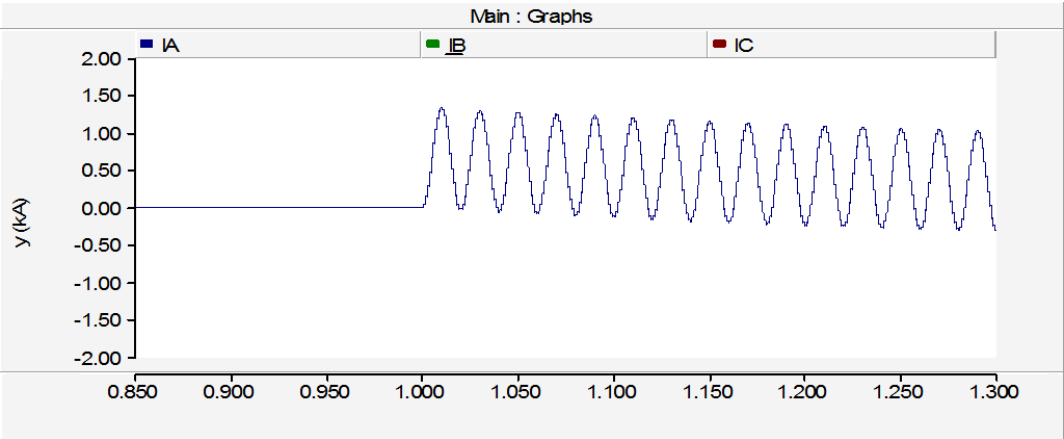


Figura 3.3.2.1.3. Detalle fase A, cierre reactancia 200 MVAr.

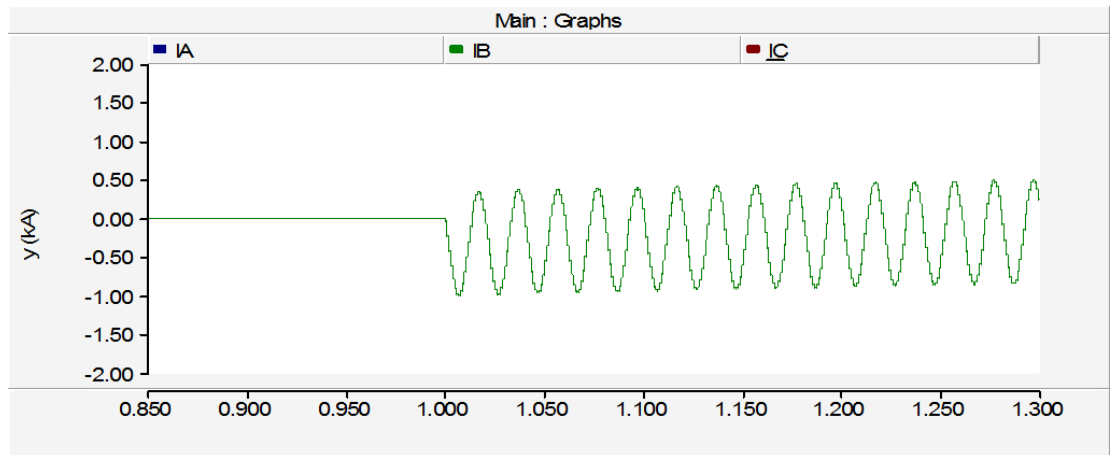


Figura 3.3.2.1.4. Detalle fase B, cierre reactancia 200 MVar.

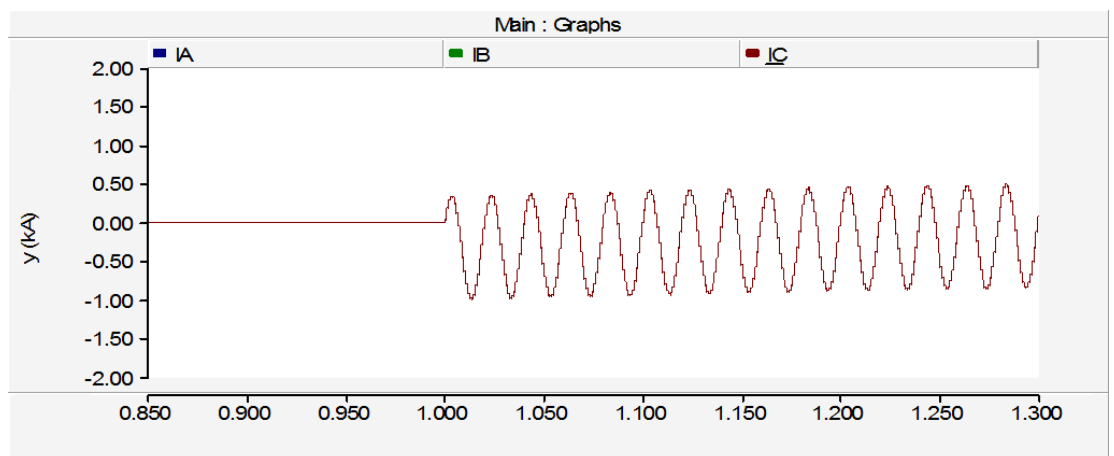


Figura 3.3.2.1.5 Detalle fase C, cierre reactancia 200 MVar.

En la Figura 3.3.2.1.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 200 MVar, que coincide con un paso por cero de la tensión de la fase A, lo cual al tratarse de una carga reactiva, corresponde con un máximo de corriente de la misma fase. Esto provoca una sobrecorriente de pico de valor 1,32 kA, es decir más del doble de la corriente nominal esperada para esta fase. También se puede observar una gran componente continua en el transitorio de inserción que no se estabiliza hasta 4 segundos después del cierre.

Estos fenómenos adversos pueden provocar una inestabilidad en el sistema al que se conecten, además de una degradación en las cámaras del interruptor y vibraciones en la propia reactancia. Como consecuencia, será necesario realizar un mayor mantenimiento en la apartamento, sustitución de las cámaras por perforaciones en el teflón y se reducirá la vida útil de la reactancia.

3.3.2.2. Simulación 2 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
6	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	200 MVAr	1.005 s

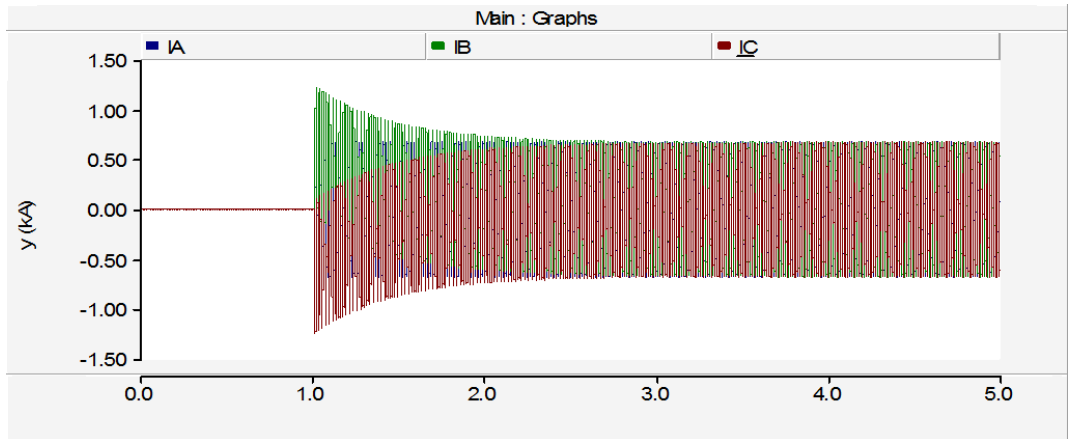


Figura 3.3.2.2.1. Corrientes en cierre reactancia 200 MVAr.

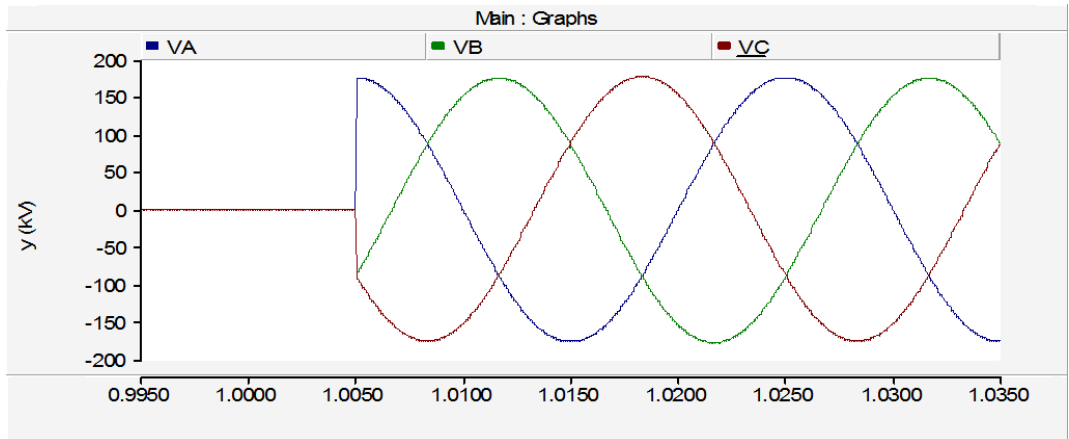


Figura 3.3.2.2.2. Tensiones en cierre reactancia 200 MVAr.

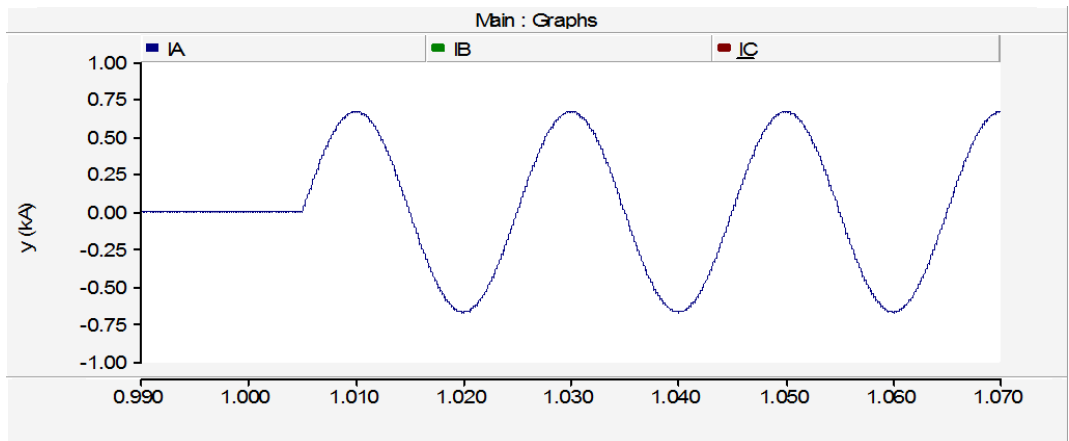


Figura 3.3.2.2.3. Detalle fase A, cierre reactancia 200 MVAr.

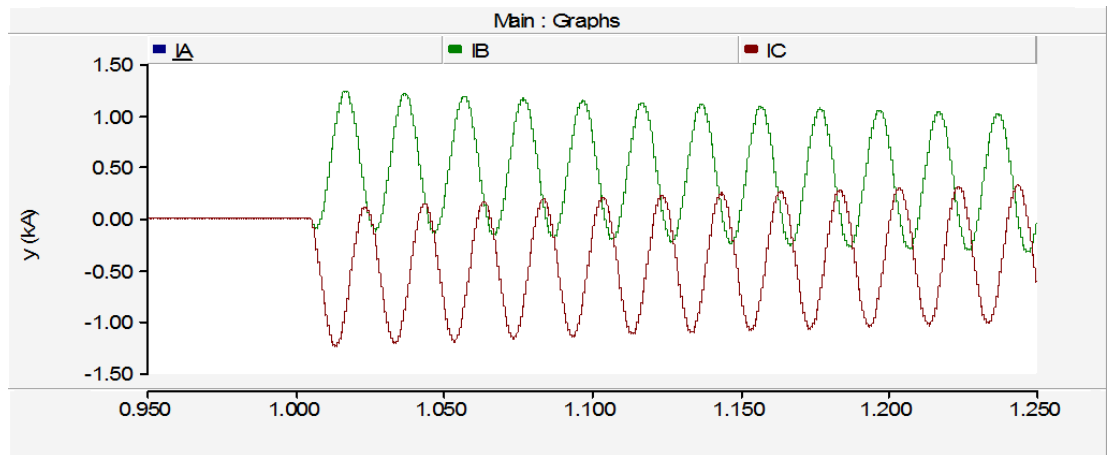


Figura 3.3.2.2.4. Detalle fase B y C, cierre reactancia 200 MVar.

En la Figura 3.3.2.2.1 se observa el cierre en el instante $t=1.005$ de una reactancia de 200 MVar, que coincide con un paso por el máximo de la tensión de la fase A, lo cual al tratarse de una carga reactiva, corresponde con un mínimo de corriente de la misma fase, con lo cual este es el punto óptimo de cierre del interruptor para evitar sobrecorrientes y desestabilización para esta fase. La fase B y la C coinciden en el mismo punto de cierre, pero se diferencian en que una sigue una trayectoria ascendente y la otra descendente, por lo que la sobrecorriente ocasionada en cada una de ellas será de signo contrario, como se puede observar en la Figura 3.3.2.2.4.

Estos fenómenos adversos ocurridos en las fases B y C dan lugar a los problemas descritos para la fase A en el caso anterior con degradación en las cámaras del interruptor y vibraciones en la propia reactancia.

3.3.2.3. Simulación 3 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
14	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	200 MVAr	1.013 s

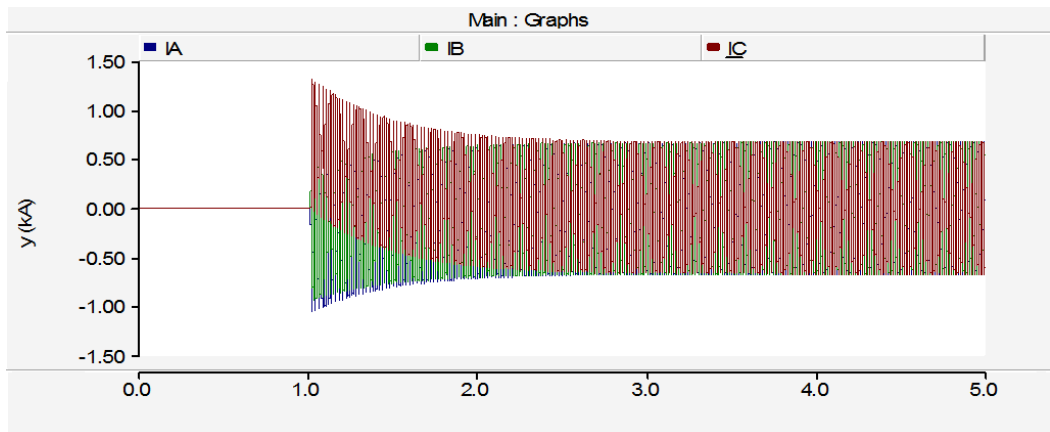


Figura 3.3.2.3.1. Corrientes en cierre reactancia 200 MVAr.

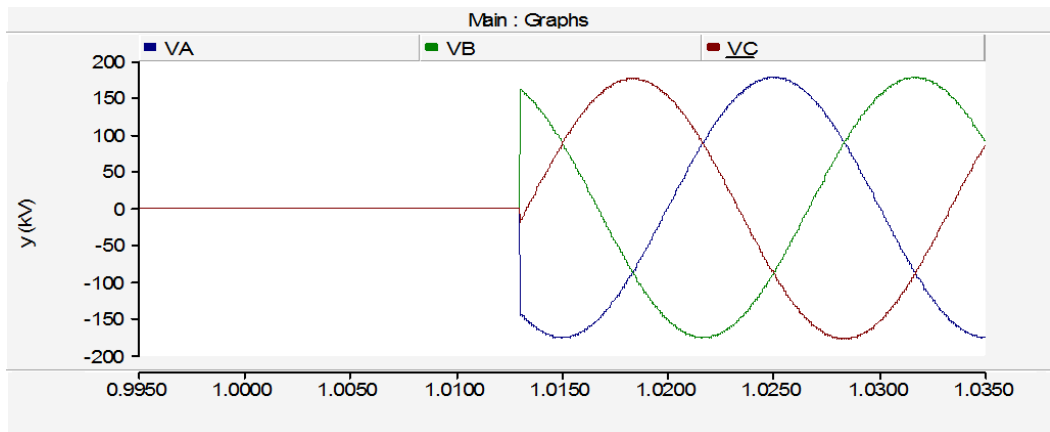


Figura 3.3.2.3.2. Tensiones en cierre reactancia 200 MVAr.

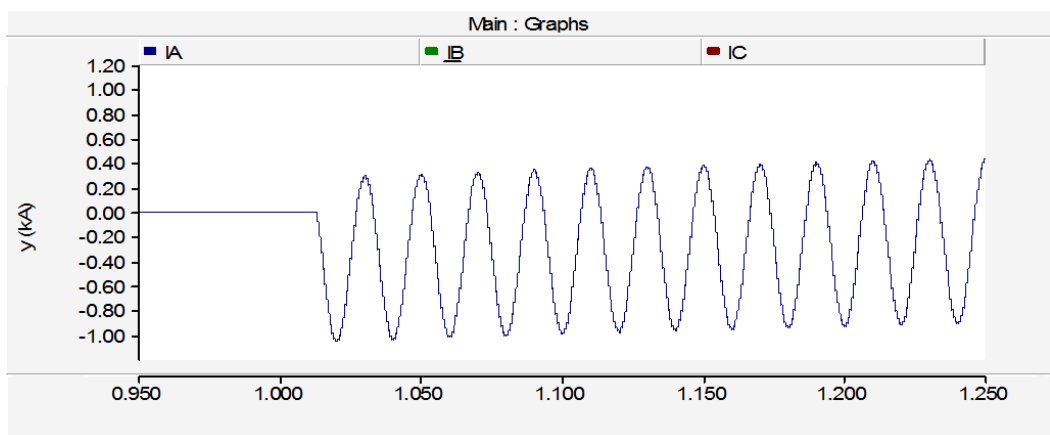


Figura 3.3.2.3.3. Detalle fase A, cierre reactancia 200 MVAr.

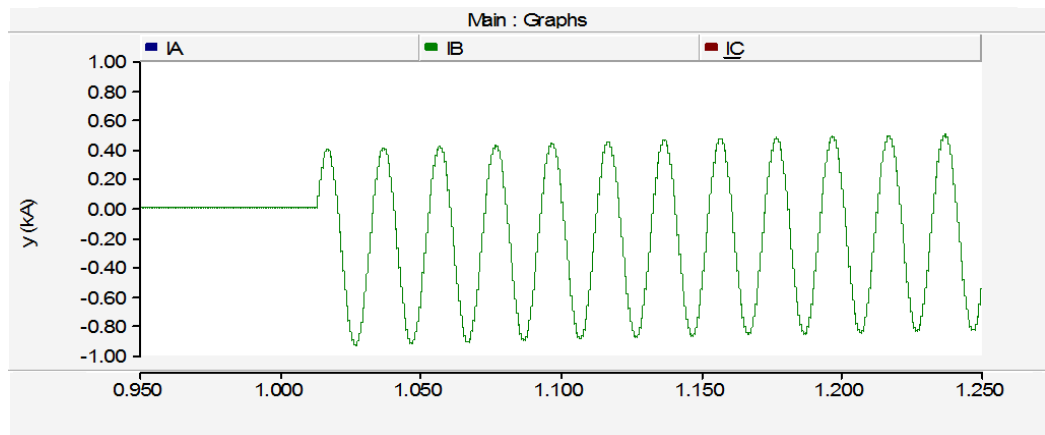


Figura 3.3.2.3.4. Detalle fase B, cierre reactancia 200 MVar.

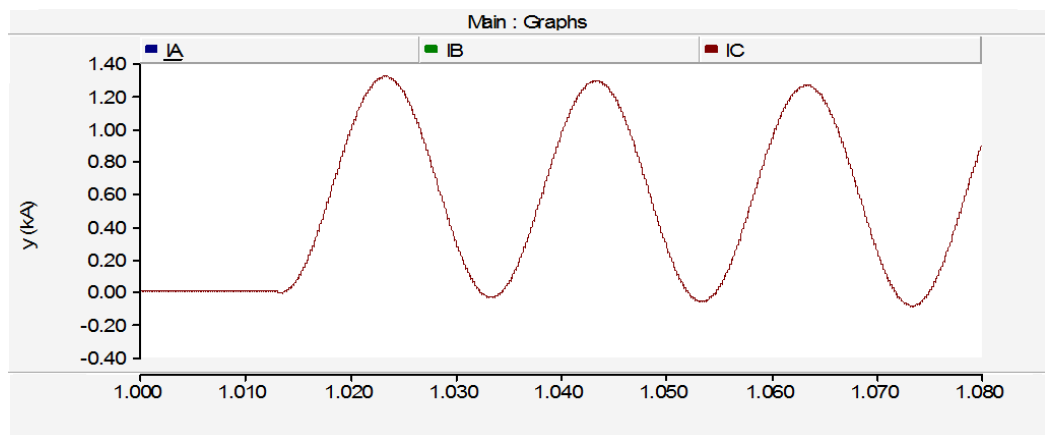


Figura 3.3.2.3.5. Detalle fase C, cierre reactancia 200 MVar.

En la Figura 3.3.2.3.1 se observa el cierre en el instante $t=1.013$ de una reactancia de 200 MVar, que prácticamente coincide con un paso por cero de la tensión de la fase C, es decir, corresponde a un máximo de corriente de la misma fase. Esto provoca una sobrecorriente de pico de valor 1,32 kA, es decir más del doble de la corriente nominal esperada para esta fase. También se puede observar en el momento del cierre la existencia de armónicos. Cabría destacar la componente continua, la cual transcurridos varios segundos sigue sin desaparecer. En el instante de inserción hay una gran presencia de 2º armónico que es mitigada en el primer ciclo.



Figura 3.3.2.3.6. Intensidad de la fase C en el instante de cierre con marcadores azul y naranja correspondiente con los armónicos representados en las Figuras 3.3.2.3.7 y 3.3.2.3.8 respectivamente.

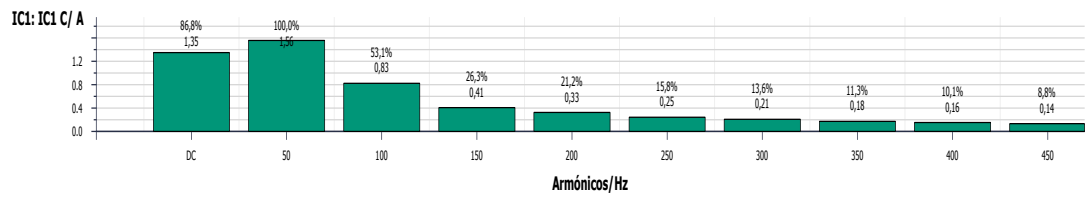


Figura 3.3.2.3.7. Armónicos correspondientes al instante de la marca azul de la Figura 3.3.2.3.6.

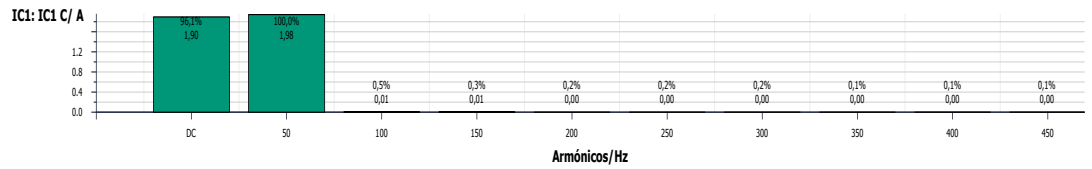


Figura 3.3.2.3.8. Armónicos correspondientes al instante de la marca naranja de la Figura 3.3.2.3.6.

Simulaciones con variación de tensión

En este apartado se analizan las simulaciones de cierre de una reactancia en función de la tensión de la red a la que se conectan. Se han realizado 6 simulaciones, correspondientes a los niveles de tensión de 400 kV, 220 kV, 132 kV, 66 kV, 45 kV y 20 kV. Estas son mostradas en la tabla 3.3.2.2, en ella se ven para cada simulación, la tensión del ensayo y las intensidades máximas obtenidas en cada fase y el valor nominal esperado. Estos datos se recogen en el gráfico 3.3.2.2.

El esquema adoptado es el siguiente:

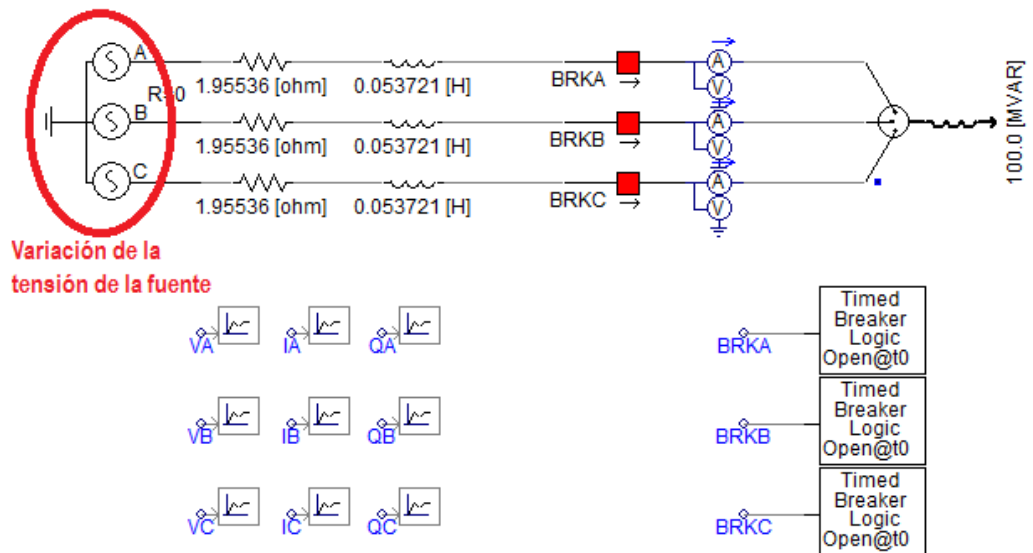


Figura 3.3.2.3. Esquema de la simulación de reactancias con variación de la tensión de la red a la que se conectan.

TENSIÓN VARIABLE											
Prueba Nº	Tensión compuesta	Resistencia de la fuente	Reactancia de la fuente	I nominal (+)	I nominal (-)	Intensidad (+) A	Intensidad (-) A	Intensidad (+) B	Intensidad (-) B	Intensidad (+) C	Intensidad (-) C
1	400,00 kV	6,46400 Ω	0,17759 H	0,14 kA	-0,14 kA	0,39 kA	-0,19 kA	0,19 kA	-0,29 kA	0,19 kA	-0,29 kA
2	230,00 kV	1,95536 Ω	0,05372 H	0,25 kA	-0,25 kA	0,68 kA	-0,34 kA	0,34 kA	-0,51 kA	0,34 kA	-0,51 kA
3	132,00 kV	0,70393 Ω	0,01934 H	0,44 kA	-0,44 kA	1,18 kA	-0,59 kA	0,59 kA	-0,89 kA	0,59 kA	-0,89 kA
4	66,00 kV	0,17598 Ω	0,00484 H	0,87 kA	-0,87 kA	2,37 kA	-1,19 kA	1,19 kA	-1,78 kA	1,19 kA	-1,78 kA
5	45,00 kV	0,08181 Ω	0,00225 H	1,28 kA	-1,28 kA	3,48 kA	-1,75 kA	1,75 kA	-2,62 kA	1,75 kA	-2,61 kA
6	20,00 kV	0,01616 Ω	0,00044 H	2,89 kA	-2,89 kA	6,89 kA	-3,46 kA	3,46 kA	-5,18 kA	3,46 kA	-5,17 kA

Tabla 3.3.2.2. Resultado de la simulación de reactancias con variación de la tensión de la red a la que se conecten.

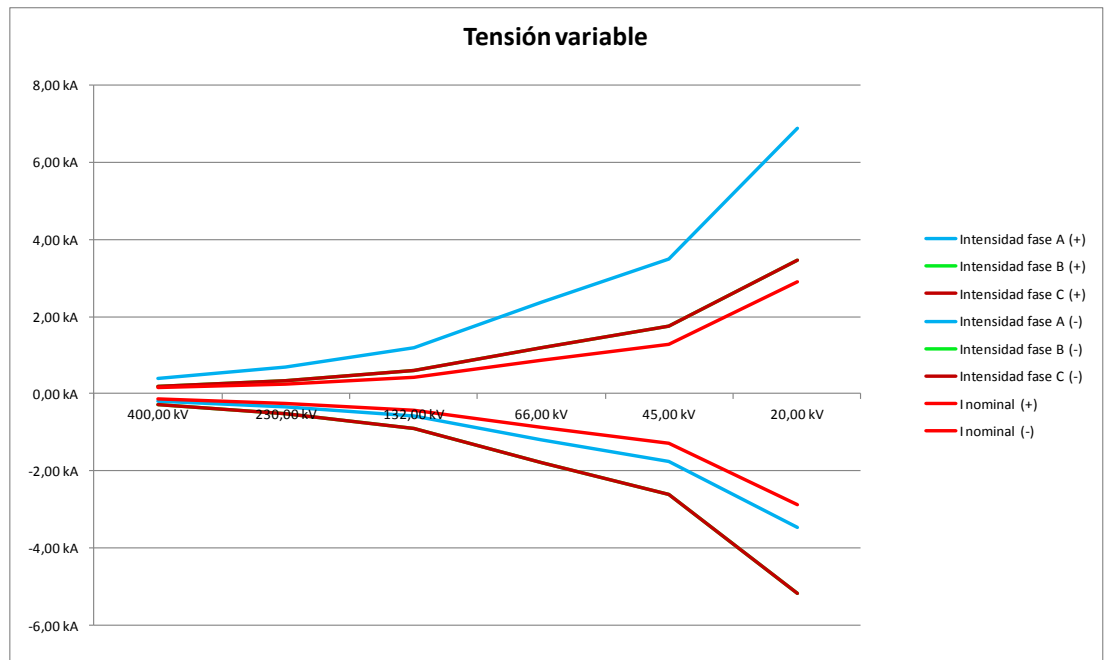


Figura 3.3.2.4. Gráfica correspondiente a los valores de la tabla 3.3.2.2.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.3.2.2.

3.3.2.4. Simulación 4 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
2	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	100 MVAr

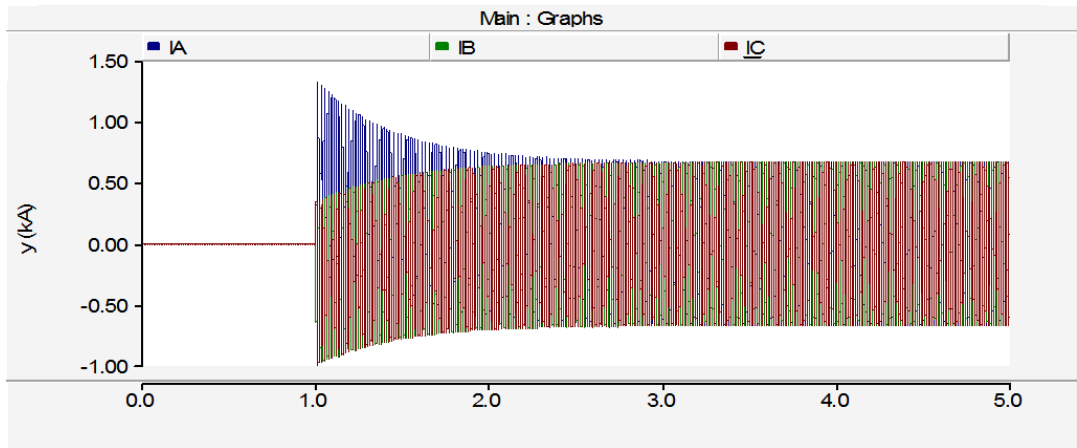


Figura 3.3.2.4.1. Corrientes en cierre reactancia 100 MVAr y 230 kV.

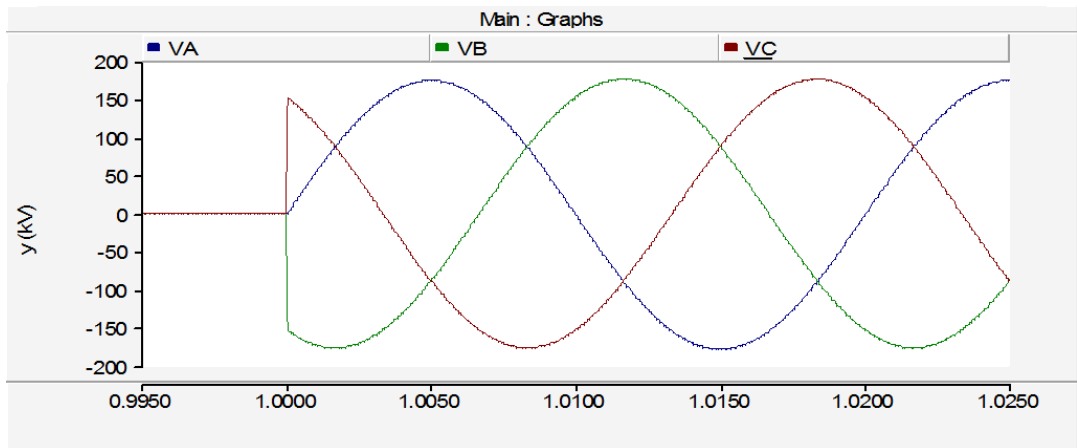


Figura 3.3.2.4.2. Tensiones en cierre reactancia 100 MVAr y 230 kV.

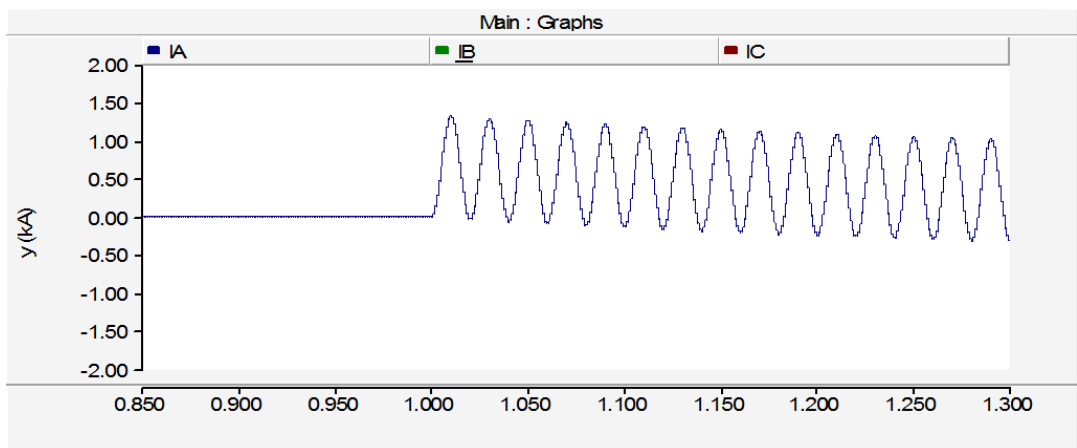


Figura 3.3.2.4.3. Detalle fase A, cierre reactancia 100 MVAr y 230 kV.

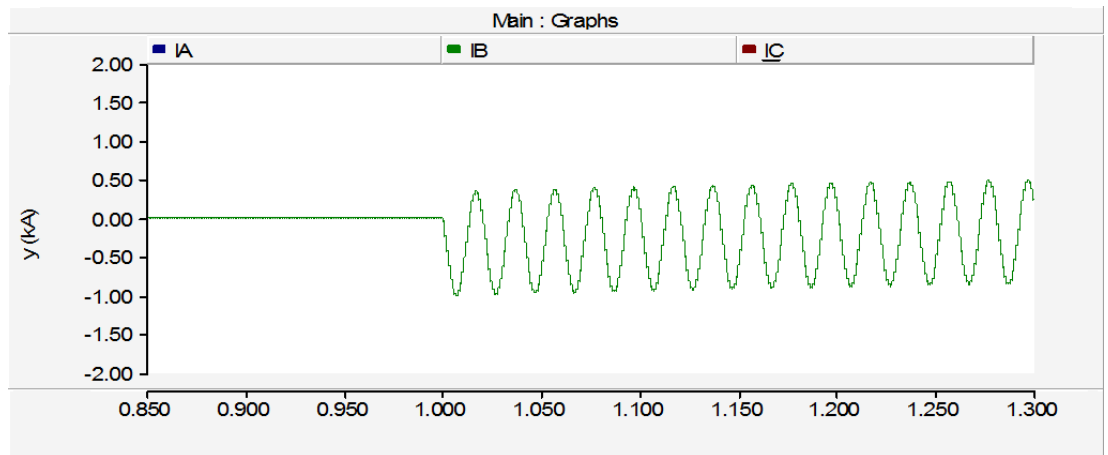


Figura 3.3.2.4.4. Detalle fase B, cierre reactancia 100 MVar y 230 kV.

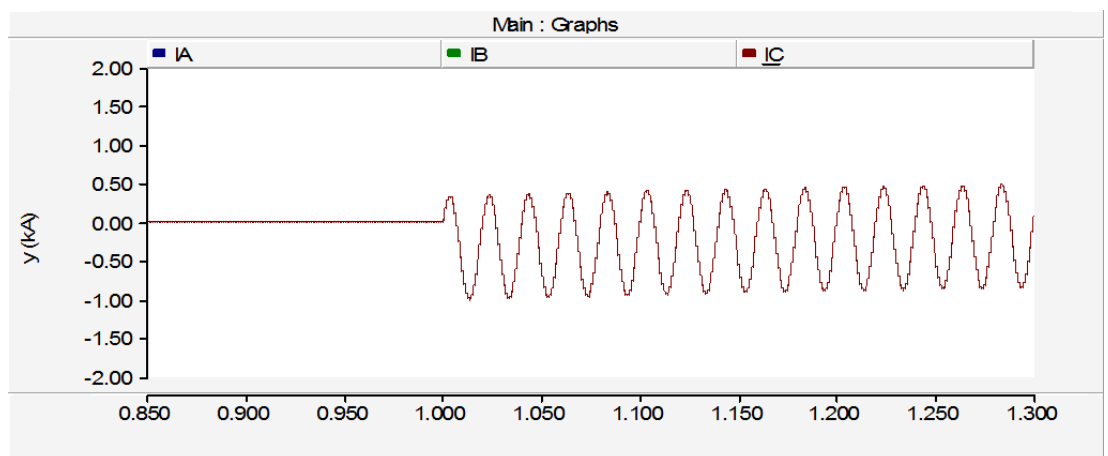


Figura 3.3.2.4.5. Detalle fase C, cierre reactancia 100 MVar y 230 kV.

En la Figura 3.3.2.4.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 100 MVar, que coincide con un paso por cero de la tensión de la fase A, lo cual al tratarse de una carga reactiva, corresponde con un máximo de corriente de la misma fase. Esto provoca una sobrecorriente de pico superior a dos veces la corriente nominal esperada para esta fase. Se observa una gran componente continua tras la inserción, la cual estabiliza pasados 3 segundos.

3.3.2.5. Simulación 5 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
5	1.95536Ω 0.053721H	45 kV	Reactancia	100 MVAr

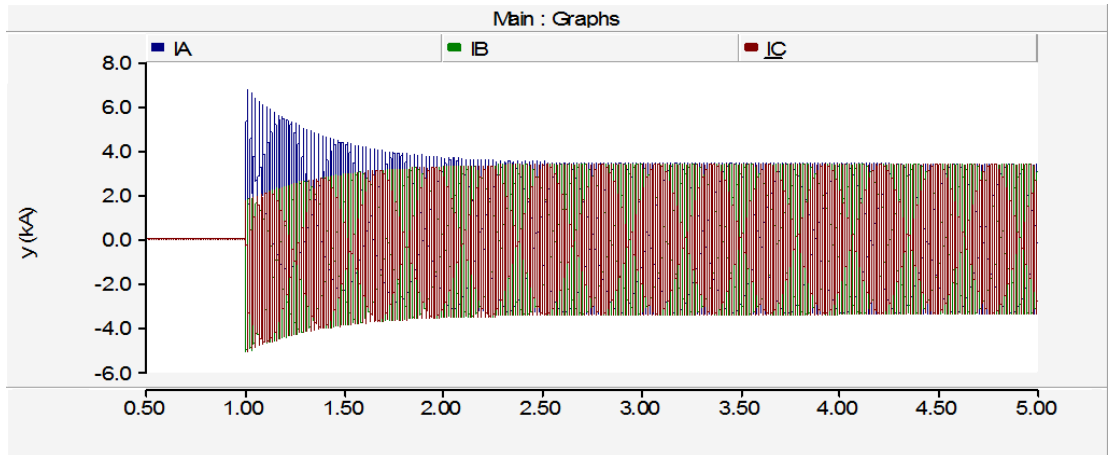


Figura 3.3.2.5.1. Corrientes en cierre reactancia 100 MVAr y 45 kV.

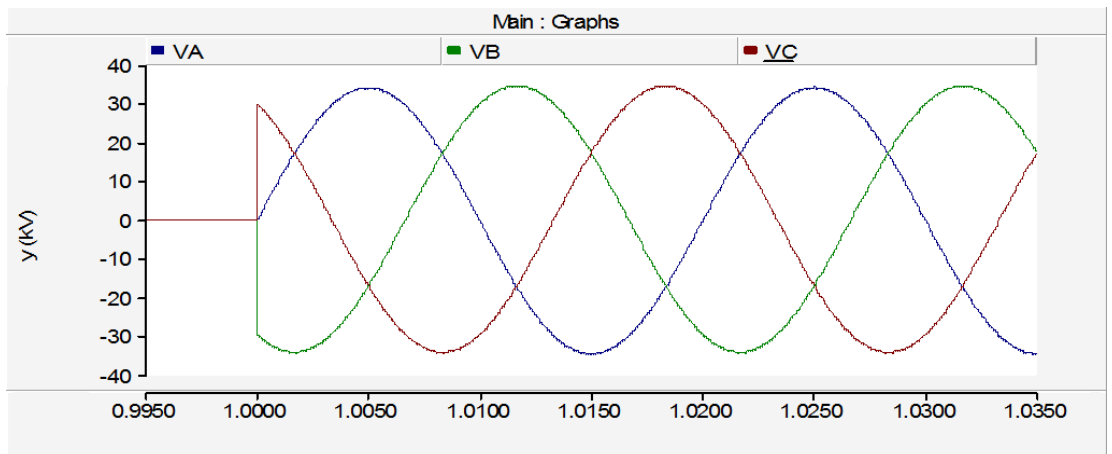


Figura 3.3.2.5.2. Tensiones en cierre reactancia 100 MVAr y 45 kV.

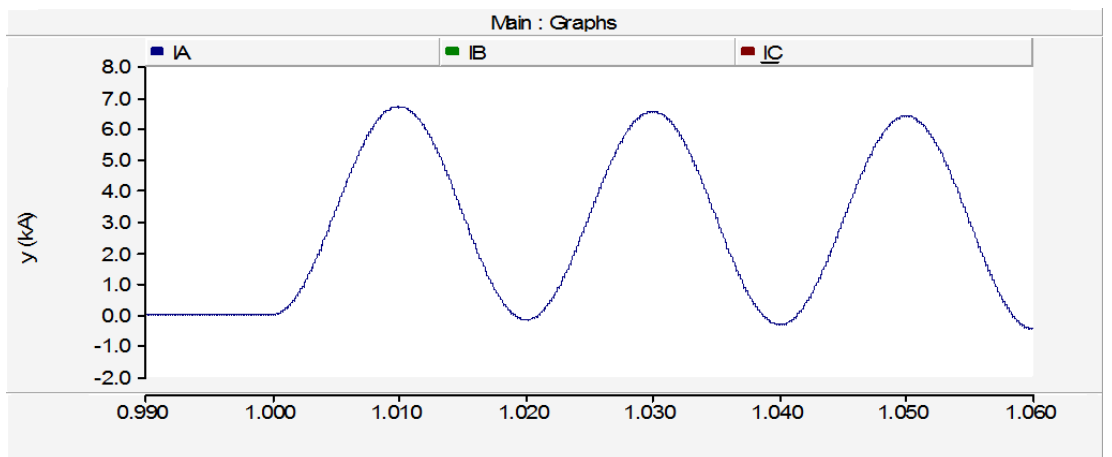


Figura 3.3.2.5.3. Detalle fase A, cierre reactancia 100 MVAr y 45 kV.

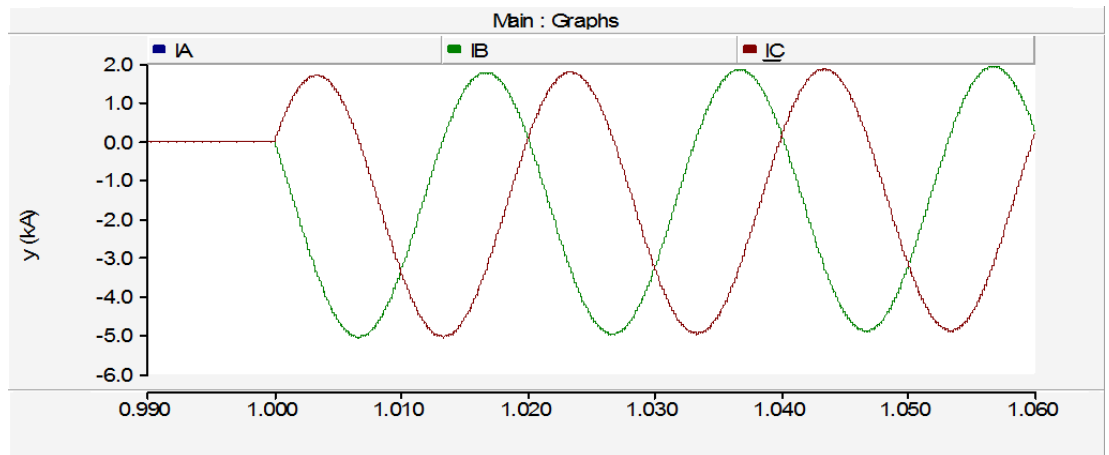


Figura 3.3.2.5.4. Detalle fase B y C, cierre reactancia 100 MVar y 45 kV.

En la Figura 3.3.2.5.1 se muestra, al igual que en el caso anterior, el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 100 MVar (coincidente con un paso por el mínimo de la tensión-máximo de corriente de la fase A) pero esta vez en un sistema con tensión nominal entre fases de 45 kV. La fase B y la C tienen la misma intensidad, desfasada 120° .

Como se puede observar, al comparar esta simulación con la anterior se obtiene, a igual potencia, la intensidad de pico varía significativamente con la variación de la tensión, como era de esperar. Con 230 kV se tiene una $I=0.68$ kA y con 45 kV una $I=6.69$ kA. En ambos casos se obtienen sobrecorrientes superiores a dos veces la intensidad máxima esperada y una gran presencia de armónicos en los primeros segundos tras la inserción.

Para todas las simulaciones realizadas dependiendo de la tensión del sistema al que se conecten y con una potencia del elemento fija, se percibe que dicha tensión influye en la corriente reactiva nominal y con ello en la corriente de inserción, pero no en las veces que esta última supera a la nominal. Cabe señalar que si se denota una pequeña influencia en la estabilización del sistema, ya que a menor tensión el sistema estabiliza antes.

Simulaciones de potencia del elemento variable

En este punto se muestran las simulaciones de la potencia del elemento variable. Se han llevado a cabo 18 pruebas, correspondientes a las potencias de 100, 130, 160, 190, 220, 250, 280, 300 y 330 MVAR para las tensiones de 400 y 220 kV. Los resultados se muestran en la tabla 3.3.2.3, en la que se puede ver para cada simulación la potencia del elemento, intensidad nominal, la tensión y las intensidades máximas de cada fase en los semiciclos positivos y negativos. Estos datos se recogerán en los gráficos 3.3.2.6 y 3.3.2.7.

El esquema adoptado es el siguiente:

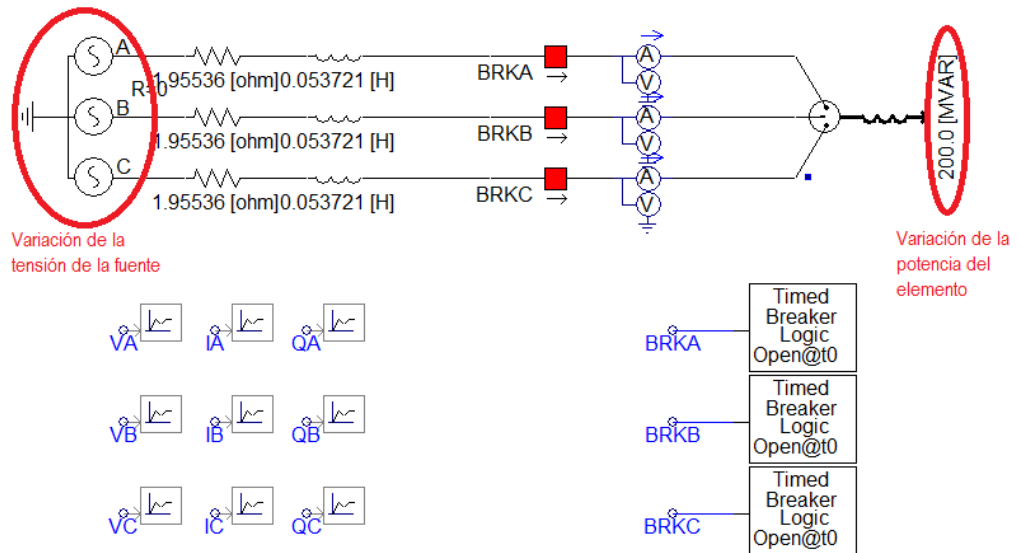


Figura 3.3.2.5. Esquema de la simulación de reactancias con variación de la potencia del elemento.

POTENCIA DEL ELEMENTO VARIABLE										
Prueba Nº	Tensión compuesta	Potencia	I nominal (+)	I nominal (-)	Intensidad (+) A	Intensidad (-) A	Intensidad (+) B	Intensidad (-) B	Intensidad (+) C	Intensidad (-) C
1	400,00 kV	100 MVar	0,20 kA	-0,20 kA	0,39 kA	-0,19 kA	0,19 kA	-0,29 kA	0,19 kA	-0,29 kA
2	400,00 kV	130 MVar	0,27 kA	-0,27 kA	0,50 kA	-0,25 kA	0,25 kA	-0,37 kA	0,25 kA	-0,37 kA
3	400,00 kV	160 MVar	0,33 kA	-0,33 kA	0,61 kA	-0,30 kA	0,30 kA	-0,46 kA	0,30 kA	-0,46 kA
4	400,00 kV	190 MVar	0,39 kA	-0,39 kA	0,71 kA	-0,36 kA	0,36 kA	-0,54 kA	0,36 kA	-0,54 kA
5	400,00 kV	220 MVar	0,45 kA	-0,45 kA	0,85 kA	-0,41 kA	0,41 kA	-0,62 kA	0,41 kA	-0,61 kA
6	400,00 kV	250 MVar	0,51 kA	-0,51 kA	0,92 kA	-0,46 kA	0,46 kA	-0,69 kA	0,46 kA	-0,69 kA
7	400,00 kV	280 MVar	0,57 kA	-0,57 kA	1,02 kA	-0,52 kA	0,52 kA	-0,77 kA	0,52 kA	-0,77 kA
8	400,00 kV	300 MVar	0,61 kA	-0,61 kA	1,08 kA	-0,55 kA	0,55 kA	-0,82 kA	0,55 kA	-0,82 kA
9	400,00 kV	330 MVar	0,67 kA	-0,67 kA	1,18 kA	-0,60 kA	0,60 kA	-0,89 kA	0,60 kA	-0,89 kA
10	230,00 kV	100 MVar	0,35 kA	-0,35 kA	0,68 kA	-0,34 kA	0,34 kA	-0,51 kA	0,34 kA	-0,51 kA
11	230,00 kV	130 MVar	0,46 kA	-0,46 kA	0,87 kA	-0,44 kA	0,44 kA	-0,66 kA	0,44 kA	-0,66 kA
12	230,00 kV	160 MVar	0,57 kA	-0,57 kA	1,07 kA	-0,54 kA	0,54 kA	-0,80 kA	0,54 kA	-0,80 kA
13	230,00 kV	190 MVar	0,67 kA	-0,67 kA	1,25 kA	-0,63 kA	0,63 kA	-0,94 kA	0,63 kA	-0,94 kA
14	230,00 kV	220 MVar	0,78 kA	-0,78 kA	1,44 kA	-0,72 kA	0,72 kA	-1,08 kA	0,72 kA	-1,08 kA
15	230,00 kV	250 MVar	0,89 kA	-0,89 kA	1,62 kA	-0,82 kA	0,82 kA	-1,22 kA	0,82 kA	-1,22 kA
16	230,00 kV	280 MVar	0,99 kA	-0,99 kA	1,79 kA	-0,91 kA	0,91 kA	-1,35 kA	0,91 kA	-1,35 kA
17	230,00 kV	300 MVar	1,06 kA	-1,06 kA	1,91 kA	-0,97 kA	0,97 kA	-1,44 kA	0,97 kA	-1,44 kA
18	230,00 kV	330 MVar	1,17 kA	-1,17 kA	2,08 kA	-1,05 kA	1,05 kA	-1,57 kA	1,05 kA	-1,57 kA

Tabla 3.3.2.3. Resultado de la simulación de reactancias con variación de la potencia del elemento.

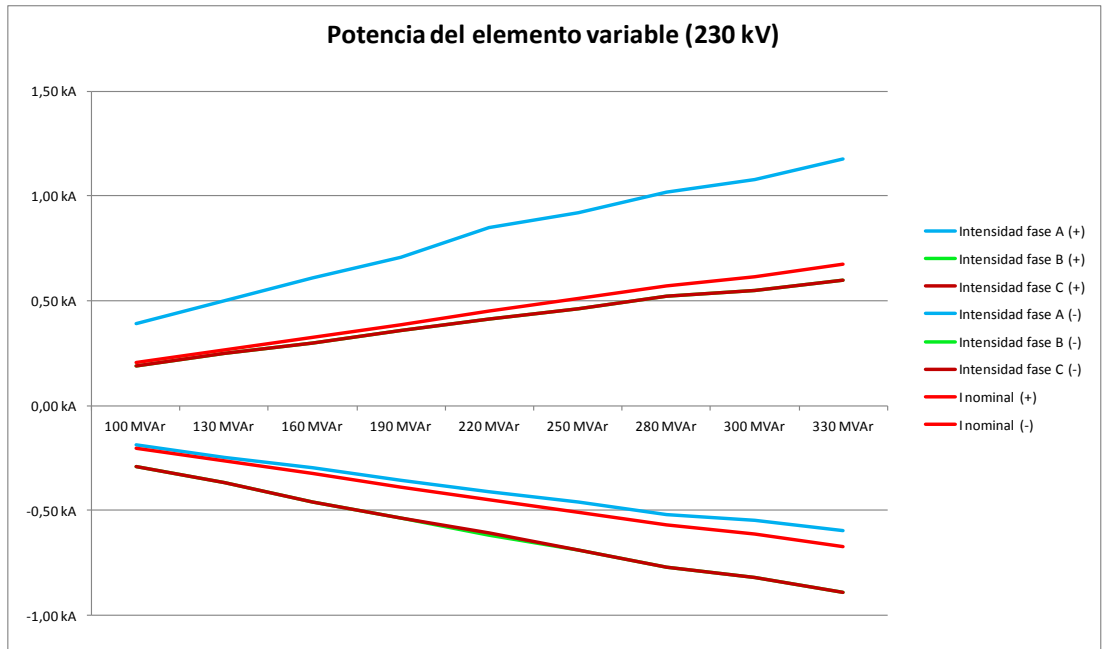


Figura 3.3.2.6. Gráfica de la simulación de reactancias con variación de la potencia del elemento.

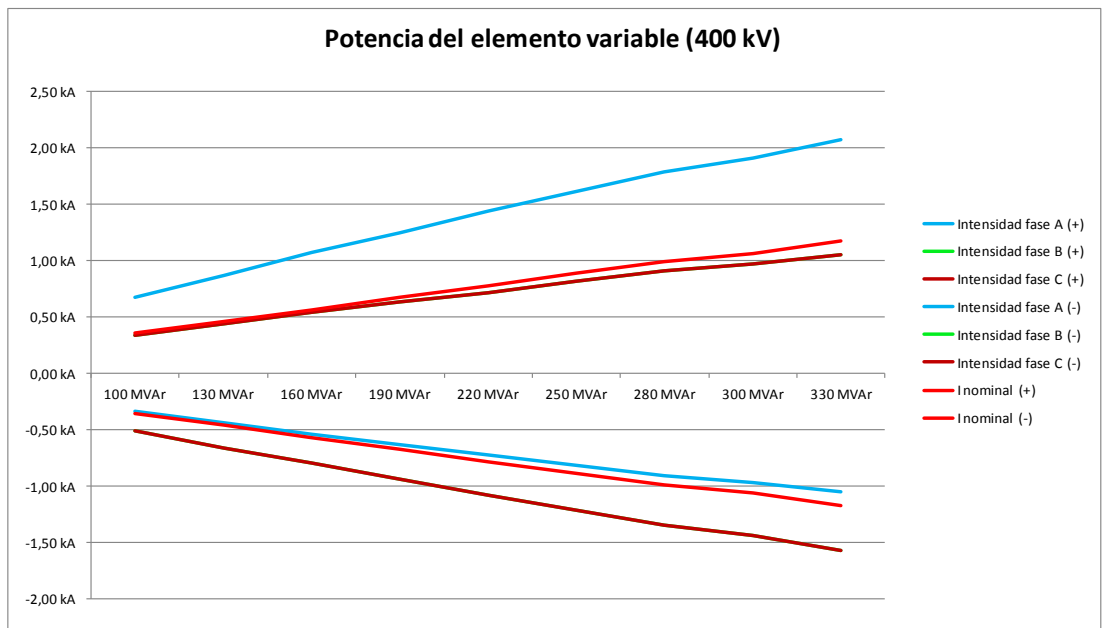


Figura 3.3.2.7. Gráfica de la simulación de reactancias con variación de la potencia del elemento.

Seguidamente, se presentan las simulaciones más representativas, señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.3.2.3.

3.3.2.6. Simulación 6 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
1	6.464Ω 0.17759H	400 kV	Reactancia	100 MVAr

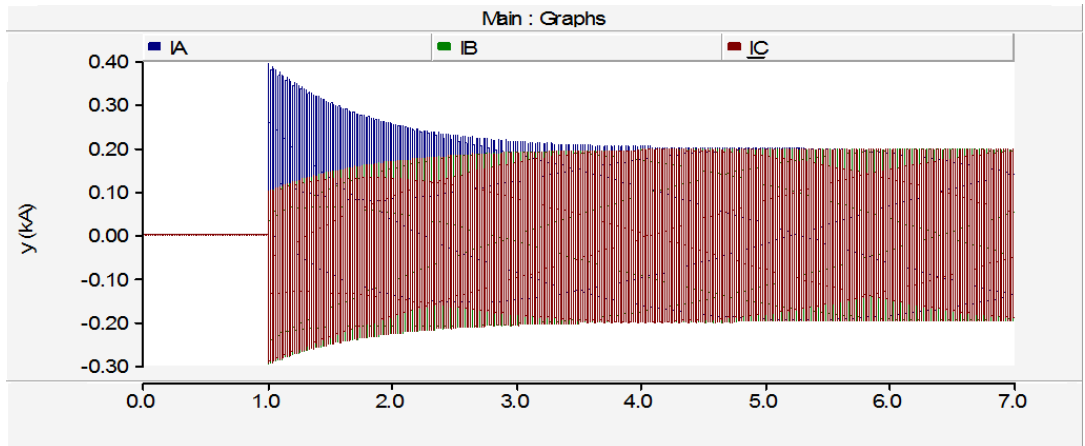


Figura 3.3.2.6.1. Intensidades en cierre reactancia 100 MVAr.

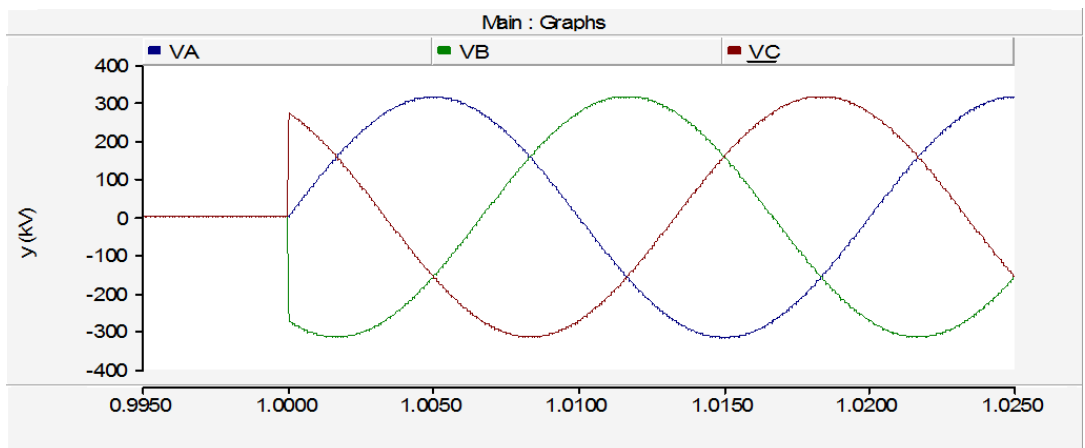


Figura 3.3.2.6.2. Tensiones en cierre reactancia 100 MVAr.

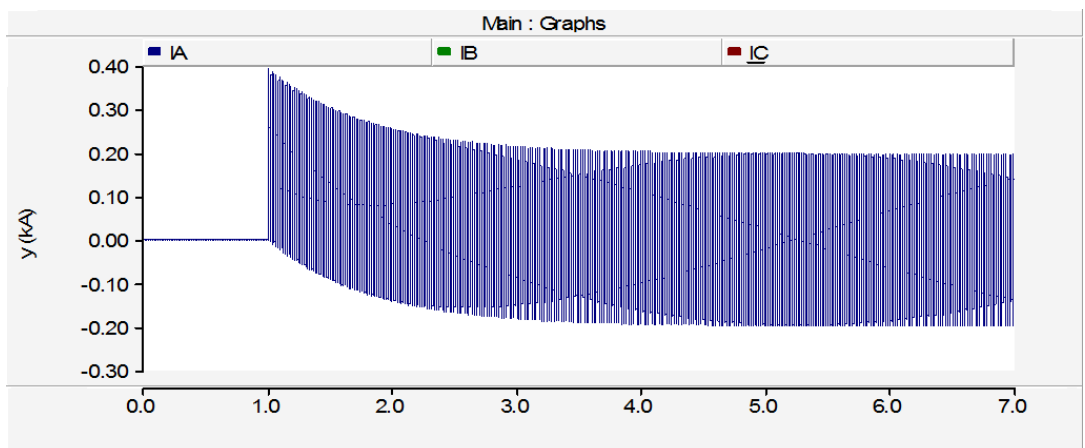


Figura 3.3.2.6.3. Detalle fase A, cierre reactancia 100 MVAr.

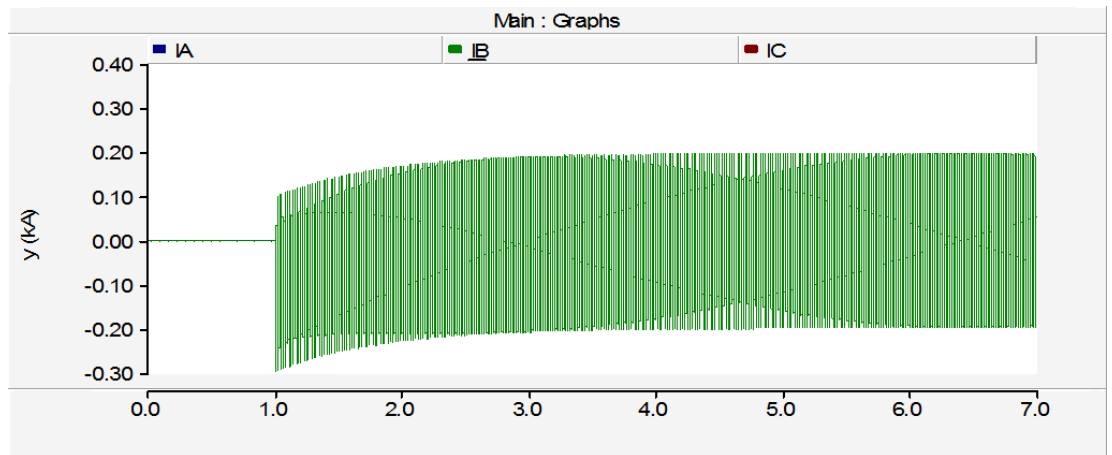


Figura 3.3.2.6.4. Detalle fase B, cierre reactancia 100 MVar.

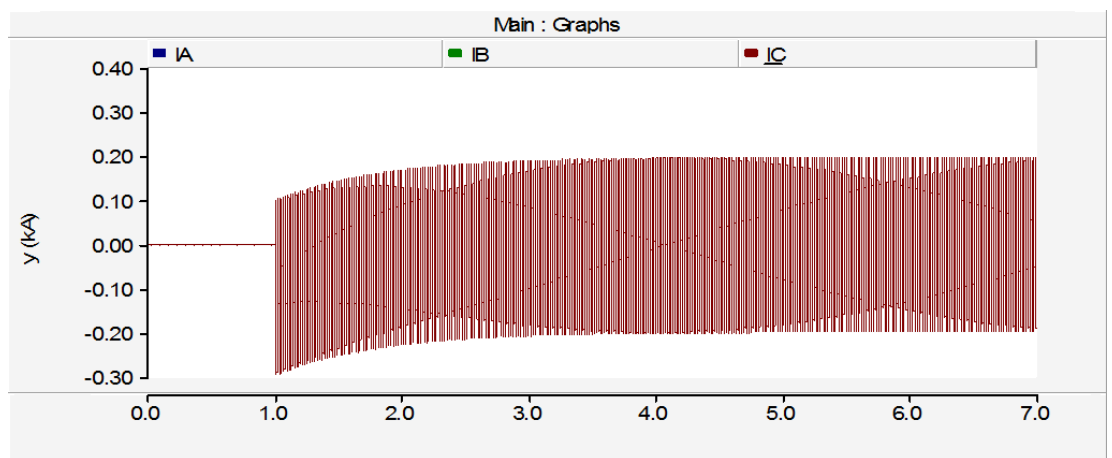


Figura 3.3.2.6.5. Detalle fase C, cierre reactancia 100 MVar.

En la Figura 3.3.2.6.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 100 MVar en una red de 400 kV de tensión compuesta.

La sobrecorriente registrada en la fase A es de valor 0.392 kA, es decir, más del doble de la corriente nominal esperada para esta fase. La estabilización del sistema tras la inserción no sucede hasta los 4.31 segundos después del cierre.

3.3.2.7. Simulación 7 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
5	6.464Ω 0.17759H	400 kV	Reactancia	220 MVA

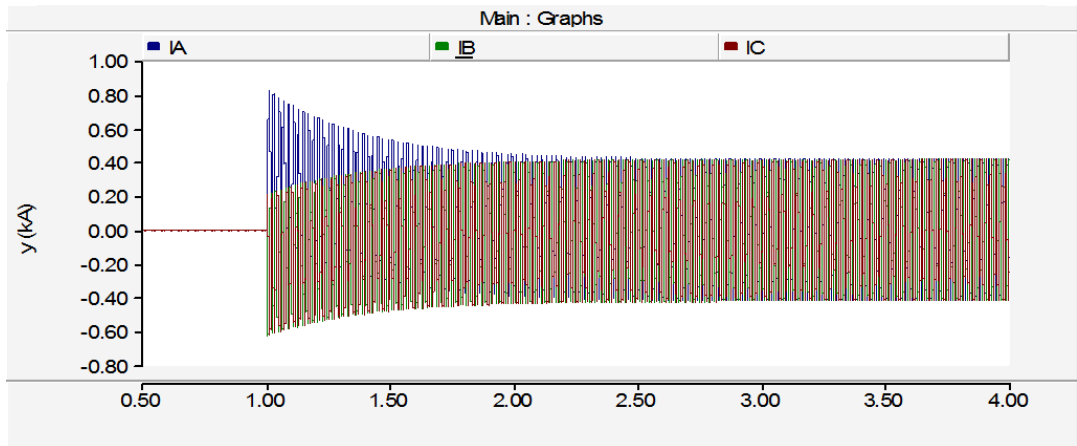


Figura 3.3.2.7.1. Corrientes en cierre reactancia 220 MVA.

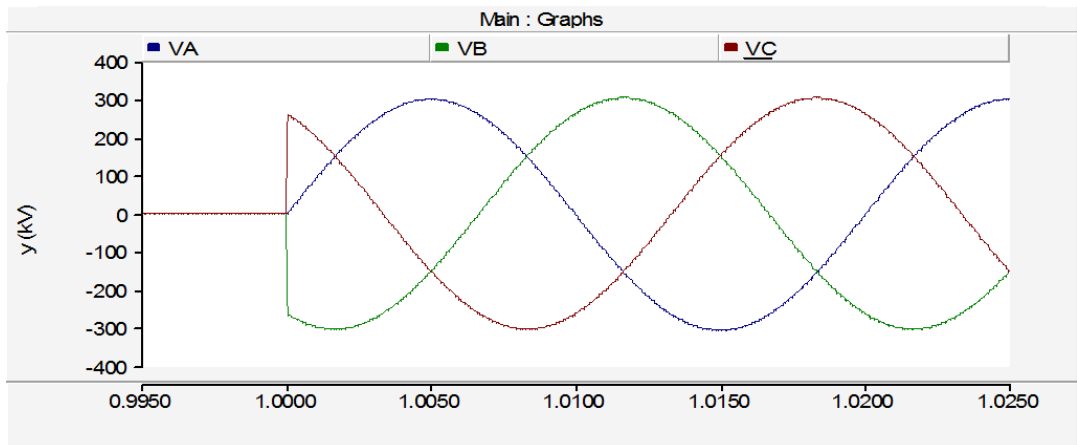


Figura 3.3.2.7.2. Tensiones en cierre reactancia 220 MVA.

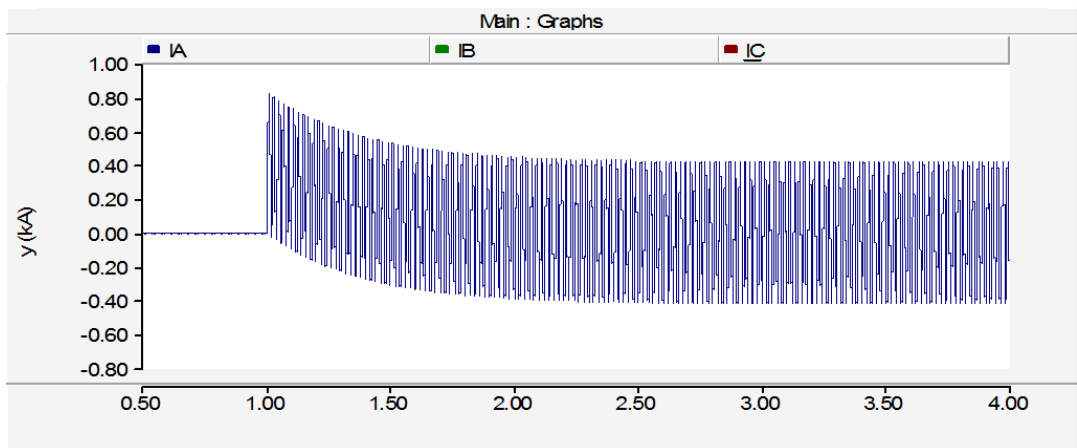


Figura 3.3.2.7.3. Detalle fase A, cierre reactancia 220 MVA.

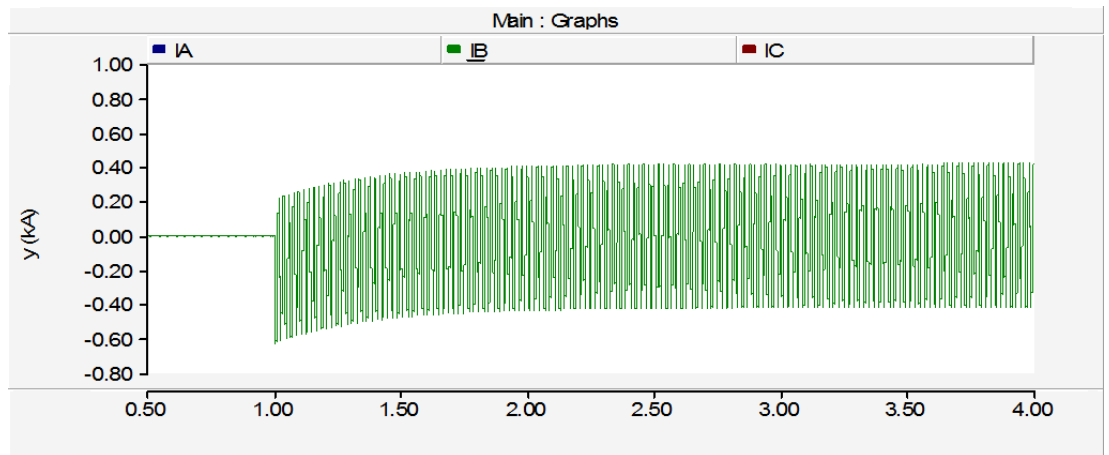


Figura 3.3.2.7.4. Detalle fase B, cierre reactancia 220 MVar.

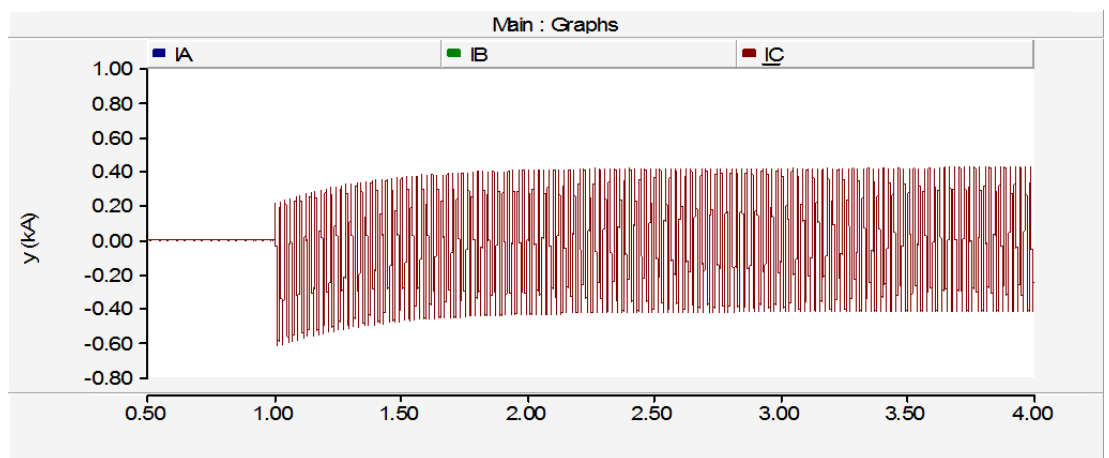


Figura 3.3.2.7.5. Detalle fase C, cierre reactancia 220 MVar.

En la Figura 3.3.2.7.1. se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 220 MVar y tensión 400 kV.

La sobrecorriente de pico registrada es de valor 0.82 kA, es decir, más del doble de la corriente nominal esperada para esta fase. El transitorio de inserción no se estabiliza hasta 1.83 segundos después del cierre.

3.3.2.8. Simulación 8 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
9	6.464Ω 0.17759H	400 kV	Reactancia	330 MVAr

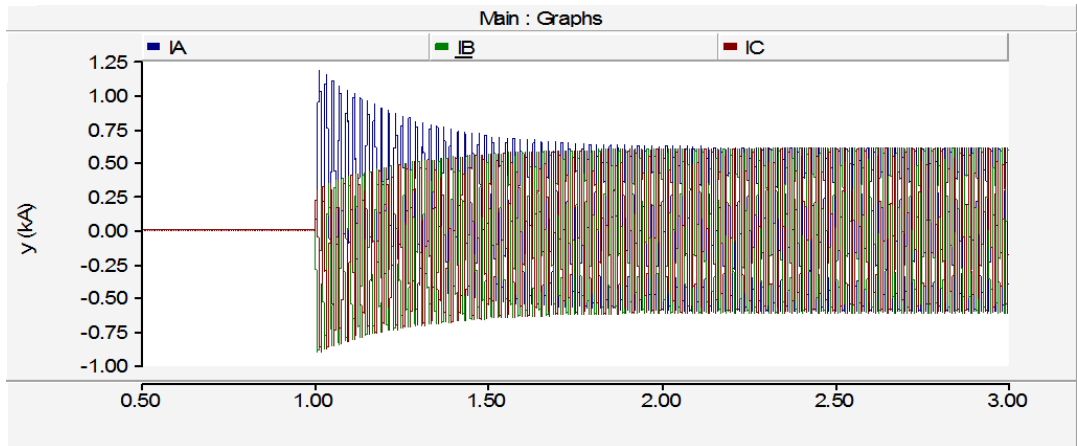


Figura 3.3.2.8.1. Corrientes en cierre reactancia 330 MVAr.

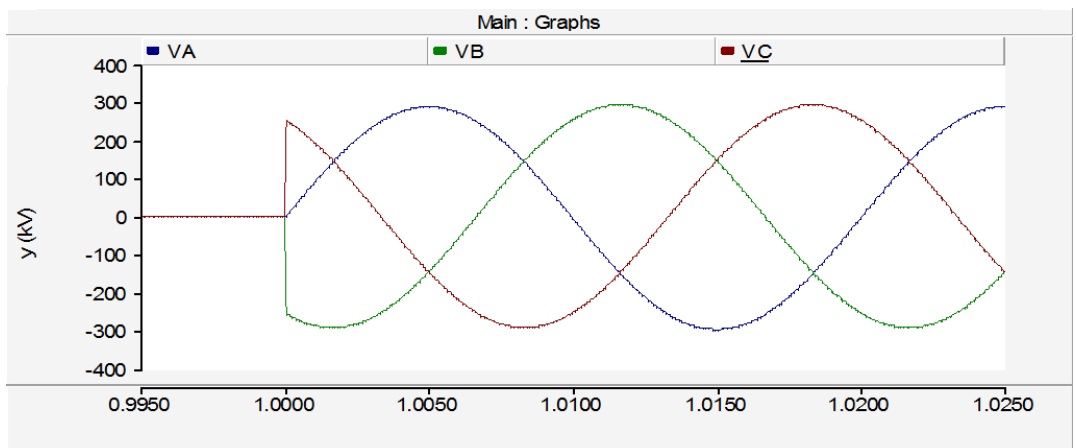


Figura 3.3.2.8.2. Tensiones en cierre reactancia 330 MVAr.

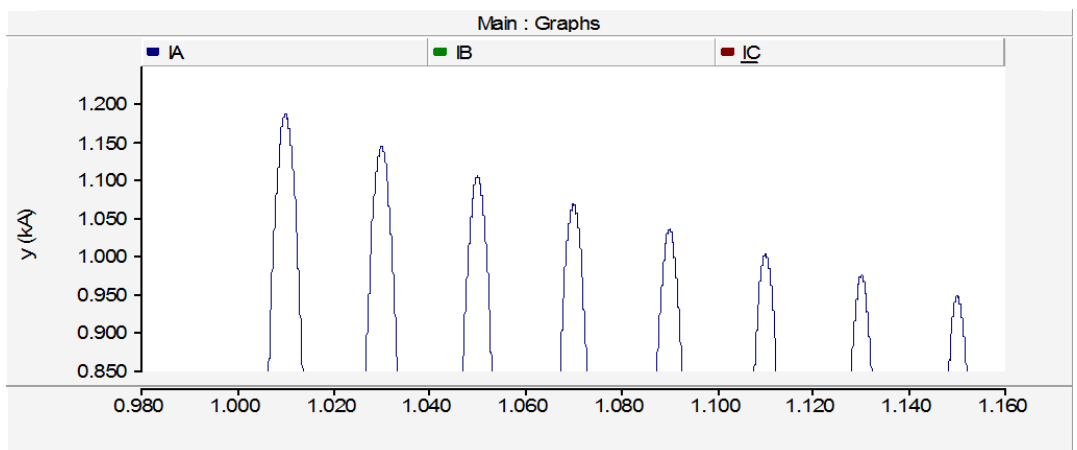


Figura 3.3.2.8.3. Detalle fase A, cierre reactancia 330 MVAr.

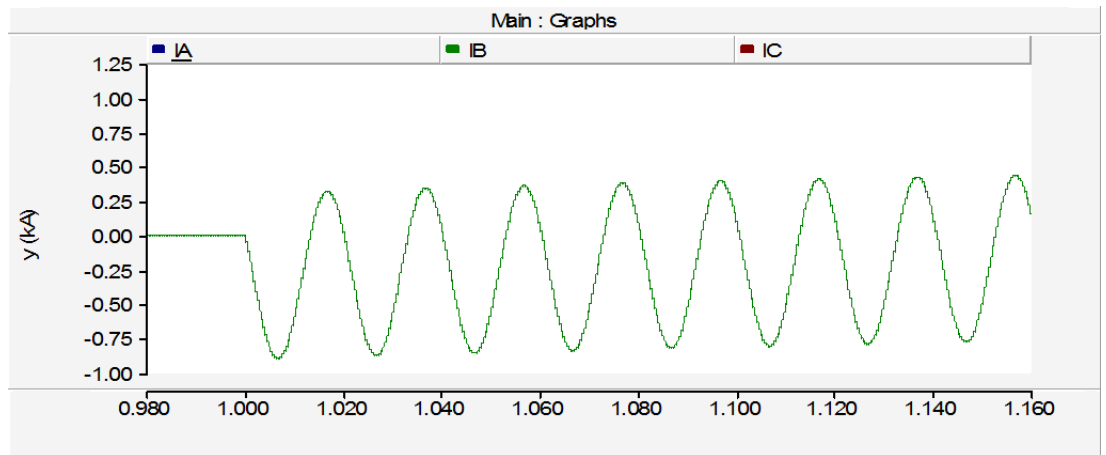


Figura 3.3.2.8.4. Detalle fase B, cierre reactancia 330 MVar.

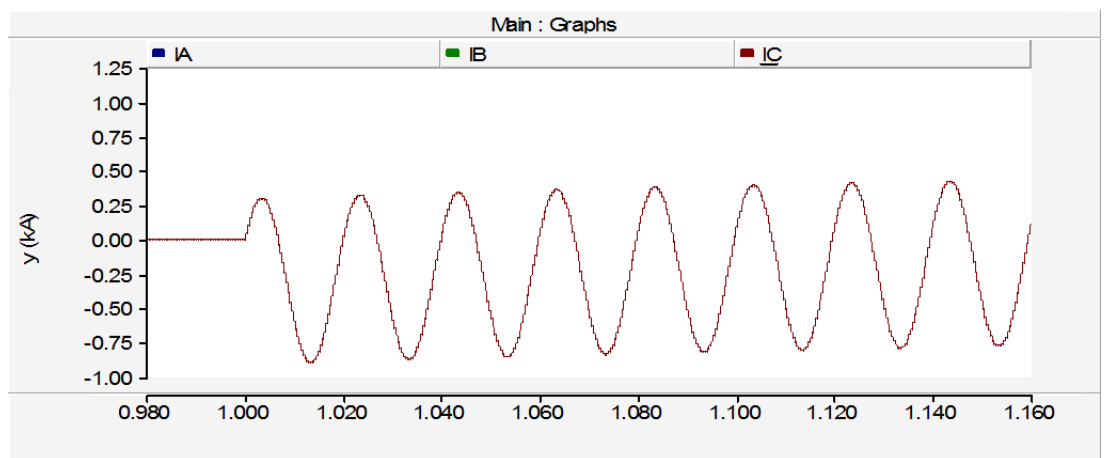


Figura 3.3.2.8.5. Detalle fase C, cierre reactancia 330 MVar.

En la Figura 3.3.2.8.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 330 MVar con una tensión de 400 kV.

La sobrecorriente de pico de valor 1,18 kA, es decir, más del doble de la corriente nominal esperada para esta fase. También se puede observar que el transitorio de inserción no se estabiliza hasta 1.27 segundos después del cierre.

3.3.2.9. Simulación 9 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
10	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	100 MVar

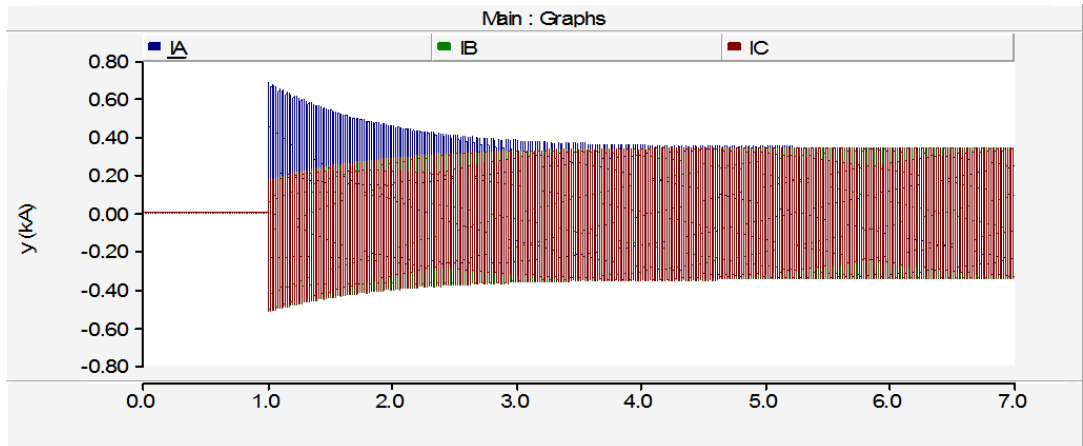


Figura 3.3.2.9.1. Corrientes en cierre reactancia 100 MVar.

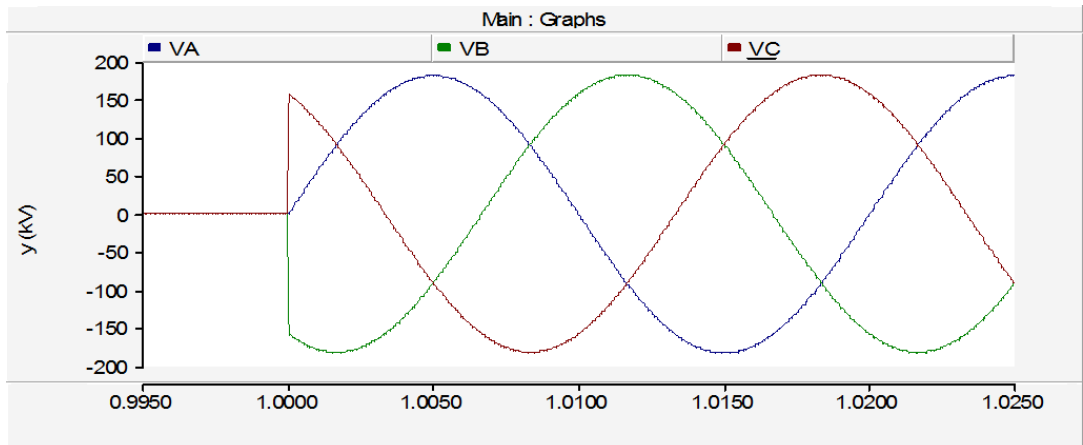


Figura 3.3.2.9.2. Tensiones en cierre reactancia 100 MVar.

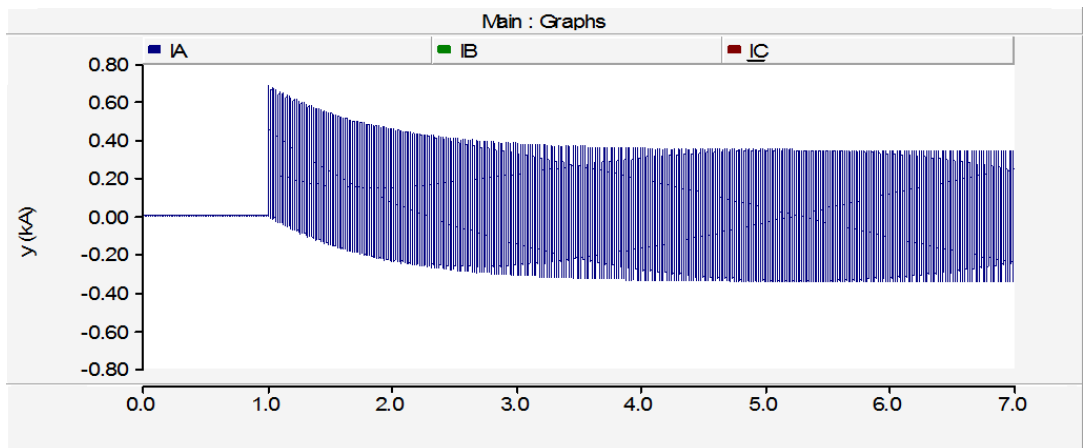


Figura 3.3.2.9.3. Detalle fase A, cierre reactancia 100 MVar.

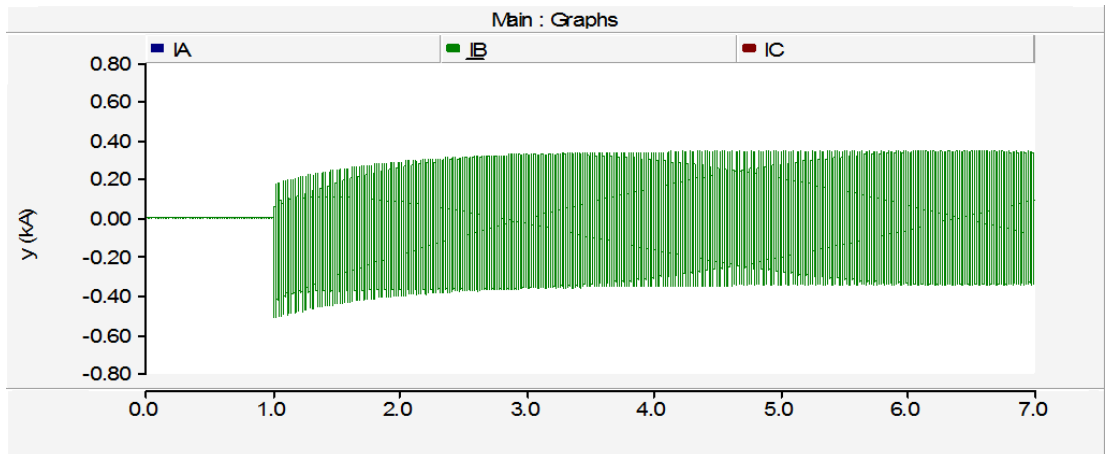


Figura 3.3.2.9.4. Detalle fase B, cierre reactancia 100 MVar.

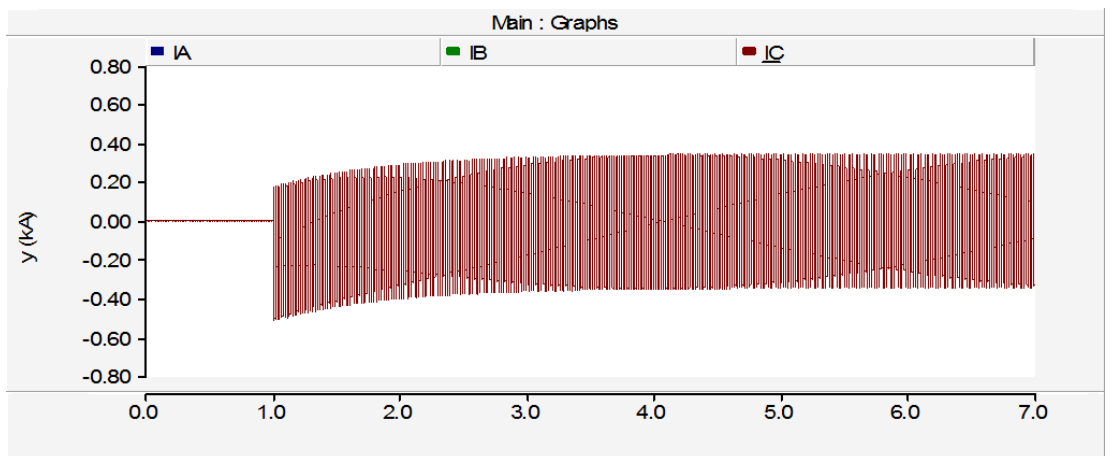


Figura 3.3.2.9.5. Detalle fase C, cierre reactancia 100 MVar.

En la Figura 3.3.2.9.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 100 MVar y una tensión de 230 kV.

La sobrecorriente registrada de pico es de valor 0.68 kA, es decir más del doble de la corriente nominal esperada para esta fase. El transitorio de inserción no se estabiliza hasta 4.24 segundos después del cierre.

3.3.2.10. Simulación 10 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
14	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	220 MVAr

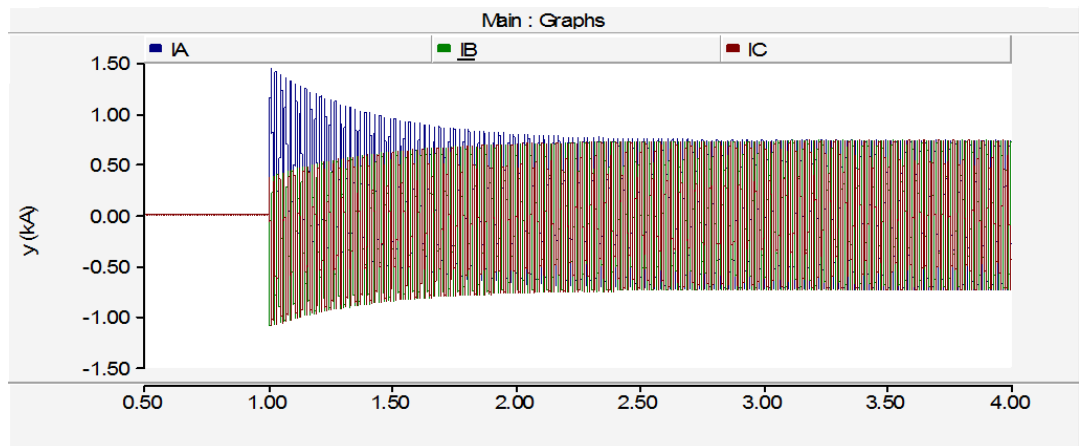


Figura 3.3.2.10.1. Corrientes en cierre reactancia 220 MVAr.

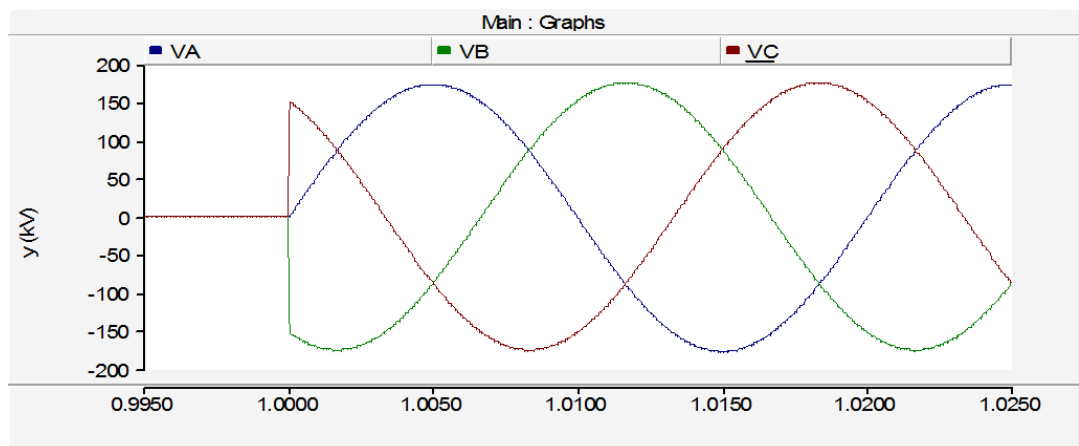


Figura 3.3.2.10.2. Tensiones en cierre reactancia 220 MVAr.

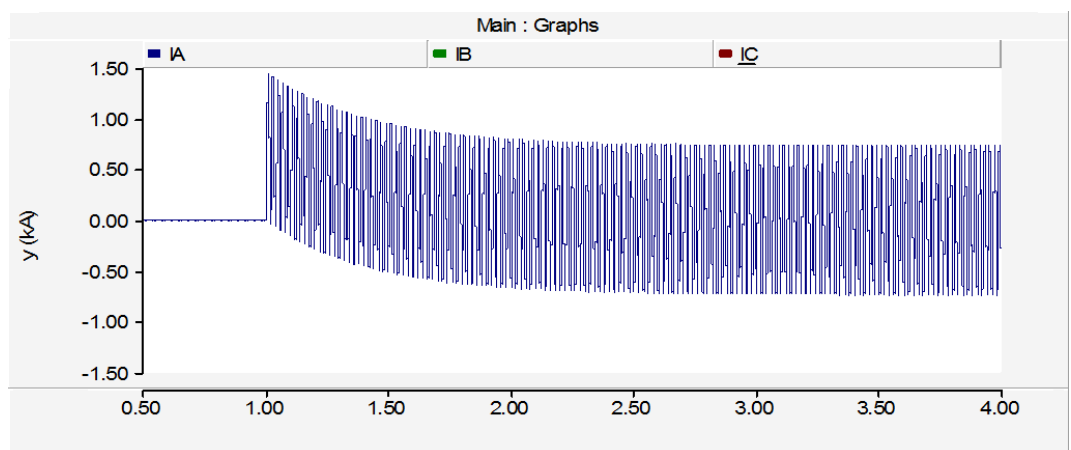


Figura 3.3.2.10.3. Detalle fase A, cierre reactancia 220 MVAr.

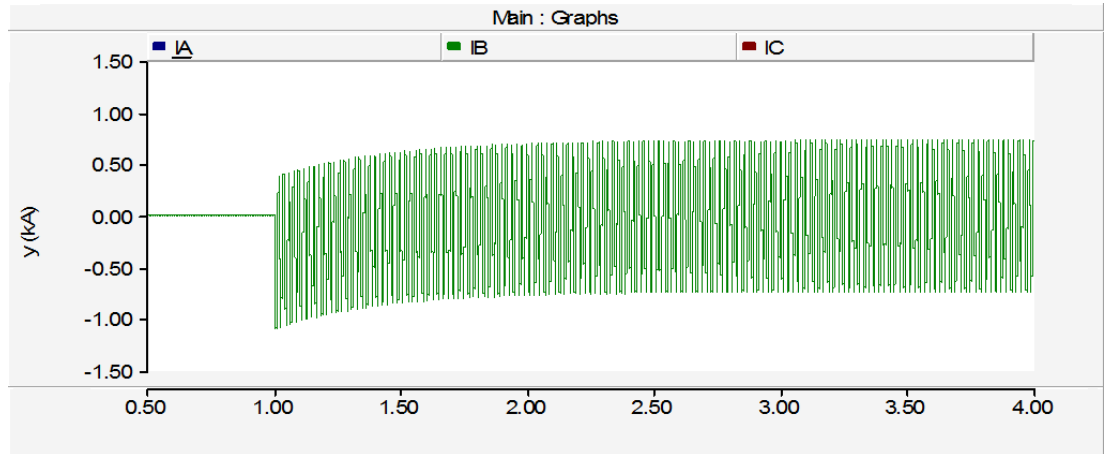


Figura 3.3.2.10.4. Detalle fase B, cierre reactancia 220 MVar.

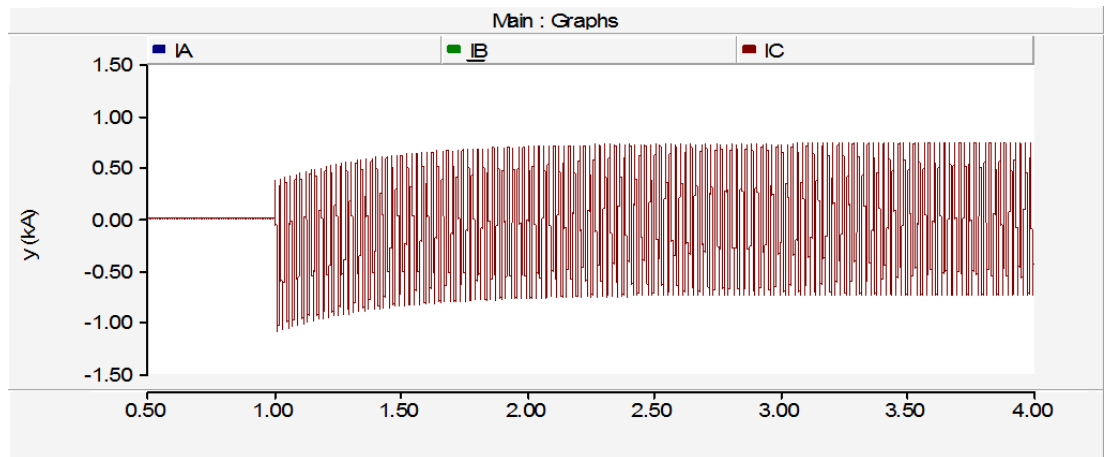


Figura 3.3.2.10.5. Detalle fase C, cierre reactancia 220 MVar.

En la Figura 3.3.2.10.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 220 MVar y una tensión 230 kV.

La sobrecorriente de pico registrada es de valor 1,44 kA, es decir, más del doble de la corriente nominal esperada para esta fase. Se puede apreciar una gran componente continua en el transitorio de inserción que no se estabiliza hasta 2.05 segundos después del cierre.

3.3.2.11. Simulación 11 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
18	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	330 MVAr

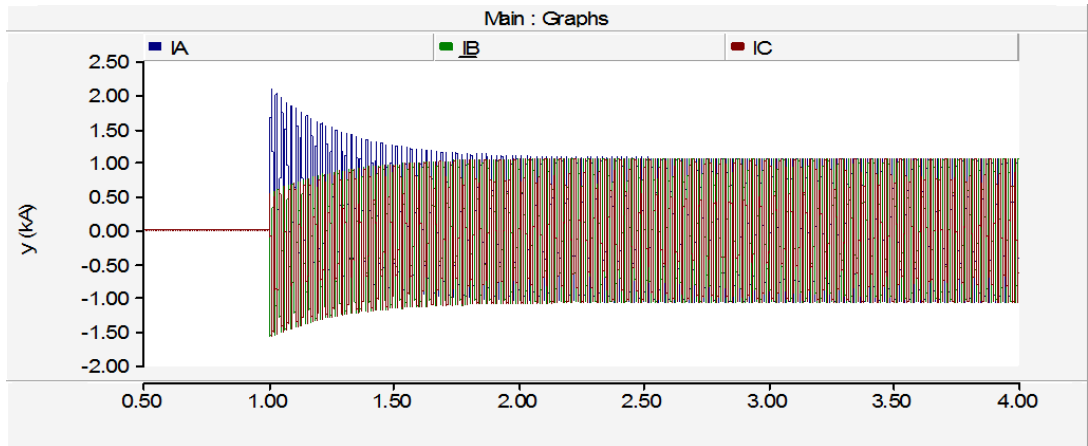


Figura 3.3.2.11.1. Corrientes en cierre reactancia 330 MVAr.

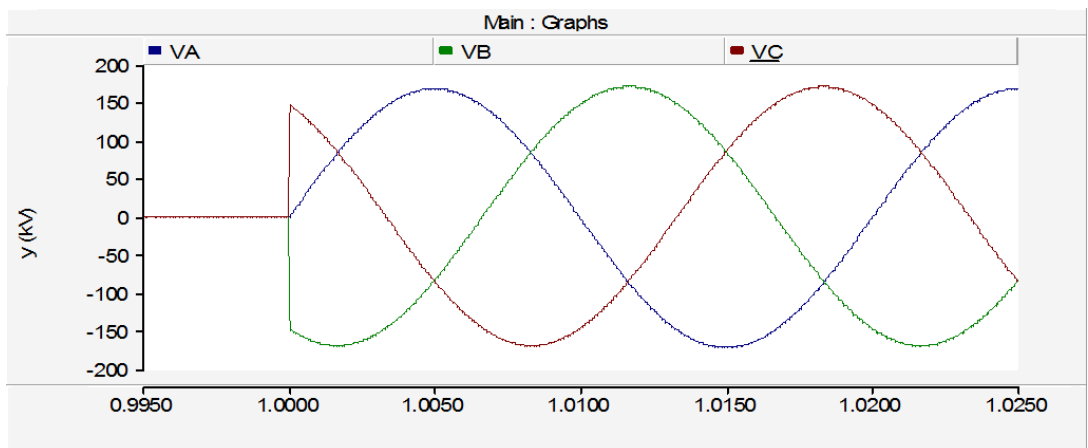


Figura 3.3.2.11.2. Tensiones en cierre reactancia 330 MVAr.

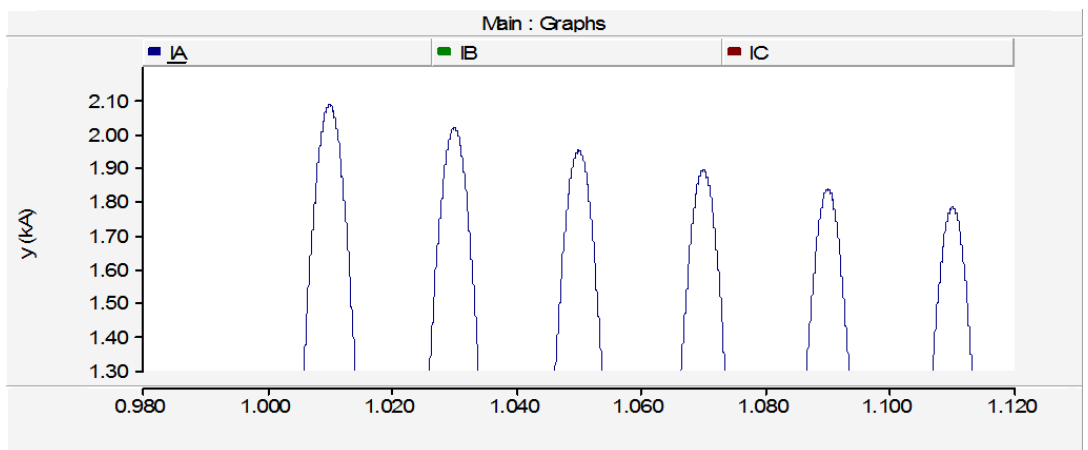


Figura 3.3.2.11.3. Detalle fase A, cierre reactancia 330 MVAr.

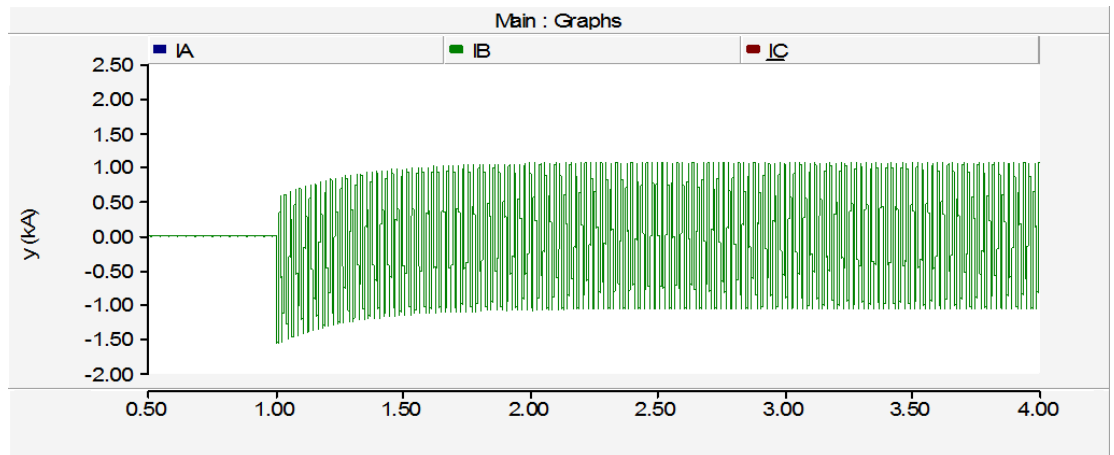


Figura 3.3.2.11.4. Detalle fase B, cierre reactancia 330 MVar.

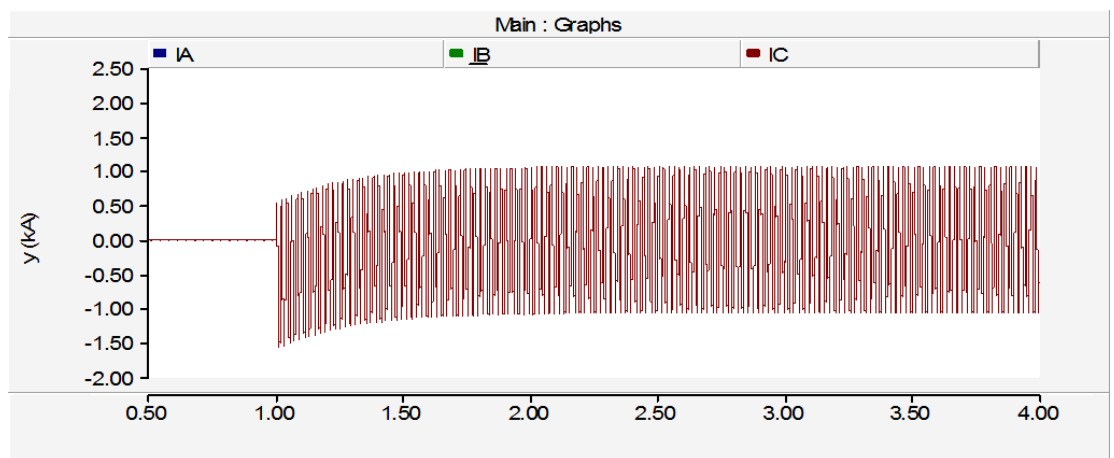


Figura 3.3.2.11.5. Detalle fase C, cierre reactancia 330 MVar.

En la Figura 3.3.2.11.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 330 MVar y 230 kV de tensión.

La sobrecorriente de pico registrada es de valor 2.08 kA, es decir, más del doble de la corriente nominal esperada para esta fase. También se puede observar una gran componente continua en el transitorio de inserción que no se estabiliza hasta 1.52 segundos después del cierre.

Comparando los resultados de las simulaciones 6-11, se observa que para una tensión similar del sistema, cuanto mayor sea la potencia de la reactancia, menor tiempo se necesitará para la estabilización de los armónicos surgidos tras el cierre.

Así mismo, tras el resultado del análisis de estas simulaciones, se aprecia que la sobrecorriente producida es proporcional a la potencia del elemento e inversamente proporcional a la tensión del sistema.

Simulaciones de potencia de la fuente variable

Se muestran las simulaciones de la potencia de la fuente variable. Se han realizado 6 pruebas, correspondientes a 100, 300, 500, 700, 900 y 1100 MVA. Los resultados se muestran en la tabla 3.3.2.4, en la que se puede ver para cada simulación la potencia del elemento, intensidad nominal, la tensión y las intensidades máximas de cada fase en los semiciclos positivos y negativos. Estos datos se recogerán en el gráfico 3.3.2.9.

El esquema adoptado es el siguiente:

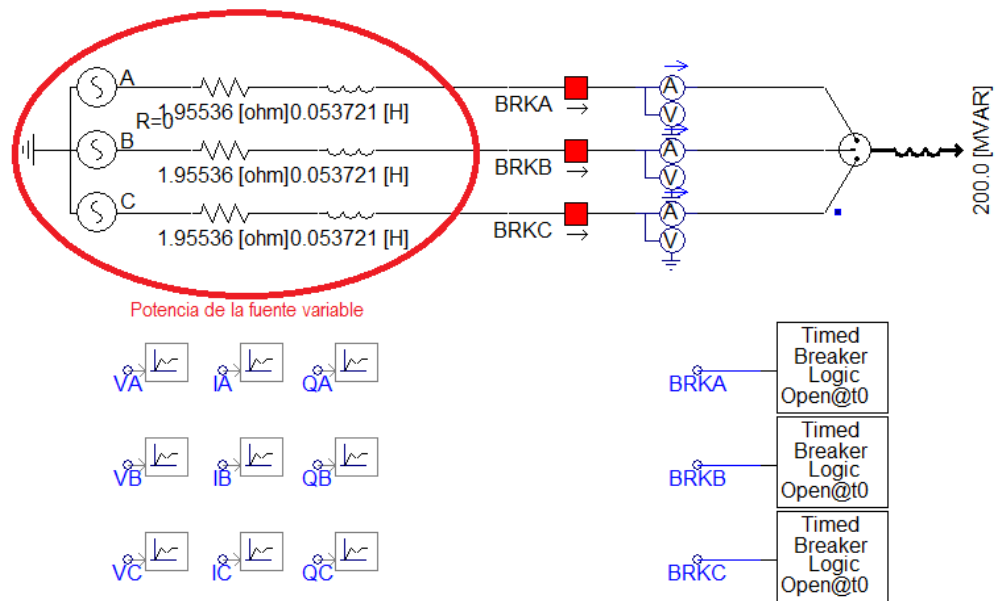


Figura 3.3.2.8. Esquema de la simulación de reactancias con variación de la potencia de la fuente.

POTENCIA FUENTE VARIABLE												
Prueba Nº	Tensión compuesta	Potencia fuente	Resistencia de la fuente	Reactancia de la fuente	I nominal (+)	I nominal (-)	Intensidad (+) A	Intensidad (-) A	Intensidad (+) B	Intensidad (-) B	Intensidad (+) C	Intensidad (-) C
1	230,00 kV	100 MVA	1,95536 Ω	0,05372 H	0,35 kA	-0,35 kA	0,68 kA	-0,34 kA	0,34 kA	-0,51 kA	0,34 kA	-0,51 kA
2	230,00 kV	300 MVA	0,65170 Ω	0,01790 H	0,35 kA	-0,35 kA	0,70 kA	-0,35 kA	0,35 kA	-0,52 kA	0,35 kA	-0,52 kA
3	230,00 kV	500 MVA	0,39100 Ω	0,01074 H	0,35 kA	-0,35 kA	0,70 kA	-0,35 kA	0,35 kA	-0,53 kA	0,35 kA	-0,52 kA
4	230,00 kV	700 MVA	0,27933 Ω	0,00767 H	0,35 kA	-0,35 kA	0,70 kA	-0,35 kA	0,35 kA	-0,53 kA	0,35 kA	-0,52 kA
5	230,00 kV	900 MVA	0,21720 Ω	0,00590 H	0,35 kA	-0,35 kA	0,70 kA	-0,35 kA	0,35 kA	-0,53 kA	0,35 kA	-0,52 kA
6	230,00 kV	1100 MVA	0,17770 Ω	0,00488 H	0,35 kA	-0,35 kA	0,70 kA	-0,35 kA	0,35 kA	-0,53 kA	0,35 kA	-0,52 kA

Tabla 3.3.2.4. Resultado de la simulación de reactancias con variación de la potencia fuente.

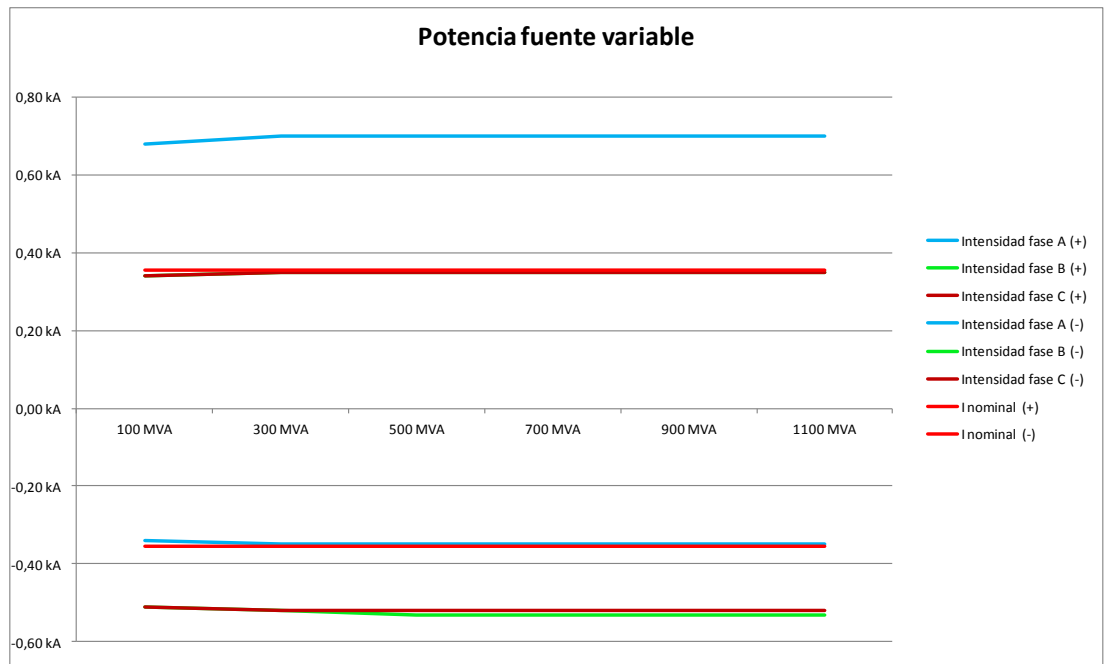


Figura 3.3.2.9. Gráfica de la simulación de reactancias con variación de la potencia fuente.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.3.2.4.

3.3.2.12. Simulación 12 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
1	1.95536Ω 0.053721H 100MVA	230 kV	Reactancia	200 MVAr

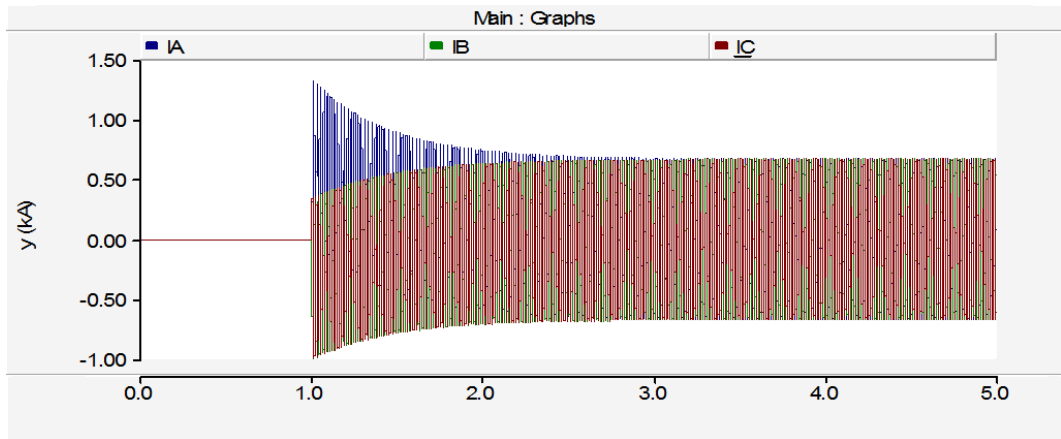


Figura 3.3.2.12.1. Corrientes en cierre reactancia 200 MVAr.

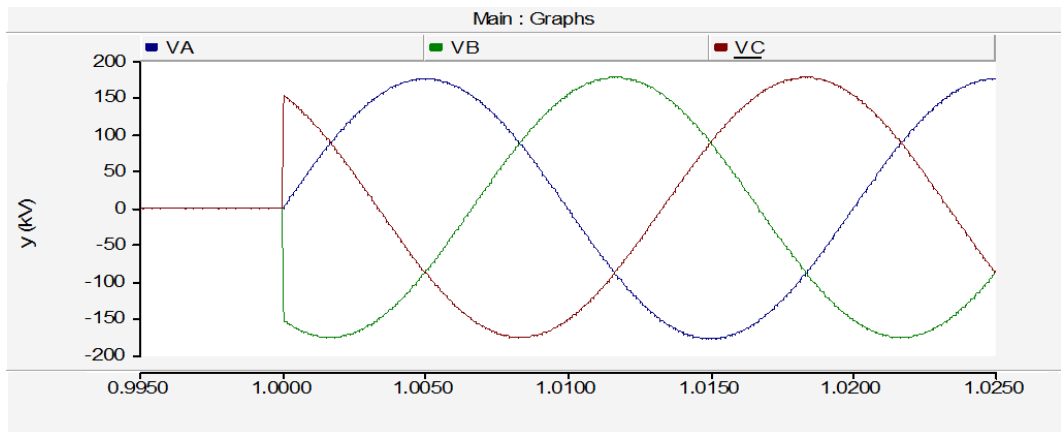


Figura 3.3.2.12.2. Tensiones en cierre reactancia 200 MVAr.

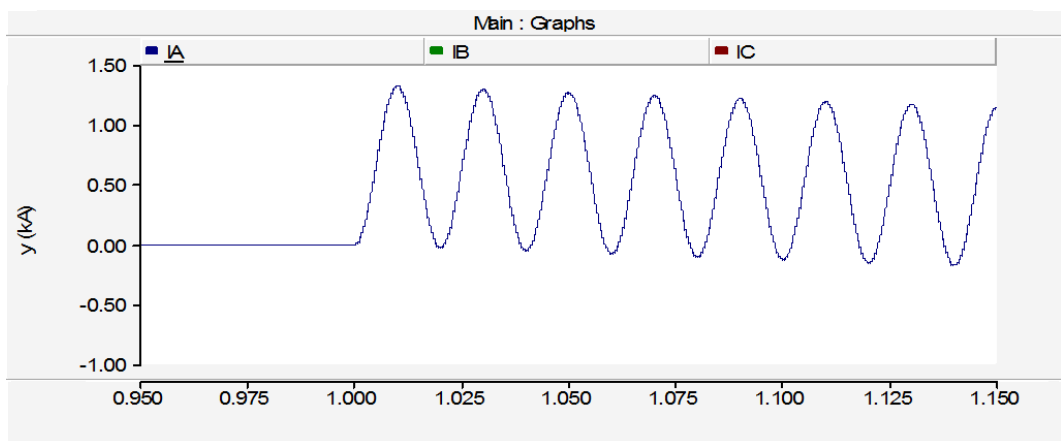


Figura 3.3.2.12.3. Detalle fase A, cierre reactancia 200 MVAr.

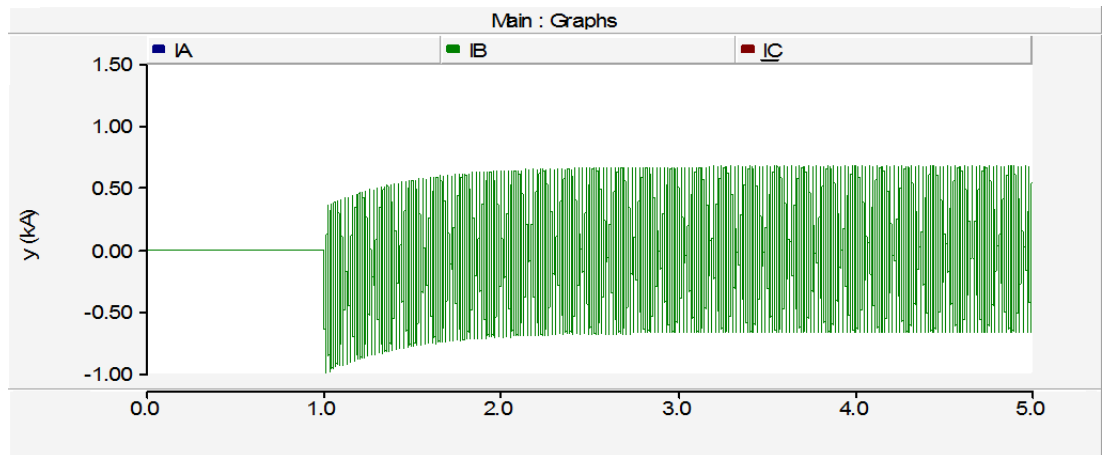


Figura 3.3.2.12.4. Detalle fase B, cierre reactancia 200 MVar.

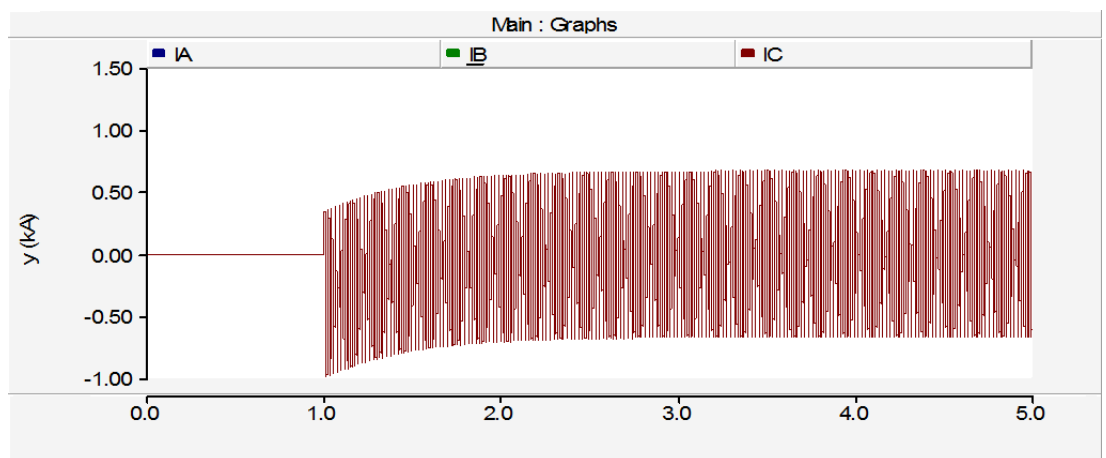


Figura 3.3.2.12.5. Detalle fase C, cierre reactancia 200 MVar.

En la Figura 3.3.2.12.1. se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 200 MVar, conectada a una fuente de tensión de 100 MVA, que coincide con un paso por cero de la tensión de la fase A, la cual provoca un pico de intensidad de 1,32 kA, estabilizándose a los 3 segundos de que se haya efectuado el cierre.

3.3.2.13. Simulación 13 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
3	0.391Ω 0.01074H 500MVA	230 kV	Reactancia	200 MVAr

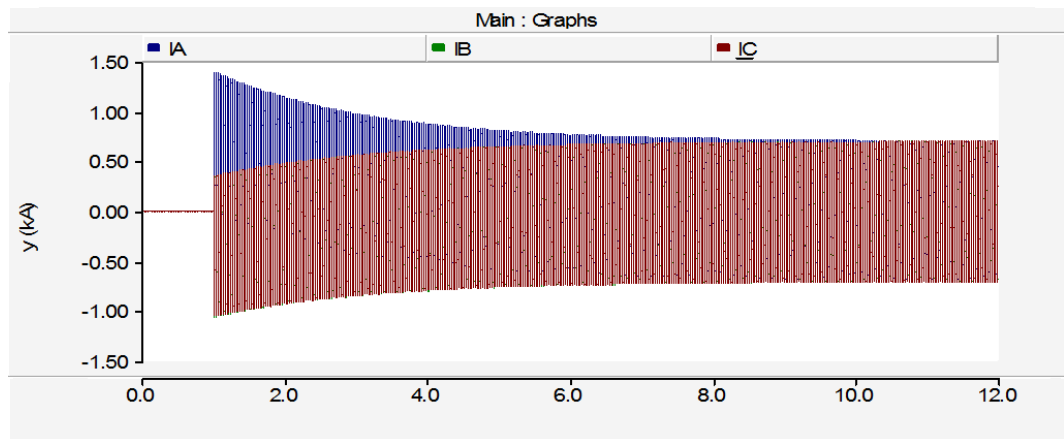


Figura 3.3.2.13.1. Corrientes en cierre reactancia 200 MVAr.

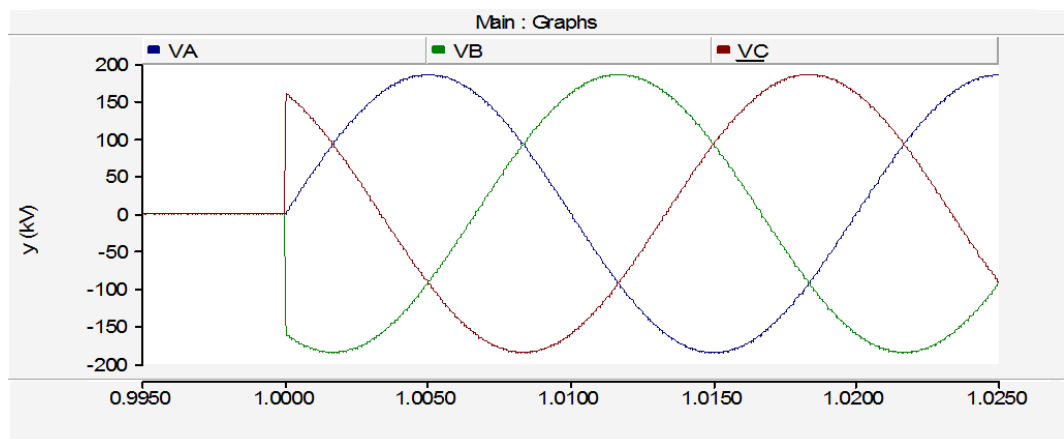


Figura 3.3.2.13.2. Tensiones en cierre reactancia 200 MVAr.

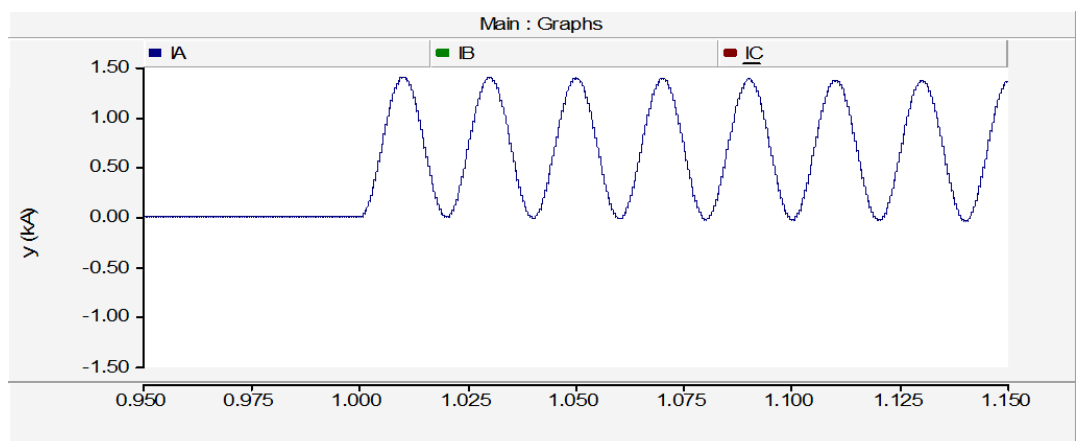


Figura 3.3.2.13.3. Detalle fase A, cierre reactancia 200 MVAr.

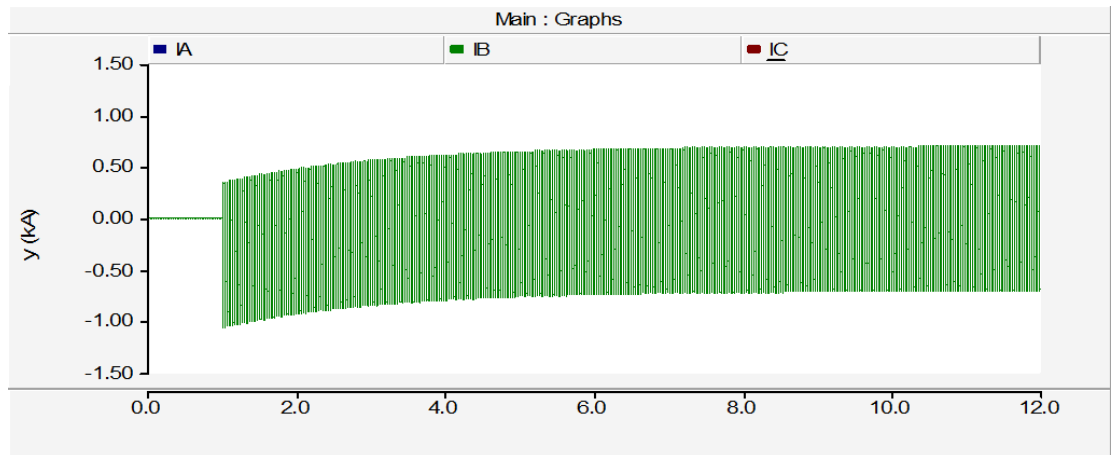


Figura 3.3.2.13.4. Detalle fase B, cierre reactancia 200 MVar.

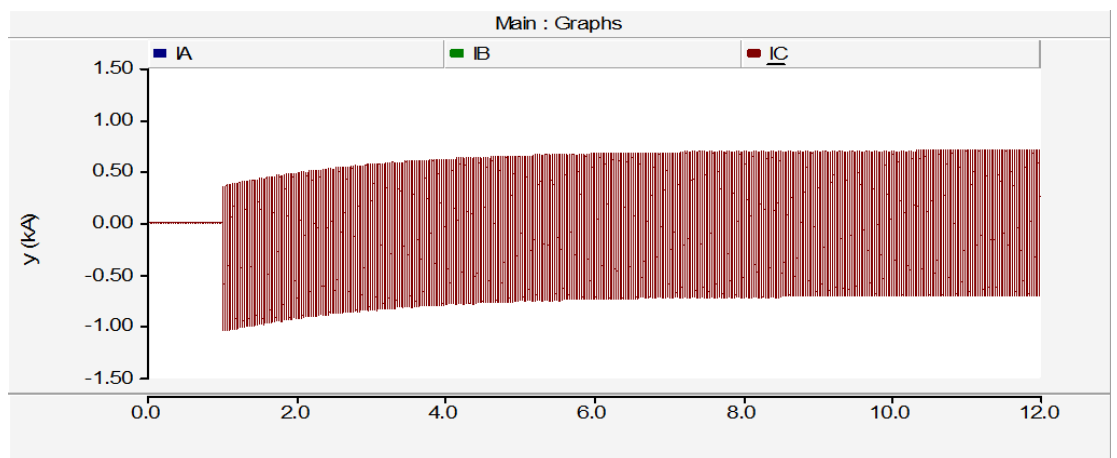


Figura 3.3.2.13.5. Detalle fase C, cierre reactancia 200 MVar.

En la Figura 3.3.2.13.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 200 MVar y una tensión 230 kV.

La sobrecorriente de pico registrada es de valor 1,4 kA, es decir, más del doble de la corriente nominal esperada para esta fase.

Se puede apreciar una gran componente continua en el transitorio de inserción que no se estabiliza hasta 10 segundos después del cierre.

3.3.2.14. Simulación 14 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
6	0.1777 Ω 0.00488H 1100MVA	230 kV	Reactancia	200 MVAr

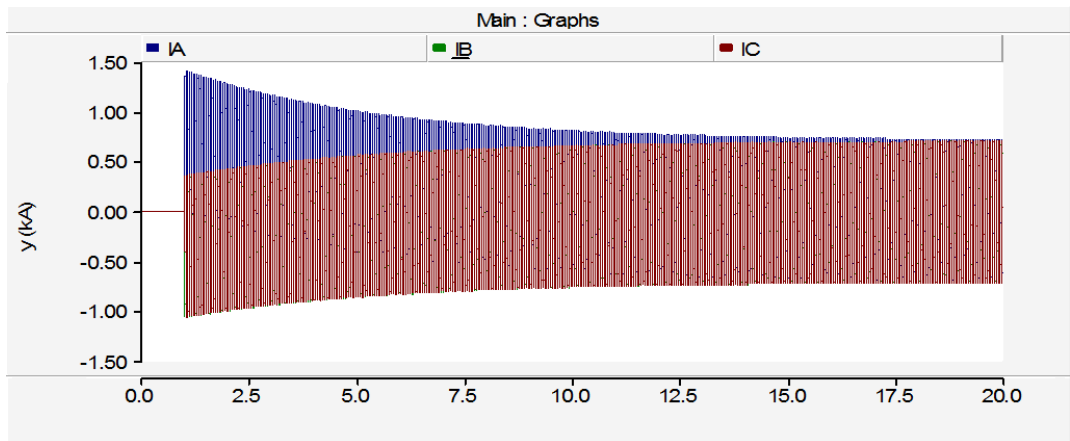


Figura 3.3.2.14.1. Corrientes en cierre reactancia 200 MVAr

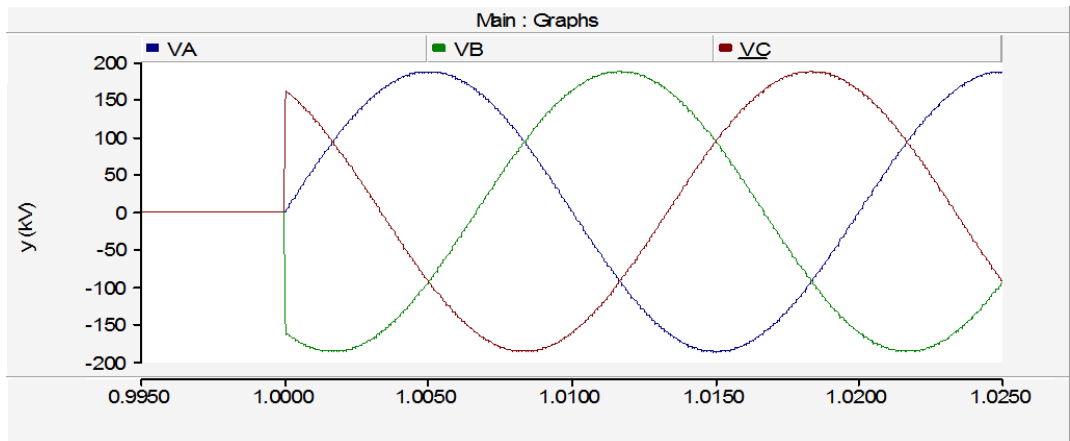


Figura 3.3.2.14.2. Tensiones en cierre reactancia 200 MVAr.

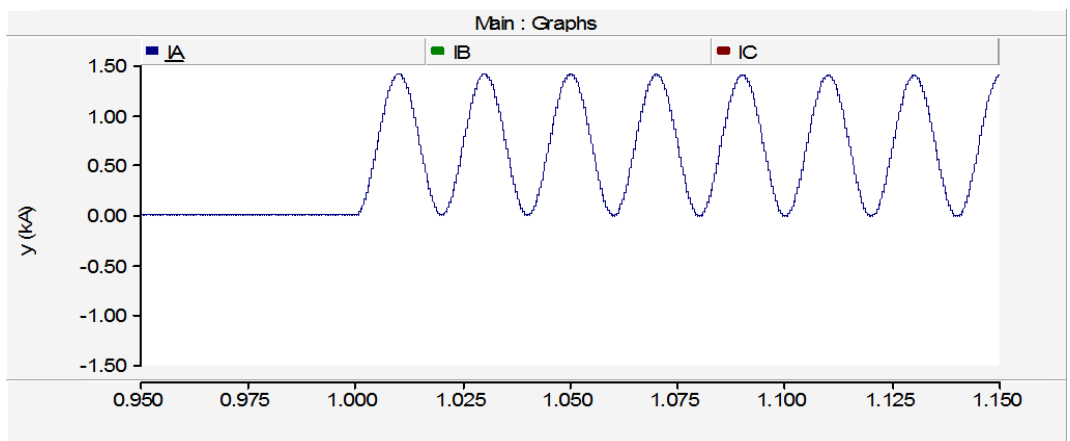


Figura 3.3.2.14.3. Detalle fase A, cierre reactancia 200 MVAr.

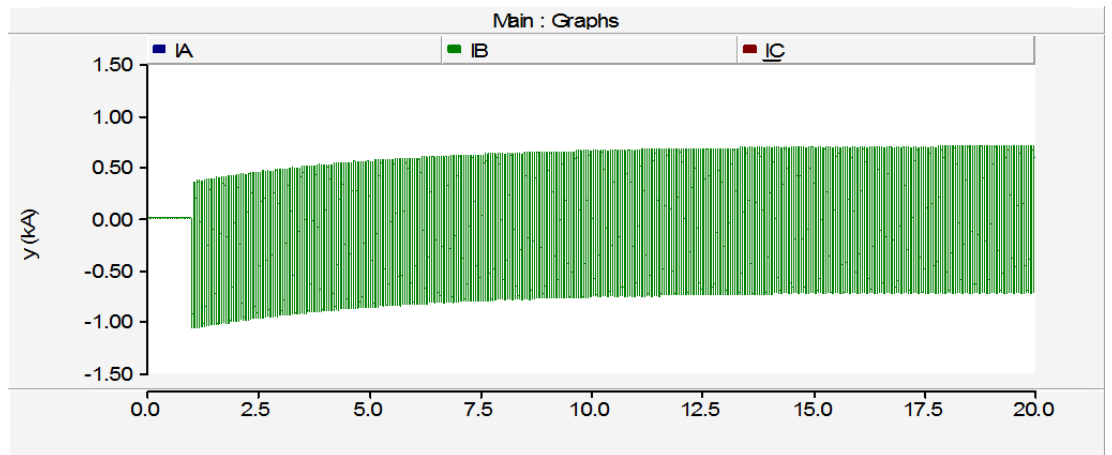


Figura 3.3.2.14.4. Detalle fase B, cierre reactancia 200 MVar.

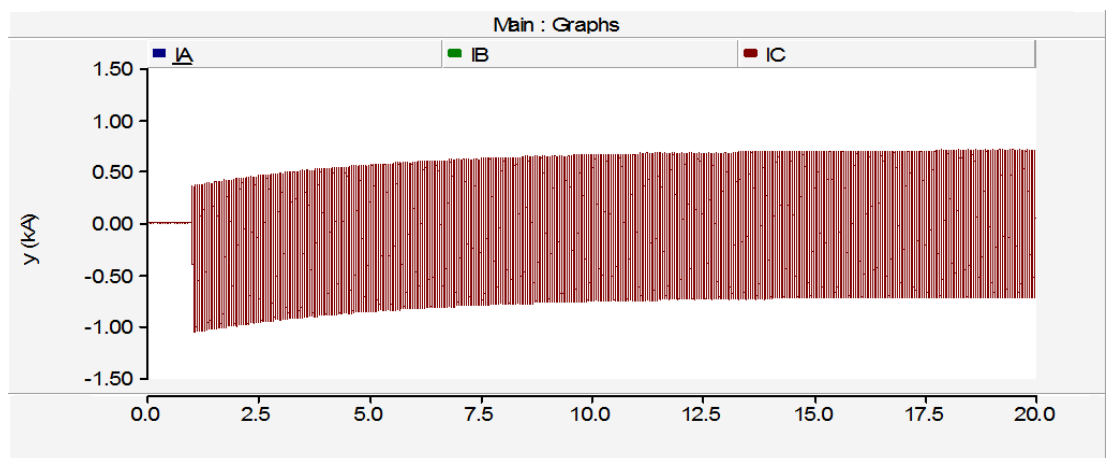


Figura 3.3.2.14.5. Detalle fase C, cierre reactancia 200 MVar.

En la Figura 3.3.2.14.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 200 MVar, conectada a una fuente de tensión de 1100 MVA, que coincide con un paso por cero de la tensión de la fase A, la cual provoca un pico de intensidad de 1,45 kA. Se estabiliza a los 3 segundos de que se haya efectuado el cierre.

En estas 3 últimas simulaciones se puede observar que cuanto más potencia tenga la fuente, mayor será la intensidad de pico y mayor el tiempo de estabilización.

Simulaciones de impedancia fuente variable

Se exponen las simulaciones de la impedancia fuente variable. Han sido llevadas a cabo 7 simulaciones, correspondientes a las impedancias fuentes de las subestaciones calculadas en el apartado anterior de cálculos de impedancias con la herramienta PSS-E. Los resultados son mostrados en la tabla 3.3.2.5, en la que se puede ver para cada simulación la potencia del elemento, intensidad nominal, la tensión y las intensidades máximas de cada fase en los semiciclos positivos y negativos. Estos datos se recogerán en el gráfico 3.3.2.11.

El esquema adoptado es el siguiente:

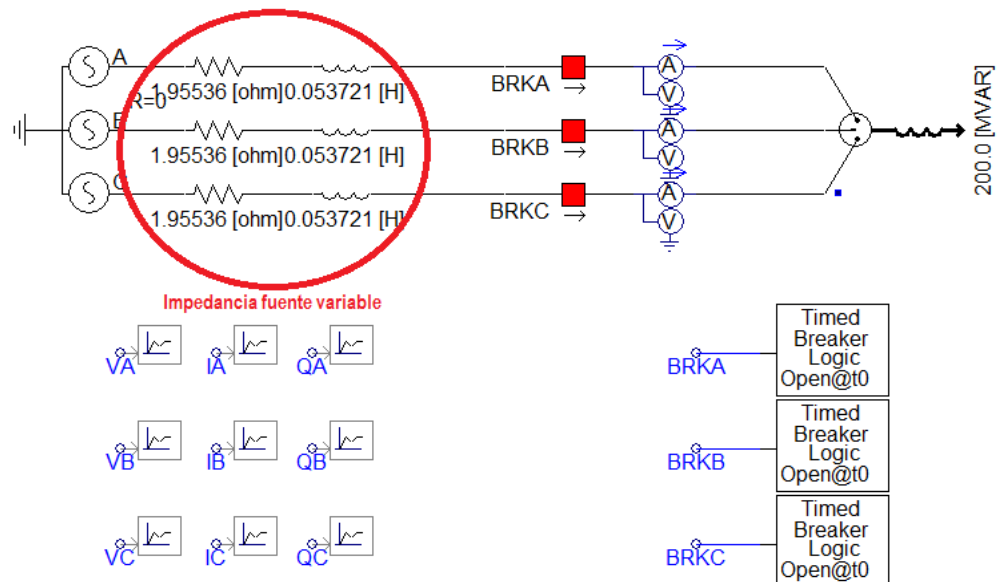


Figura 3.3.2.10. Esquema de la simulación de reactancias con variación de la impedancia fuente.

IMPEDANCIA FUENTE VARIABLE											
Prueba N°	Tensión compuesta	Resistencia de la fuente	Reactancia de la fuente	I nominal (+)	I nominal (-)	Intensidad (+) A	Intensidad (-) A	Intensidad (+) B	Intensidad (-) B	Intensidad (+) C	Intensidad (-) C
1	230,00 kV	1,95536 Ω	0,05372 H	0,35 kA	-0,35 kA	0,68 kA	-0,34 kA	0,34 kA	-0,51 kA	0,34 kA	-0,51 kA
2	230,00 kV	0,30492 Ω	0,01220 H	0,35 kA	-0,35 kA	0,70 kA	-0,35 kA	0,35 kA	-0,53 kA	0,35 kA	-0,53 kA
3	230,00 kV	0,30976 Ω	0,01262 H	0,35 kA	-0,35 kA	0,70 kA	-0,35 kA	0,35 kA	-0,53 kA	0,35 kA	-0,53 kA
4	230,00 kV	0,93000 Ω	0,02859 H	0,35 kA	-0,35 kA	0,69 kA	-0,35 kA	0,35 kA	-0,52 kA	0,35 kA	-0,52 kA
5	230,00 kV	0,44528 Ω	0,02757 H	0,35 kA	-0,35 kA	0,69 kA	-0,35 kA	0,35 kA	-0,52 kA	0,35 kA	-0,52 kA
6	230,00 kV	31,27600 Ω	0,43104 H	0,35 kA	-0,35 kA	0,52 kA	-0,28 kA	0,28 kA	-0,40 kA	0,28 kA	-0,40 kA
7	230,00 kV	0,12584 Ω	0,00843 H	0,35 kA	-0,35 kA	0,70 kA	-0,35 kA	0,35 kA	-0,53 kA	0,35 kA	-0,53 kA

Tabla 3.3.2.5. Resultado de la simulación de reactancias con variación de la impedancia fuente.

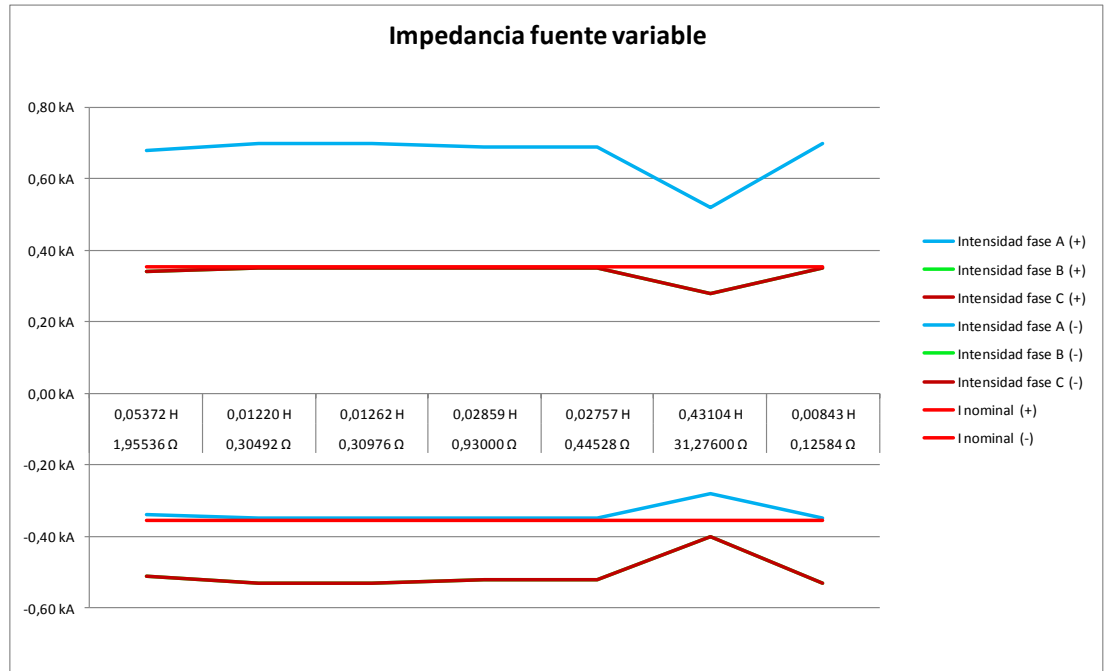


Figura 3.3.2.11. Gráfica de la simulación de reactancias con variación de la impedancia fuente.

Seguidamente, se presentan las simulaciones más representativas, señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.3.2.5.

3.3.2.15. Simulación 15 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
1	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	200 MVAr

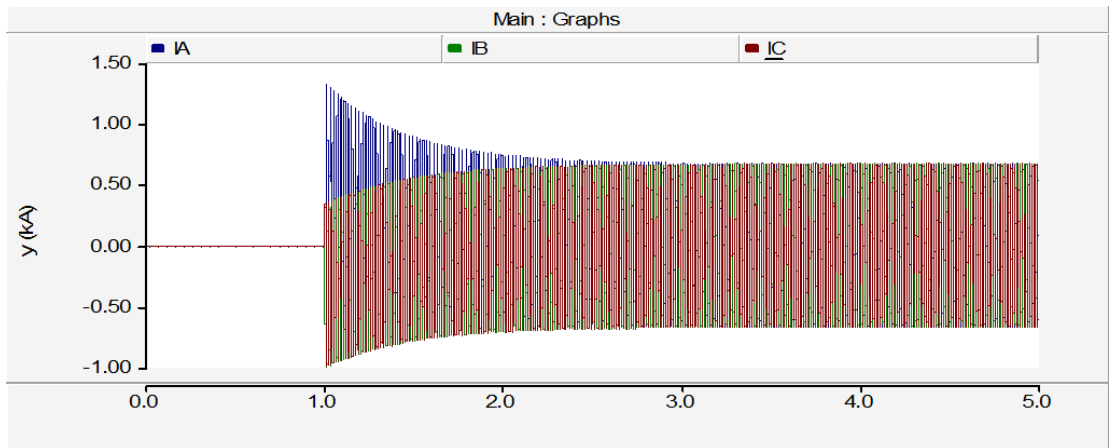


Figura 3.3.2.15.1. Corrientes en cierre reactancia 200 MVAr.

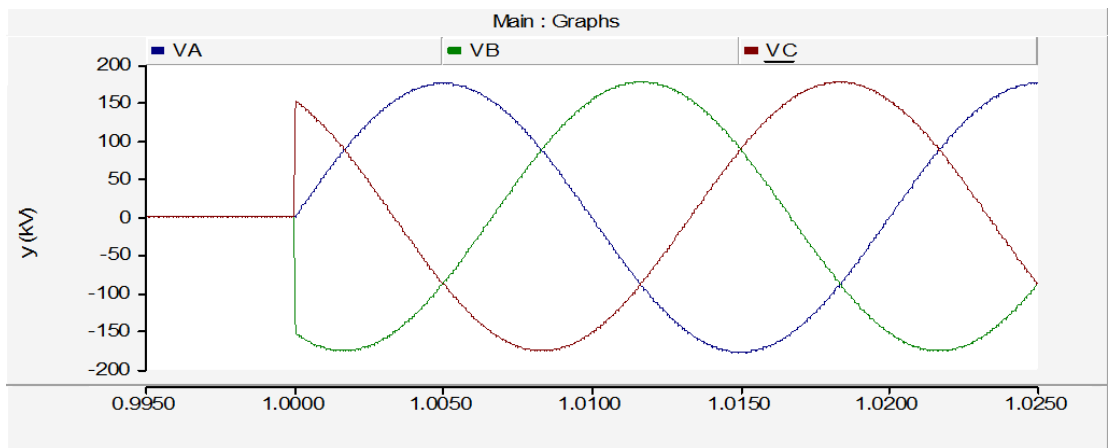


Figura 3.3.2.15.2. Tensiones en cierre reactancia 200 MVAr.

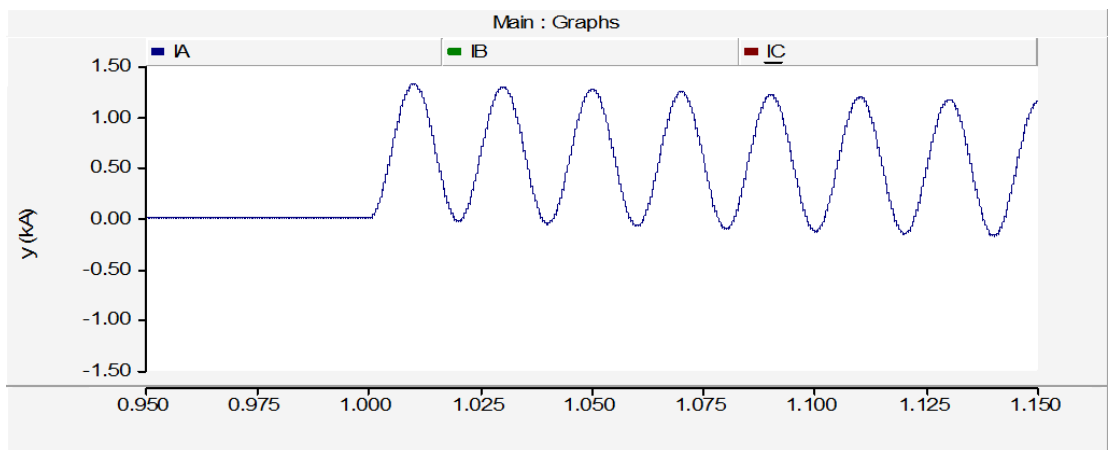


Figura 3.3.2.15.3. Detalle fase A, cierre reactancia 200 MVAr.

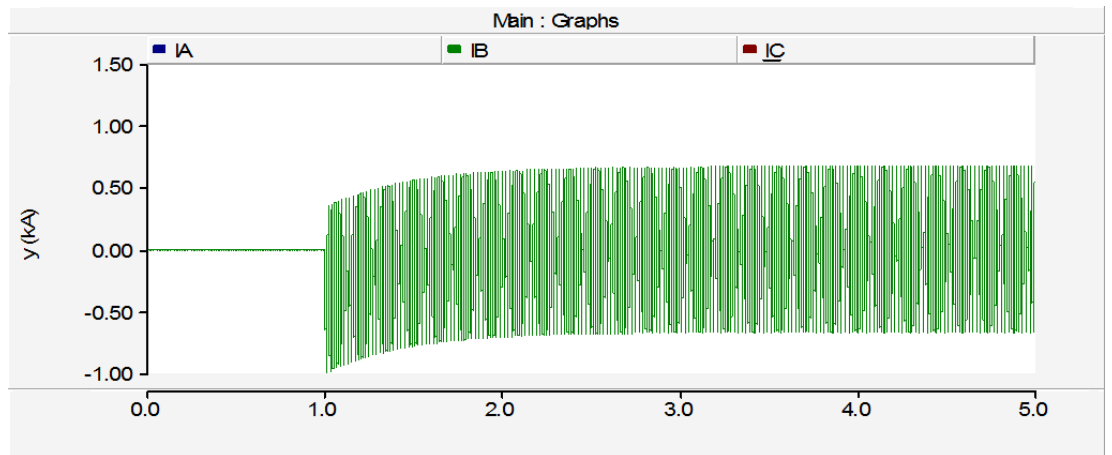


Figura 3.3.2.15.4. Detalle fase B, cierre reactancia 200 MVar.

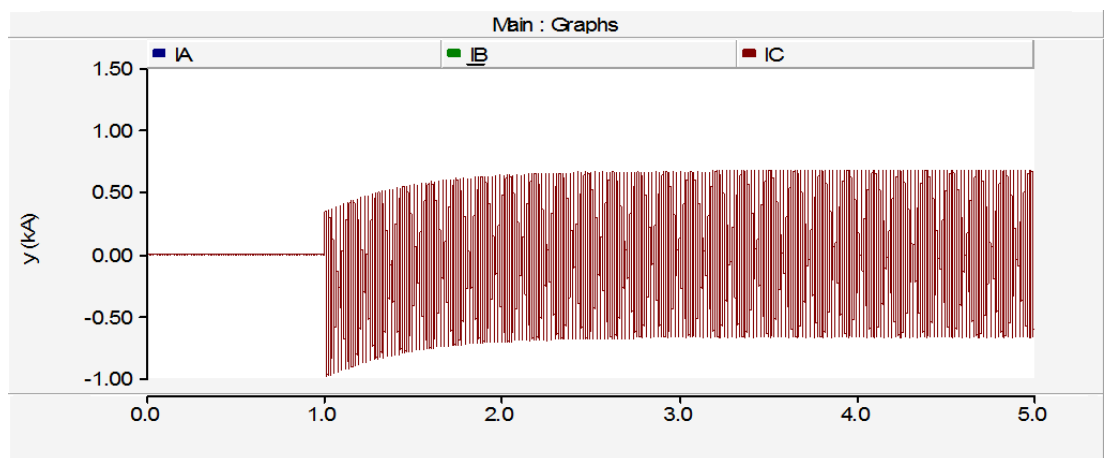


Figura 3.3.2.15.5. Detalle fase C, cierre reactancia 200 MVar.

En la Figura 3.3.2.15.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 200 MVar, que coincide con un paso por cero de la tensión de la fase A, lo cual al tratarse de una carga reactiva, corresponde con un máximo de corriente de la misma fase. Esto provoca una sobrecorriente de pico de valor 1,32 kA, es decir, más del doble de la corriente nominal esperada para esta fase. Dicho transitorio de inserción no se estabiliza hasta 3 segundos después del cierre.

3.3.2.16. Simulación 16 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
6	31.276Ω 0.43104H	230 kV	Reactancia	200 MVAr

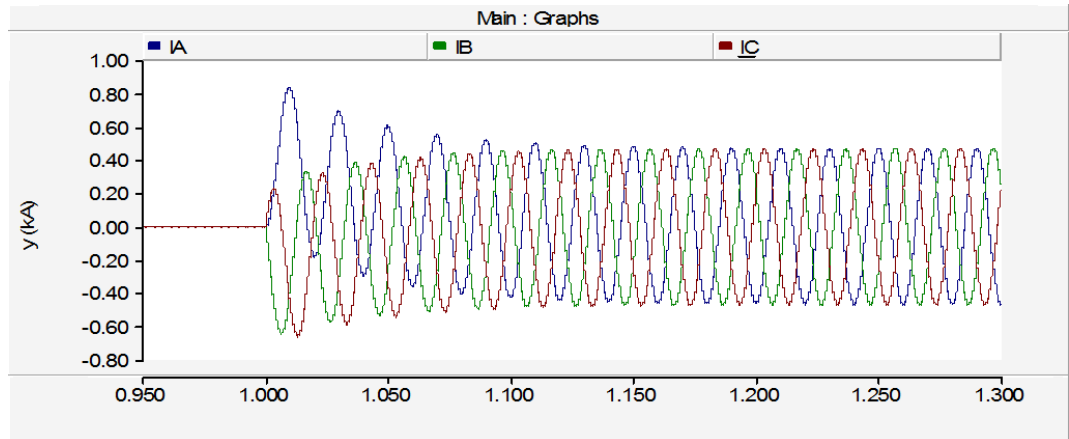


Figura 3.3.2.16.1. Corrientes en cierre reactancia 200 MVAr.

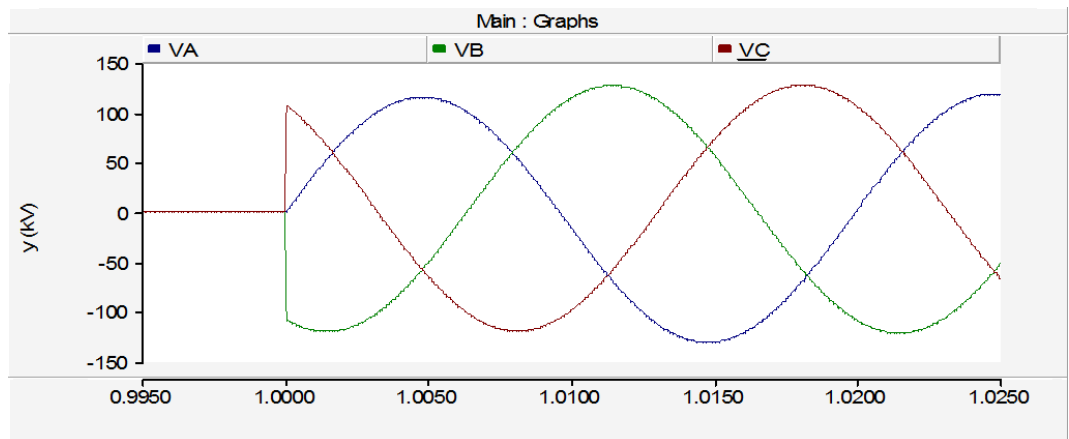


Figura 3.3.2.16.2. Tensiones en cierre reactancia 200 MVAr.

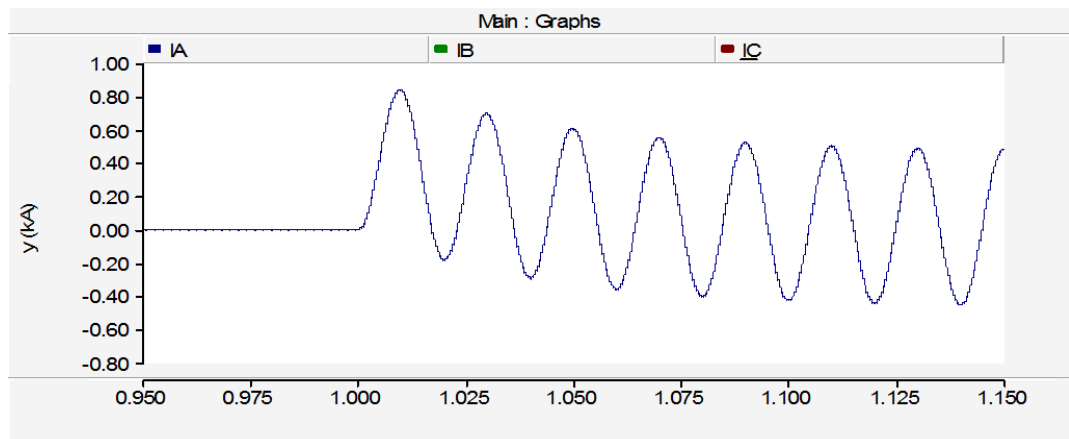


Figura 3.3.2.16.3. Detalle fase A, cierre reactancia 200 MVAr.

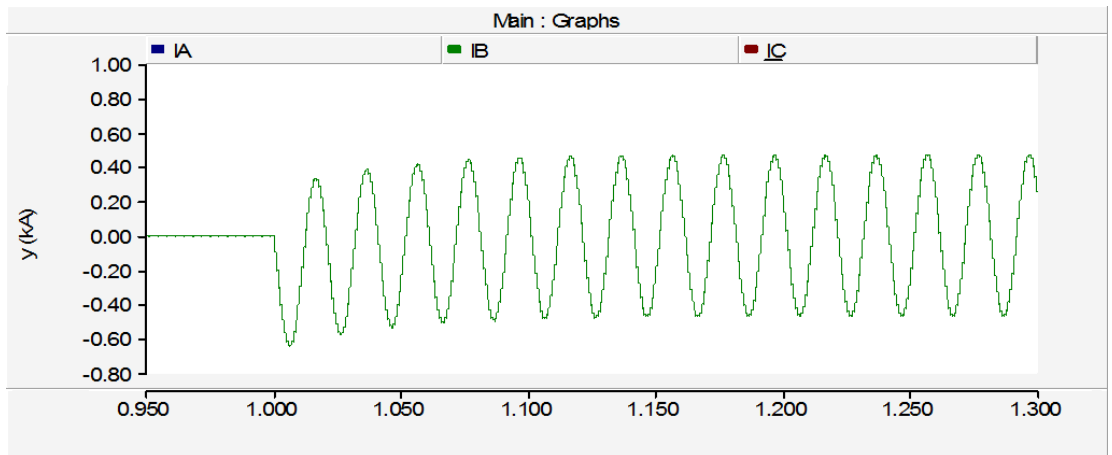


Figura 3.3.2.16.4. Detalle fase B, cierre reactancia 200 MVar.

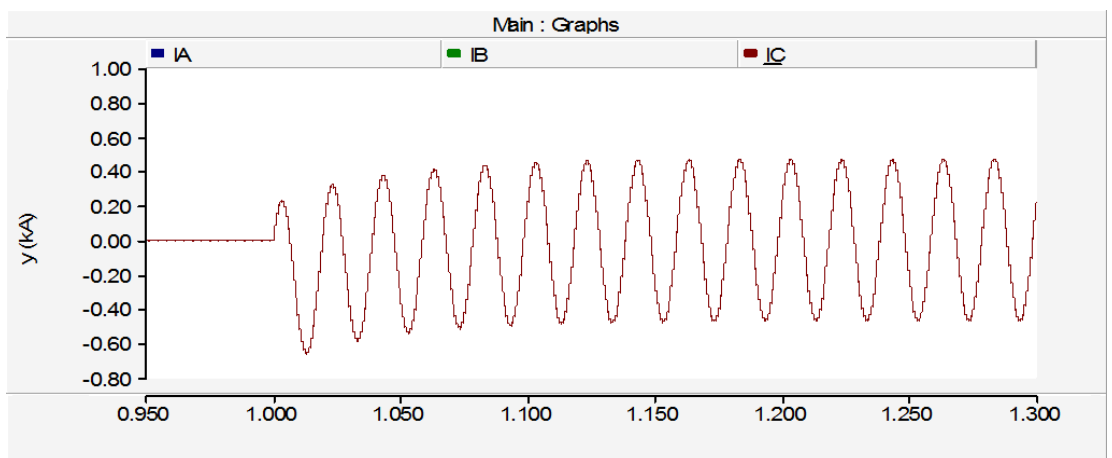


Figura 3.3.2.16.5. Detalle fase C, cierre reactancia 200 MVar.

En la Figura 3.3.2.16.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 200 MVar y una tensión 230 kV.

La sobrecorriente de pico registrada es de valor 0.9 kA, es decir, más del doble de la corriente nominal esperada para esta fase.

Se puede apreciar una gran componente continua en el transitorio de inserción que no se estabiliza hasta 0.2 segundos después del cierre.

3.3.2.17. Simulación 17 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
7	0.12584Ω 0.00843H	230 kV	Reactancia	200 MVAr

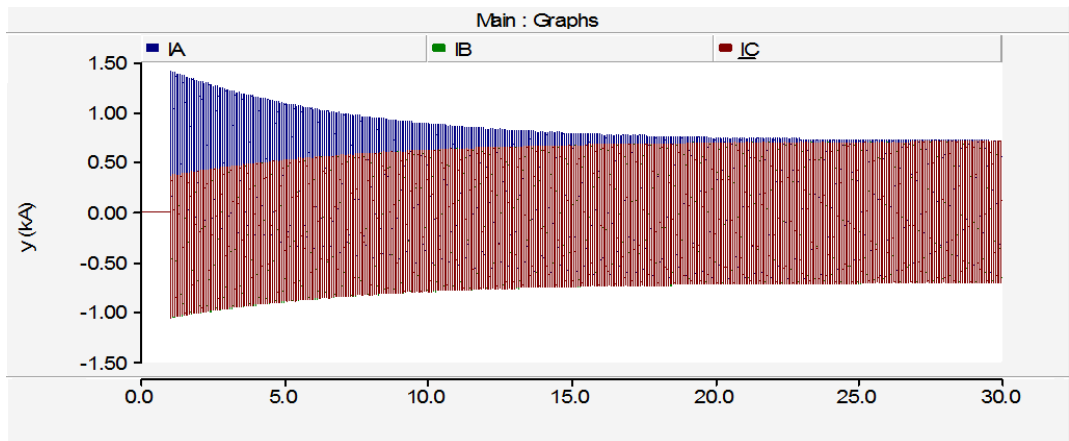


Figura 3.3.2.17.1. Corrientes en cierre reactancia 200 MVAr.

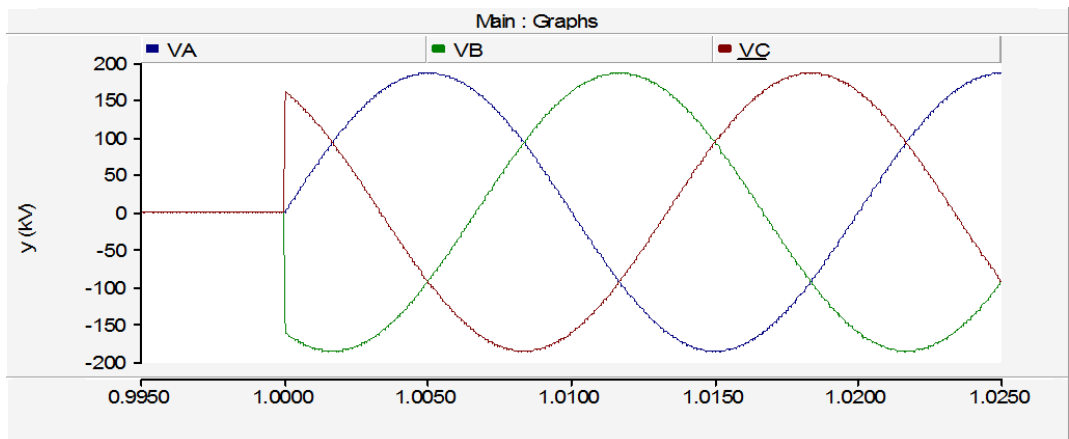


Figura 3.3.2.17.2. Tensiones en cierre reactancia 200 MVAr.

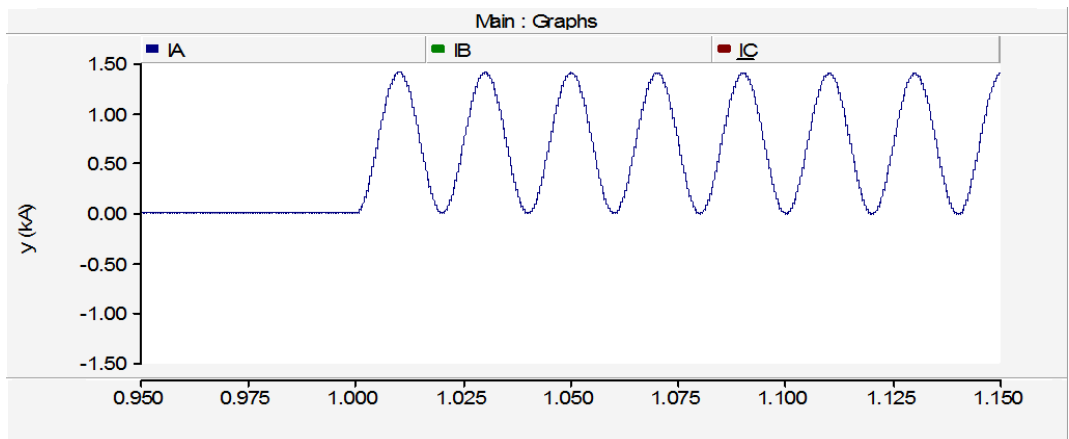


Figura 3.3.2.17.3. Detalle fase A, cierre reactancia 200 MVAr.

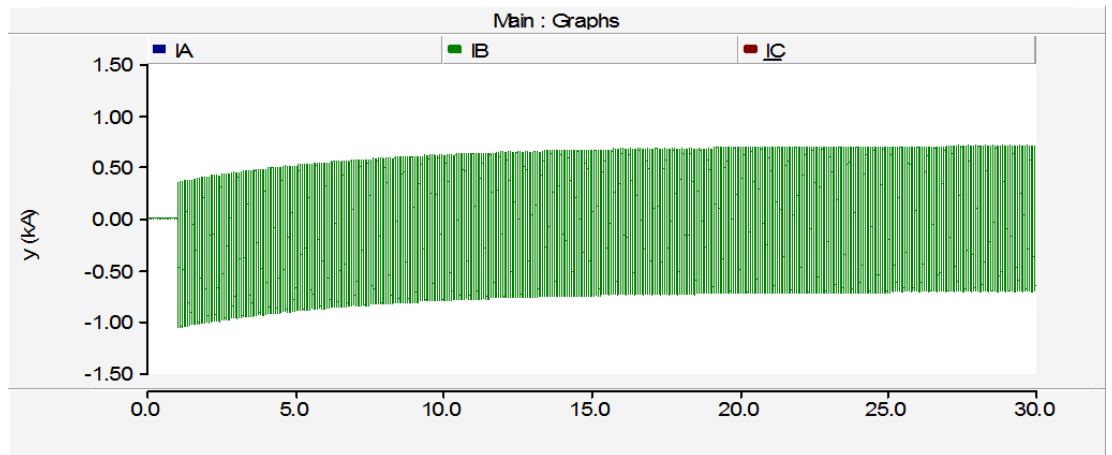


Figura 3.3.2.17.4. Detalle fase B, cierre reactancia 200 MVar.

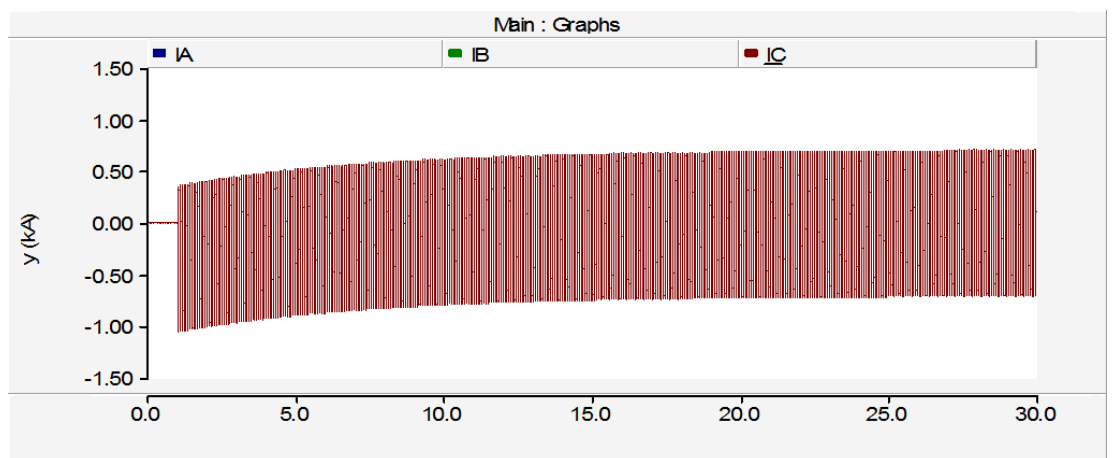


Figura 3.3.2.17.5. Detalle fase C, cierre reactancia 200 MVar.

En la Figura 3.3.2.17.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una reactancia de 200 MVar, que coincide con un paso por cero de la tensión de la fase A, lo cual al tratarse de un carga reactiva, corresponde con un máximo de corriente de la misma fase. Esto provoca una sobrecorriente de pico de valor 1,4 kA, es decir, más del doble de la corriente nominal esperada para esta fase. También se puede percibir una gran componente continua en el transitorio de inserción, que no se estabiliza hasta 29 segundos después del cierre.

En estas tres simulaciones anteriores se puede observar que los fenómenos adversos son mayores cuanto menor es la impedancia de la fuente. También se puede apreciar que cuanto mayor sea la impedancia de la fuente menores serán su intensidades de pico y nominales de cada una de las fases.

Simulaciones de tiempo de estabilización variando la potencia de la fuente

Se analizan las simulaciones del tiempo de estabilización variando la potencia fuente. Se han realizado 6 simulaciones, correspondientes a los valores utilizados anteriormente para la misma. Los resultados se muestran en la tabla 3.3.2.6, en la que se puede ver para cada simulación la potencia del elemento, intensidad nominal, la tensión y las intensidades máximas de cada fase en los semiciclos positivos y negativos. Estos datos se recogerán en el gráfico 3.3.2.13.

El esquema adoptado es el siguiente:

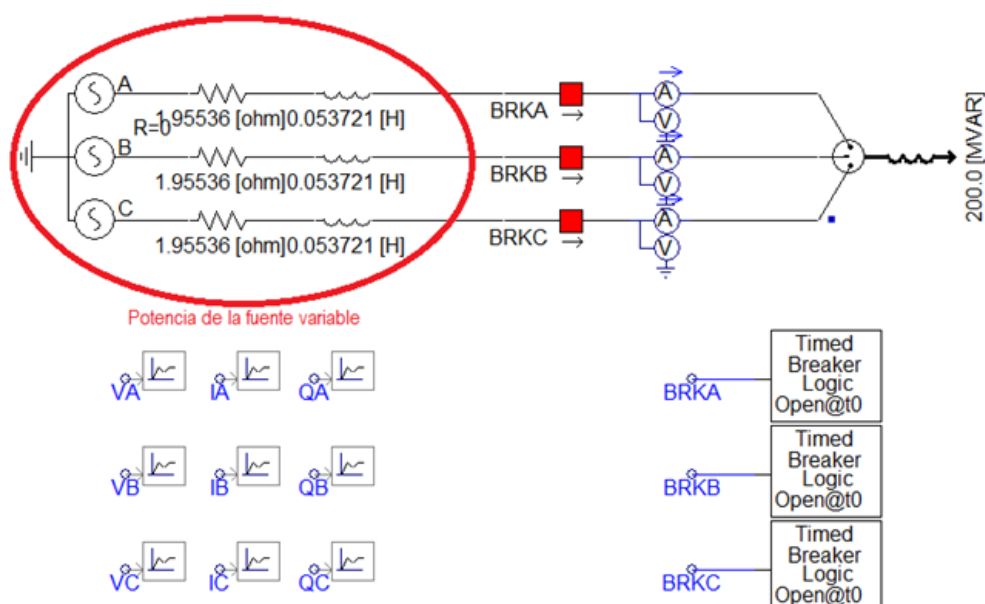


Figura 3.3.2.12. Esquema de la simulación de reactancias con variación de la potencia fuente.

TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN VARIANDO LA POTENCIA DE LA FUENTE					
Prueba Nº	Tensión compuesta	Potencia fuente	Resistencia de la fuente	Reactancia de la fuente	Tiempo de estabilización
1	230,00 kV	100 MVA	1,95536 Ω	0,05372 H	2,17 s
2	230,00 kV	300 MVA	0,65170 Ω	0,01790 H	8,37 s
3	230,00 kV	500 MVA	0,39100 Ω	0,01074 H	8,58 s
4	230,00 kV	700 MVA	0,27933 Ω	0,00767 H	11,27 s
5	230,00 kV	900 MVA	0,21720 Ω	0,00590 H	15,17 s
6	230,00 kV	1100 MVA	0,17770 Ω	0,00488 H	19,13 s

Tabla 3.3.2.6. Resultado de la simulación de reactancias con variación de la potencia fuente.

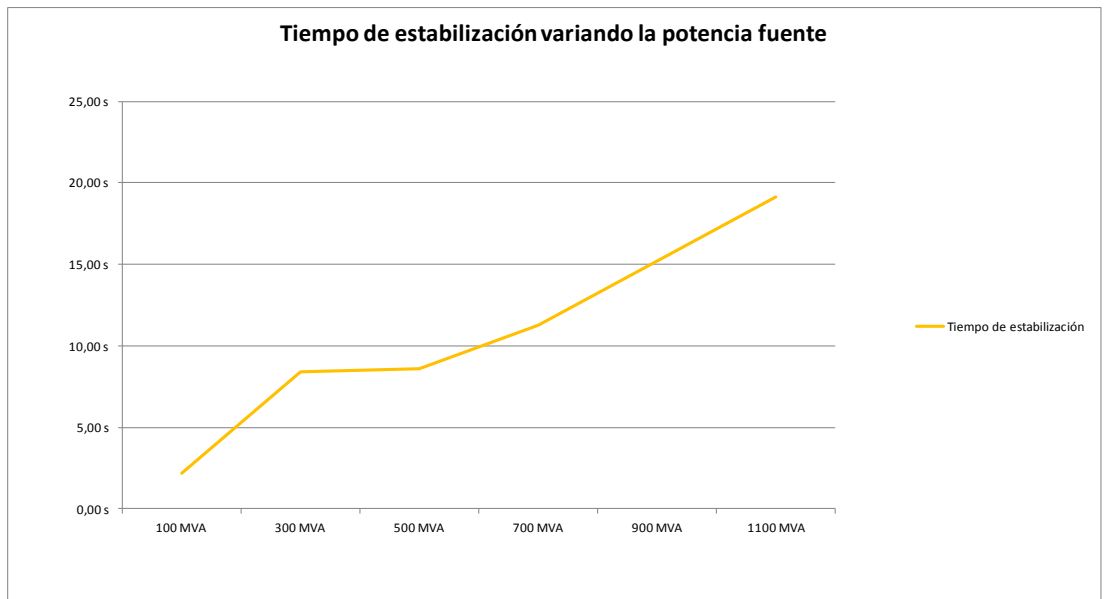


Figura 3.3.2.13. Gráfica de la simulación de reactancias con variación de la potencia fuente.

Seguidamente, se expondrán las simulaciones más representativas, señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.3.2.6.

3.3.2.18. Simulación 18 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
1	1.95536Ω 0.053721H 100MVA	230 kV	Reactancia	200 MVAr

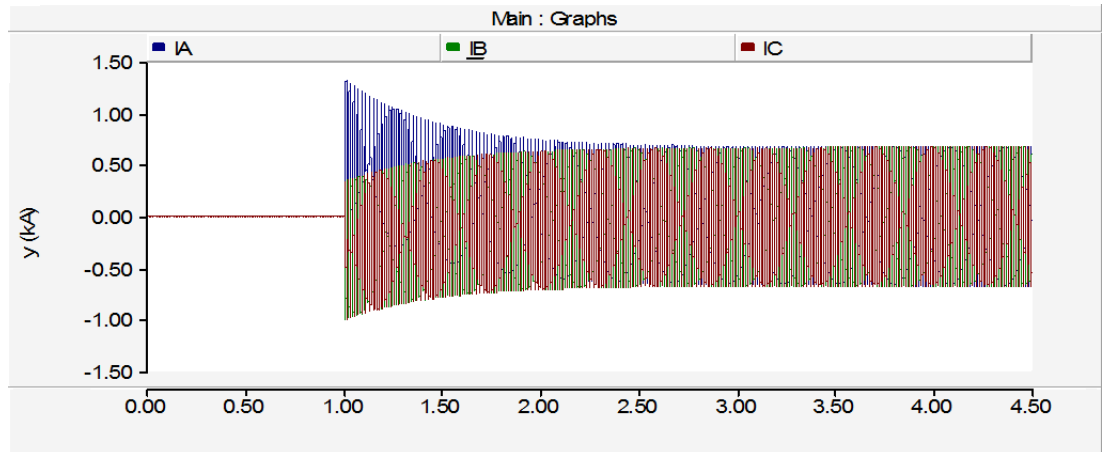


Figura 3.3.2.18.1. Corrientes en cierre reactancia 200 MVAr.

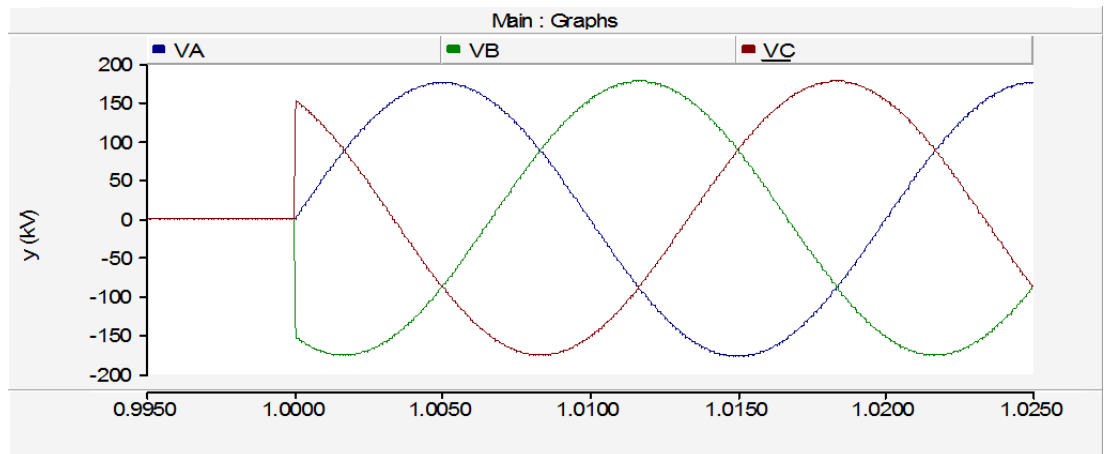


Figura 3.3.2.18.2. Tensiones en cierre reactancia 200 MVAr.

En la Figura 3.3.2.18.1 se observan las intensidades en el cierre de una reactancia de 200 MVAr, conectada en el instante $t=1$ a una fuente de tensión de 230 kV y 100 MVA. Estas intensidades tardan 2.17 segundos en estabilizarse.

3.3.2.19. Simulación 19 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
4	0.27933Ω 0.0767H 700MVA	230 kV	Reactancia	200 MVAr

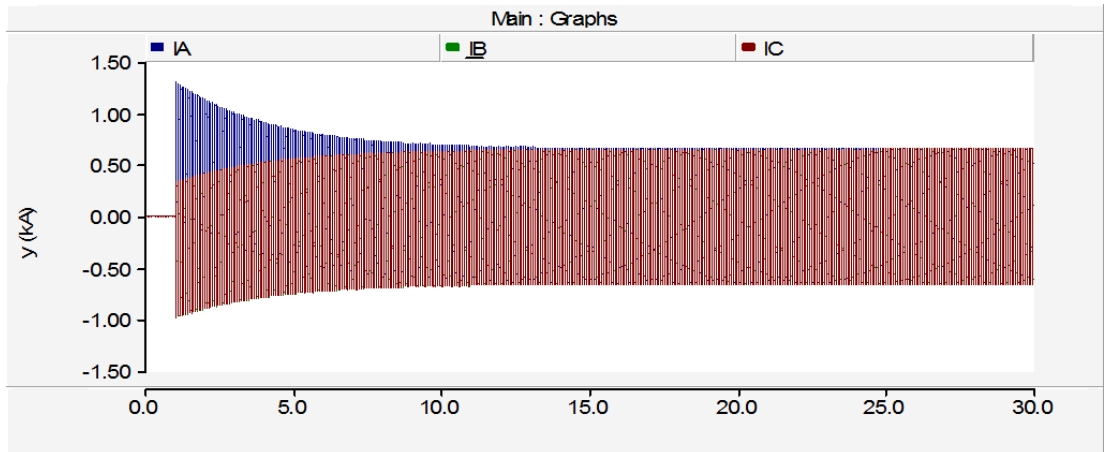


Figura 3.3.2.19.1. Corrientes en cierre reactancia 200 MVAr.

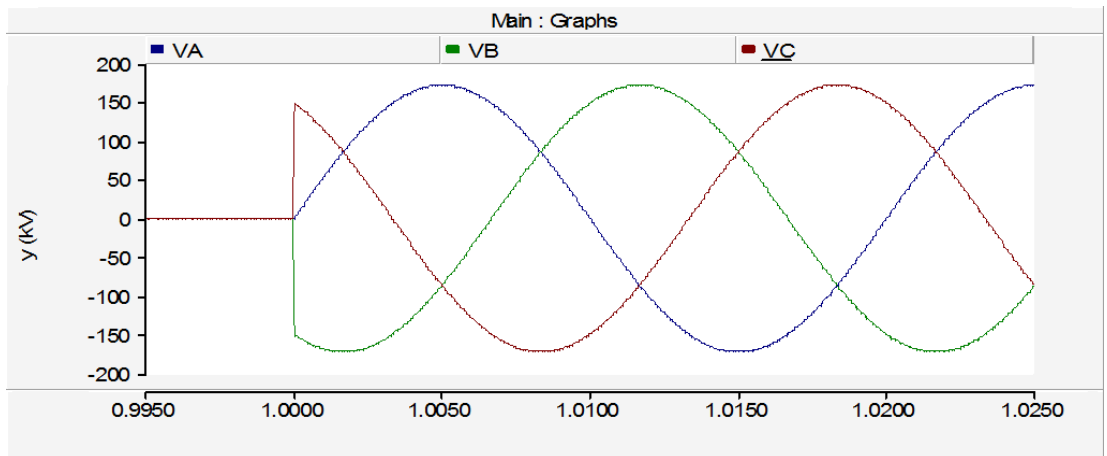


Figura 3.3.2.19.2. Tensiones en cierre reactancia 200 MVAr.

En la Figura 3.3.2.19.1 se observan las intensidades en el cierre de una reactancia de 200 MVAr, conectada en el instante $t=1$ a una fuente de tensión de 230 kV y 700 MVA. Estas intensidades tardan 11.27 segundos en estabilizarse.

3.3.2.20. Simulación 20 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
6	0.1777 Ω 0.00488H 1100MVA	230 kV	Reactancia	200 MVAr

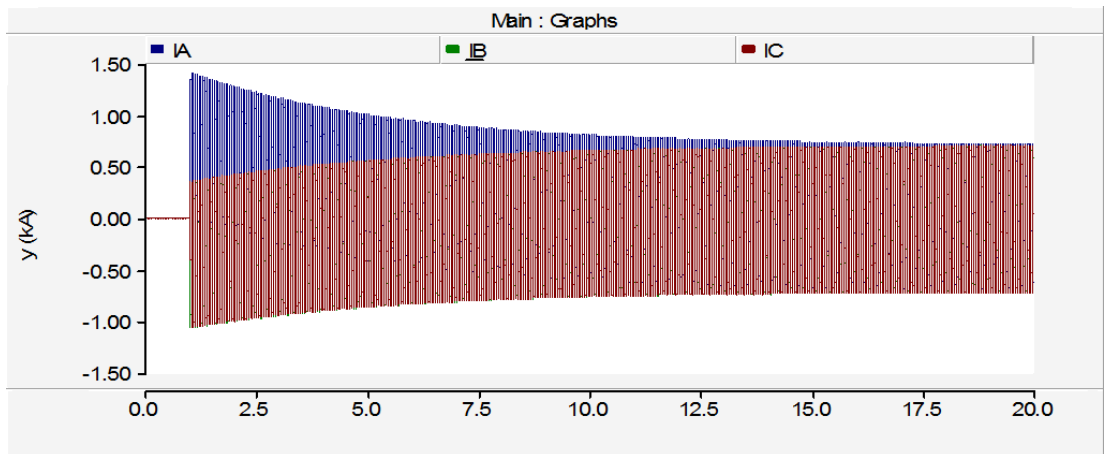


Figura 3.3.2.20.1. Corrientes en cierre reactancia 200 MVAr.

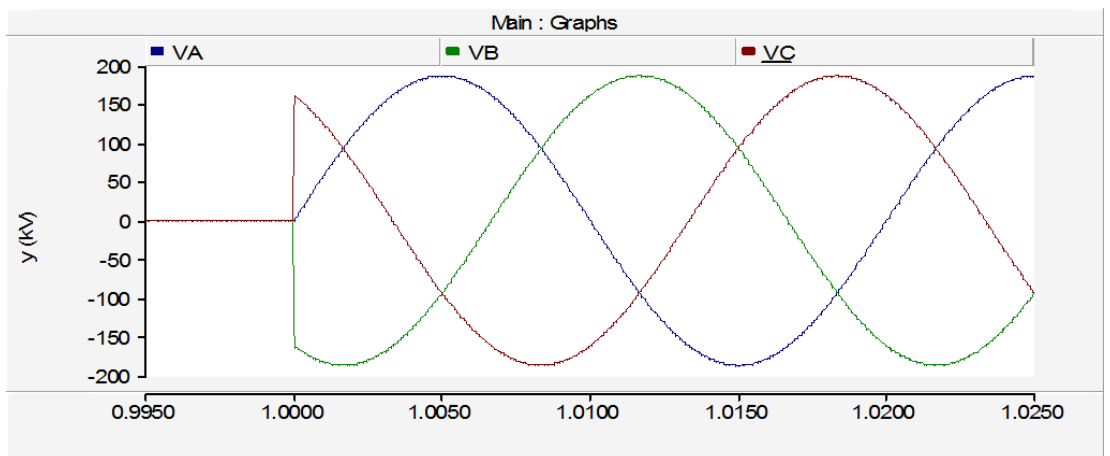


Figura 3.3.2.20.2. Tensiones en cierre reactancia 200 MVAr.

En la Figura 3.3.2.20.1 se observan las intensidades en el cierre de una reactancia de 200 MVAr, conectada en el instante $t=1$ a una fuente de tensión de 230 kV y 1100 MVA. Estas intensidades tardan 19.3 segundos en estabilizarse.

Comparando los resultados se obtiene que cuanto mayor sea la potencia de la fuente más tardará en estabilizarse el sistema.

Simulaciones de tiempo de estabilización variando la potencia del elemento

En este apartado se muestran las simulaciones del tiempo de estabilización variando la potencia del elemento. Se han realizado 9 simulaciones, correspondientes a los valores tomados anteriormente para la misma. Los resultados son mostrados en la tabla 3.3.2.7, en la que se puede apreciar para cada simulación la potencia del elemento, intensidad nominal, la tensión y las intensidades máximas de cada fase en los semiciclos positivos y negativos. Estos datos se recogerán en el gráfico 3.3.2.15.

El esquema adoptado es el siguiente:

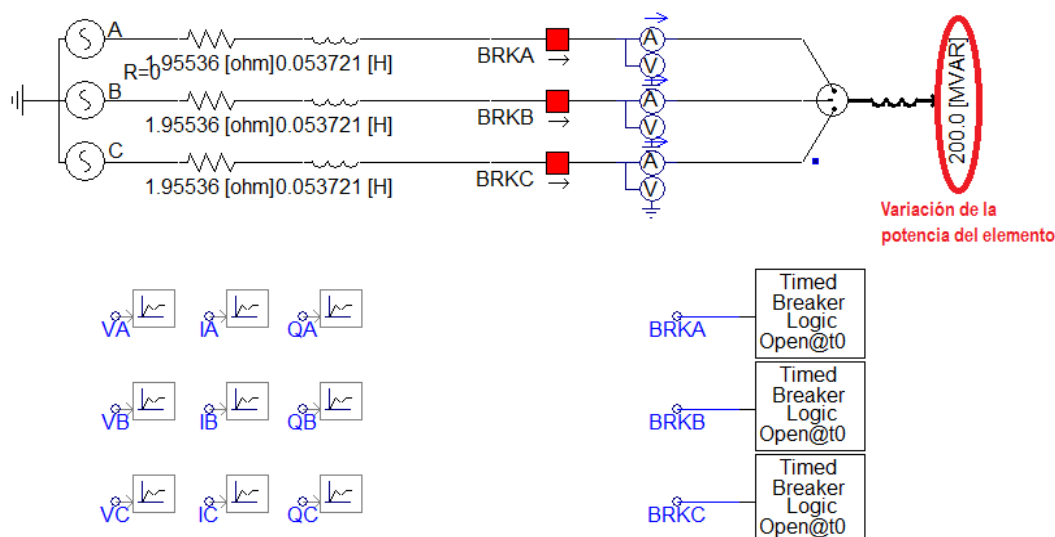


Figura 3.3.2.14. Esquema de la simulación de reactancias con variación de la potencia del elemento.

TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN VARIANDO LA POTENCIA DEL ELEMENTO			
Prueba Nº	Tensión compuesta	Potencia del elemento	Tiempo de estabilización
1	230,00 kV	100 MVar	3,80 s
2	230,00 kV	130 MVar	4,02 s
3	230,00 kV	160 MVar	2,66 s
4	230,00 kV	190 MVar	2,20 s
5	230,00 kV	220 MVar	1,72 s
6	230,00 kV	250 MVar	1,72 s
7	230,00 kV	280 MVar	1,62 s
8	230,00 kV	300 MVar	1,87 s
9	230,00 kV	330 MVar	1,74 s

Tabla 3.3.2.7. Resultados de la simulación de reactancias con variación de la potencia del elemento.

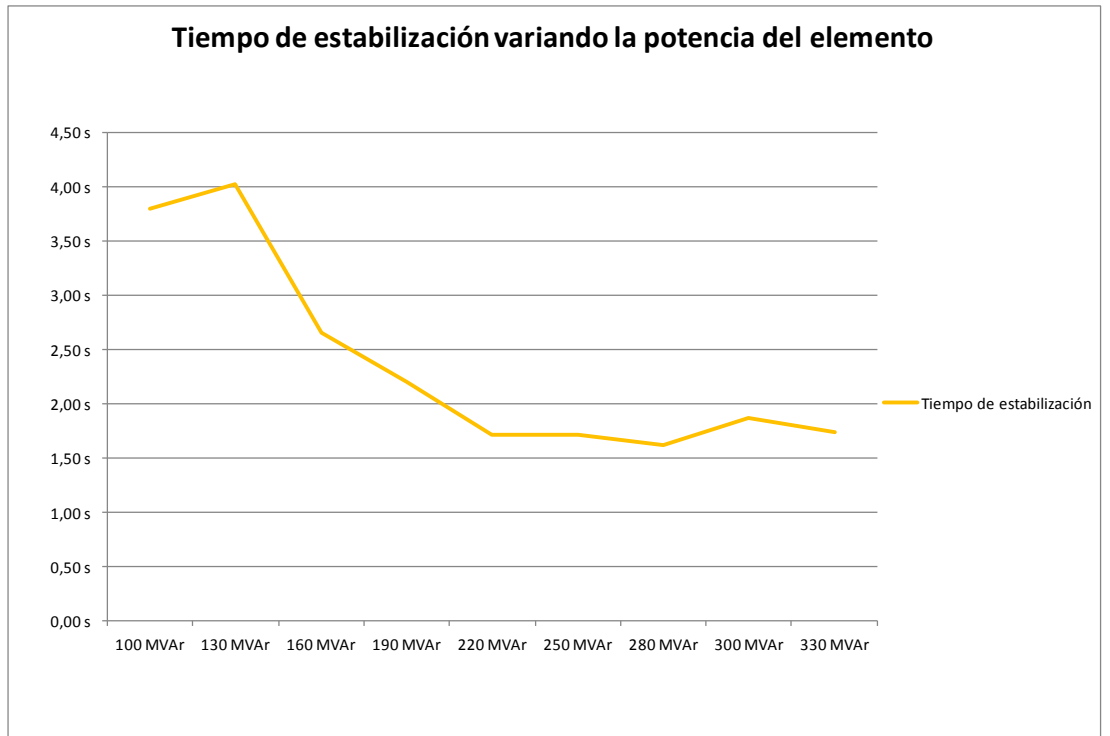


Figura 3.3.2.15. Gráfica de la simulación de reactancias con variación de la potencia del elemento.

Seguidamente, presentan las simulaciones más representativas, señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.3.2.7.

3.3.2.21. Simulación 21 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
1	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	100 MVAr

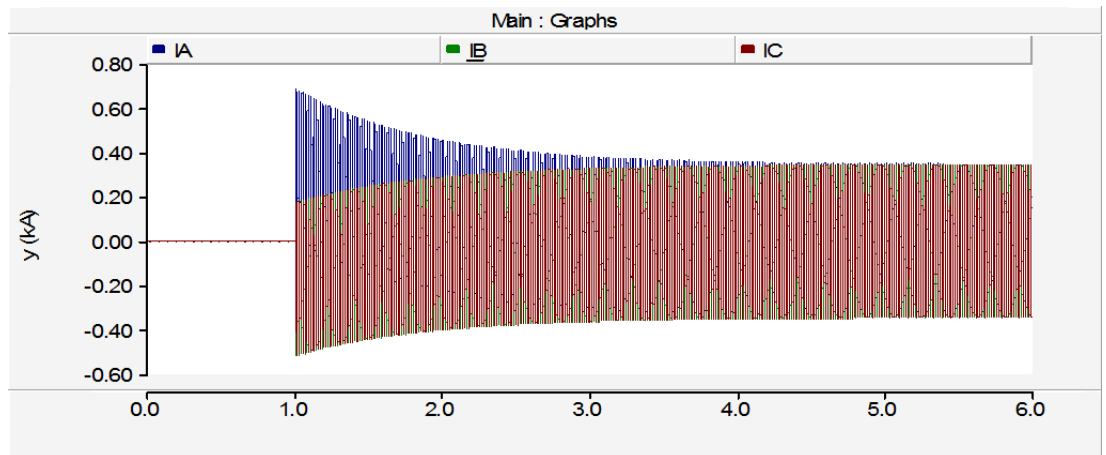


Figura 3.3.2.21.1. Corrientes en cierre reactancia 100 MVAr.

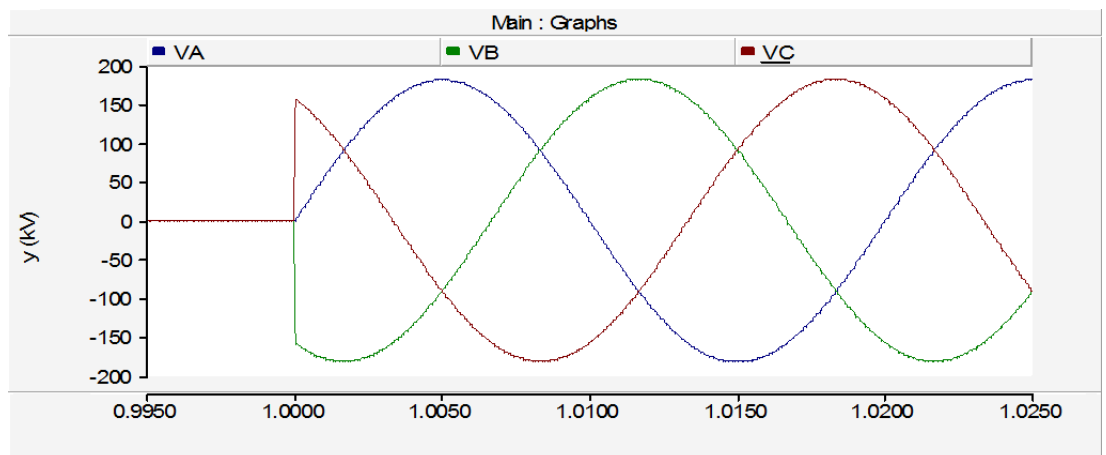


Figura 3.3.2.21.2. Tensiones en cierre reactancia 100 MVAr.

En la Figura 3.3.2.21.1 se observan las intensidades en el cierre de una reactancia de 100 MVA en el instante $t=1$, las cuales tardan 3.8 segundos en estabilizarse.

3.3.2.22. Simulación 22 - Cierre de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
9	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	330 MVA

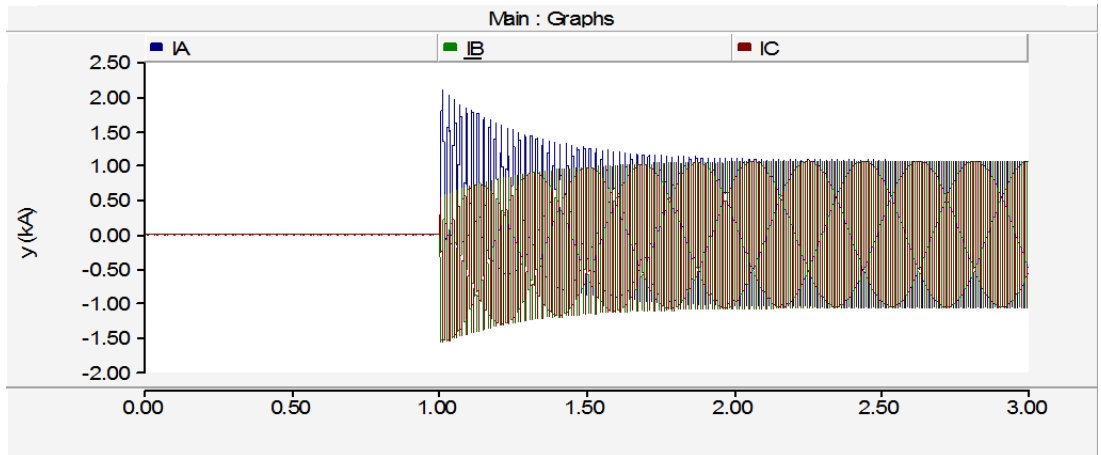


Figura 3.3.2.22.1. Corrientes en cierre reactancia 330 MVA.

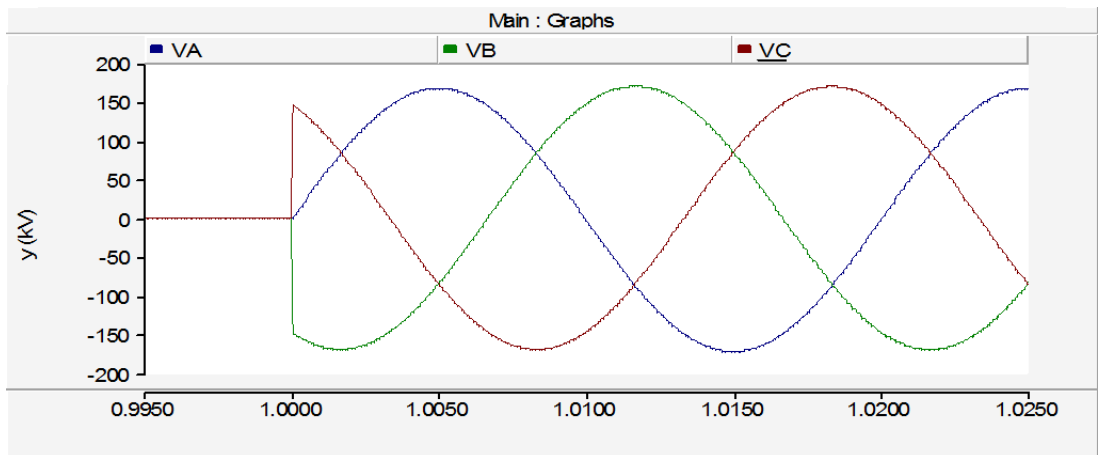


Figura 3.3.2.22.2. Tensiones en cierre reactancia 330 MVA.

En la Figura 3.3.2.22.1 se observan las intensidades en el cierre de una reactancia de 330 MVA en el instante $t=1$, las cuales tardan 1.74 segundos en estabilizarse.

El sistema tardará menos tiempo en estabilizarse cuanto mayor sea la potencia de la reactancia que se le conecte.

3.3.3. Simulaciones de apertura tripolar de reactancias

Se ha llevado a cabo el análisis de los resultados de las simulaciones de la apertura de reactancias. Para ello se ha tenido en cuenta las siguientes variables, momento de apertura sobre la onda de tensión, nivel de la tensión de la red a la que se conecta y la propia potencia de la reactancia.

Simulaciones variando el instante de cierre sobre la onda de tensión

A continuación se muestran los resultados obtenidos tras las simulaciones realizadas variando el punto de apertura en diferentes instantes de tiempo sobre la onda de tensión. Se han realizado un total de 21 simulaciones sobre la onda de la tensión de la fase A, las cuales corresponden a los 20 ms que dura un ciclo, comenzando en $t_1=10$ segundo (correspondiente a un paso por cero de la tensión de la fase A) y terminando en $t_{21}=10,02$ segundos. Los resultados se muestran en la tabla 3.3.3.1, en la que se puede ver para cada simulación el tiempo de orden de apertura, la intensidad nominal esperada en función de la potencia de la reactancia utilizada en cada una de ellas, los tiempos de corte de la intensidad y el tiempo de arco para cada fase. Estos datos se recogerán en el gráfico 3.3.3.2.

El esquema adoptado para las simulaciones es el siguiente:

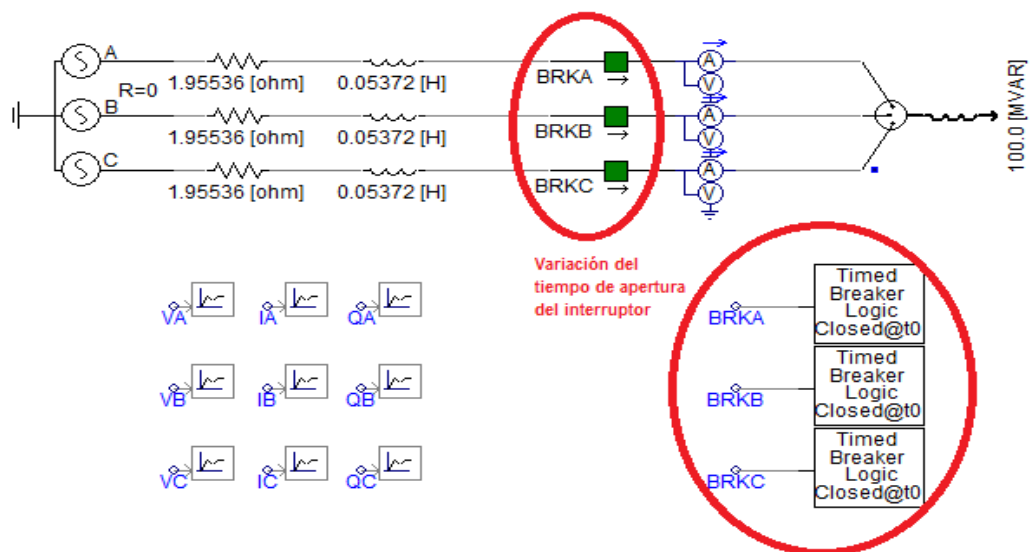


Figura 3.3.3.1. Esquema de la simulación de reactancias con variación del instante de apertura sobre la onda.

INSTANTE DE CIERRE VARIABLE												
Prueba Nº	Resistencia de la fuente	Reactancia de la fuente	Tensión compuesta	Potencia del elemento	Intensidad nominal	Orden de apertura	Apertura fase A	Tiempo de arco	Apertura fase B	Tiempo de arco	Apertura fase C	Tiempo de arco
1	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0000 s	10,0024 s	0,0024 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s
2	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0010 s	10,0024 s	0,0014 s	10,0010 s	0,0000 s	10,0057 s	0,0047 s
3	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0020 s	10,0023 s	0,0003 s	10,0020 s	0,0000 s	10,0057 s	0,0037 s
4	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0030 s	10,0030 s	0,0000 s	10,0030 s	0,0000 s	10,0058 s	0,0028 s
5	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0040 s	10,0040 s	0,0000 s	10,0040 s	0,0000 s	10,0058 s	0,0018 s
6	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0050 s	10,0050 s	0,0000 s	10,0090 s	0,0040 s	10,0058 s	0,0008 s
7	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0060 s	10,0060 s	0,0000 s	10,0090 s	0,0030 s	10,0060 s	0,0000 s
8	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0070 s	10,0070 s	0,0000 s	10,0089 s	0,0019 s	10,0070 s	0,0000 s
9	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0080 s	10,0124 s	0,0044 s	10,0090 s	0,0010 s	10,0080 s	0,0000 s
10	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0090 s	10,0124 s	0,0034 s	10,0090 s	0,0000 s	10,0090 s	0,0000 s
11	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0100 s	10,0124 s	0,0024 s	10,0100 s	0,0000 s	10,0100 s	0,0000 s
12	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0110 s	10,0124 s	0,0014 s	10,0110 s	0,0000 s	10,0156 s	0,0046 s
13	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0120 s	10,0124 s	0,0004 s	10,0120 s	0,0000 s	10,0157 s	0,0037 s
14	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0130 s	10,0130 s	0,0000 s	10,0130 s	0,0000 s	10,0157 s	0,0027 s
15	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0140 s	10,0140 s	0,0000 s	10,0140 s	0,0000 s	10,0158 s	0,0018 s
16	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0150 s	10,0150 s	0,0000 s	10,0190 s	0,0040 s	10,0158 s	0,0008 s
17	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0160 s	10,0160 s	0,0000 s	10,0190 s	0,0030 s	10,0160 s	0,0000 s
18	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0170 s	10,0170 s	0,0000 s	10,0190 s	0,0020 s	10,0170 s	0,0000 s
19	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0180 s	10,0225 s	0,0045 s	10,0190 s	0,0010 s	10,0180 s	0,0000 s
20	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0190 s	10,0225 s	0,0035 s	10,0190 s	0,0000 s	10,0190 s	0,0000 s
21	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,25 kA	10,0200 s	10,0225 s	0,0025 s	10,0200 s	0,0000 s	10,0200 s	0,0000 s

Tabla 3.3.3.1. Resultado de las simulaciones realizadas de variación del instante de apertura sobre la onda.

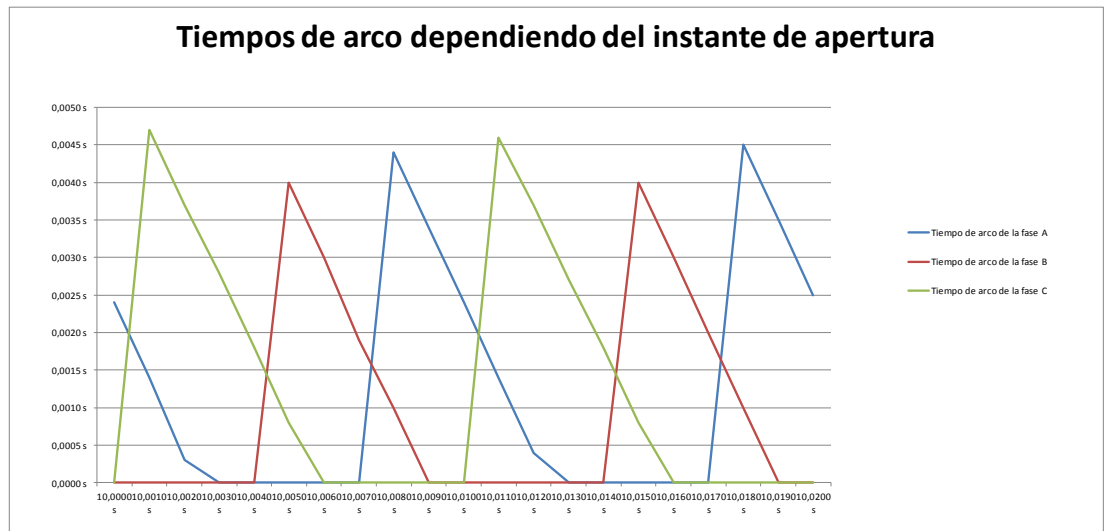


Figura 3.3.3.2. Gráfica de los valores de la tabla 3.3.3.1.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.3.3.1.

3.3.3.1. Simulación 1 - Apertura de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
6	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	100 MVar	10.005 s

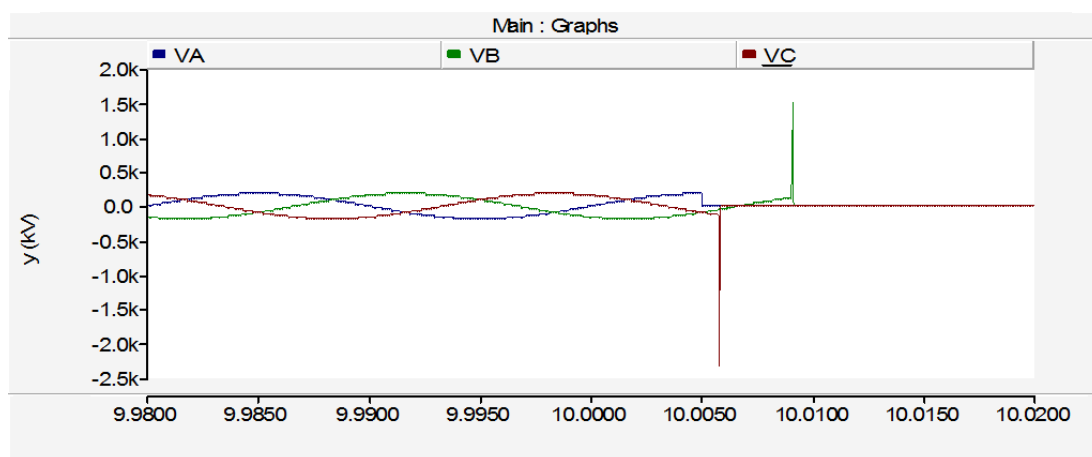


Figura 3.3.3.1.1. Tensiones en apertura reactancia 100 MVar.

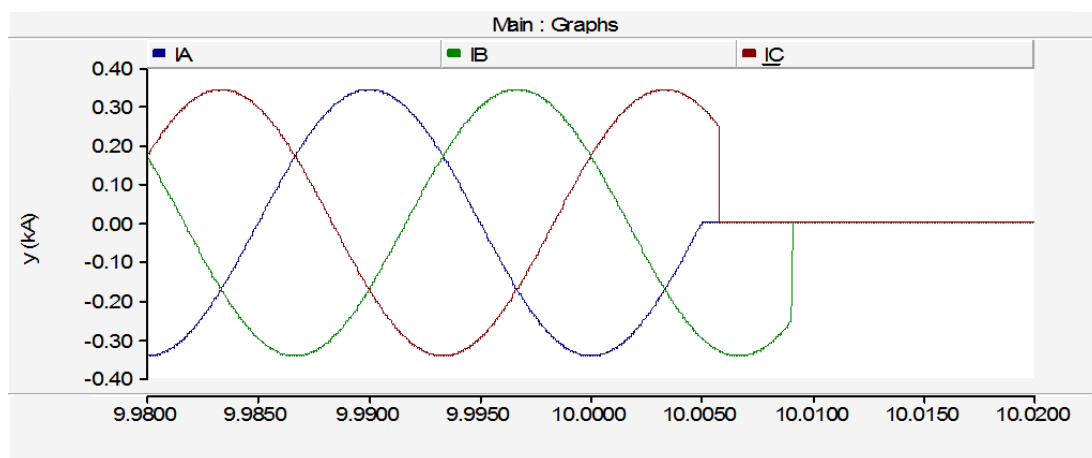


Figura 3.3.3.1.2. Corrientes en apertura reactancia 100 MVar.

En la Figura 3.3.3.1.1 se observa la apertura en el instante $t=10.005$ de una reactancia de 100 MVar. La intensidad nominal eficaz que absorbe esta reactancia son 0.35 kA por fase.

Se ha tomado como modelo de interruptor un GL314 de fabricante ABB, comúnmente utilizado en la red de transporte de 220 kV en España, cuyo poder de corte de corriente capacitiva/reactiva son 0.25 kA (ver anexo 2).

Debido a esto, aquellas fases que en el momento de apertura tengan una corriente instantánea superior a 0.25 kA, no podrán ser abiertas

eléctricamente, produciéndose un arco eléctrico tras la apertura mecánica y por lo tanto una sobretensión en la cámara de corte hasta el instante cuya corriente instantánea descienda por debajo de la corriente de corte capacitiva/reactiva del interruptor, con el consiguiente peligro de reencendido en la propia cámara de corte por ionización del gas aislante.

Las consecuencias de estas sobretensiones sobre el propio elemento de corte pueden ir desde la degradación en las cámaras del interruptor, por lo que será necesario realizar un mayor mantenimiento del mismo, hasta la explosión de las cámaras

En la figura 3.3.3.1.2 se puede observar que en la apertura, la fase A abre en el momento idóneo, es decir, en un máximo de tensión correspondiente a mínimo de la corriente. Sin embargo, no ocurre lo mismo en la fase C, que corta eléctricamente la corriente a los 0.8 ms, cuando la intensidad, en sentido descendente, sobrepasa los 0.25 kA que puede cortar el interruptor. El caso es más agravante en la fase B, ya que entre la apertura mecánica y eléctrica transcurren 4 ms, teniendo en el instante 10.0066 s un máximo de corriente y por lo tanto un valor de arco eléctrico y su consiguiente sobretensión mayor

3.3.3.2. Simulación 2 - Apertura de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
9	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	100 MVA _r	10.008 s



Figura 3.3.3.2.1. Tensiones en apertura reactancia 100 MVA_r.

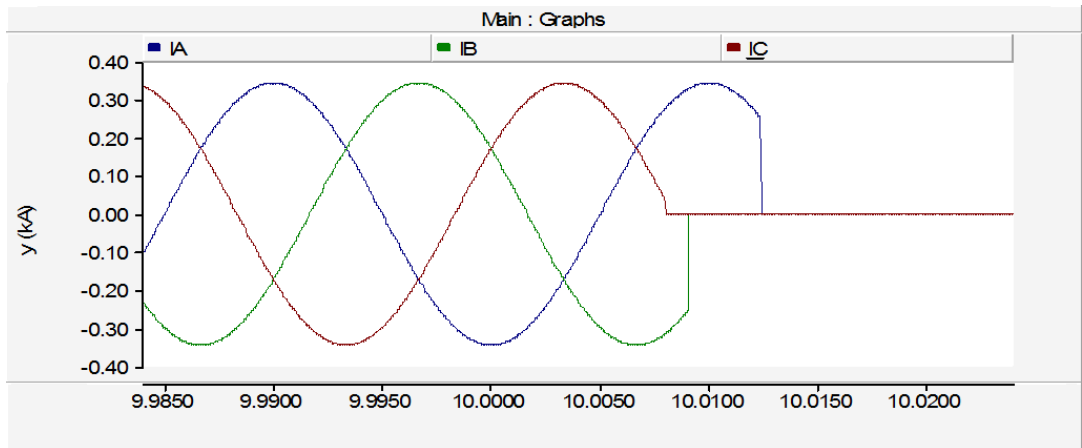


Figura 3.3.3.2.2. Corrientes en apertura reactancia 100 MVA_r.

En la Figura 3.3.3.2.1 se observa la apertura en el instante $t=10.008$ de una reactancia de 100 MVA_r, con una intensidad nominal de 0.35 kA por fase. Se sigue considerando que el poder de corte capacitivo/reactivo del interruptor son 0.25 kA.

En este caso las sobretensiones producidas son mayores en las fases A y B que en el caso anterior al coincidir con mayores valores de corriente en el momento de apertura mecánica, prácticamente un máximo en la fase B y la fase A en un momento ascendente de la sinusoide, llegando a un pico de corriente antes del momento de corte eléctrico.

Simulaciones variando la tensión de la fuente y la potencia del elemento

Se muestran los resultados tras las simulaciones realizadas variando la tensión de la fuente y la potencia del elemento. Se ha realizado un total de 44 simulaciones, correspondientes a las tensiones de 400 kV, 220 kV, 132 kV, 66 kV, 45 kV y 20 kV. Con cada tensión se ha realizado una variación de la potencia del elemento, cada una con las potencias del elemento apropiadas. Los resultados se muestran en la tabla 3.3.3.2, en la que se podrá ver para cada simulación el tiempo de orden de apertura, la intensidad nominal esperada en función de la potencia de la reactancia utilizada en cada una de ellas, los tiempos de corte de la intensidad, el tiempo de arco para cada fase y la sobretensión máxima producida. Estos datos se recogerán en los gráficos del 3.3.3.4 al 3.3.3.9.

El esquema adoptado para las simulaciones es el siguiente:

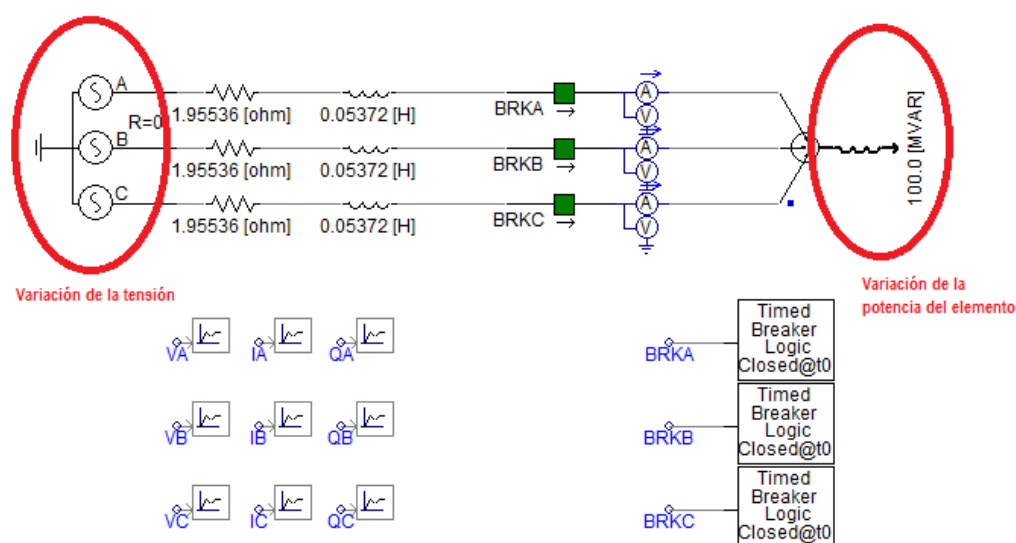


Figura 3.3.3.3. Esquema de la simulación de reactancias con variación de la tensión de la fuente y de la potencia del elemento.

POTENCIA DEL ELEMENTO VARIABLE

Prueba Nº	Resistencia de la fuente	Reactancia de la fuente	Tensión compuesta	Potencia	Intensidad nominal	Orden de apertura	Apertura fase A	Tiempo de arco	Apertura fase B	Tiempo de arco	Apertura fase C	Tiempo de arco	Sobretensión
1	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	100 MVar	0,20 kA	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	30000,00 kV
2	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	150 MVar	0,31 kA	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	29000,00 kV
3	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	200 MVar	0,41 kA	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	26000,00 kV
4	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	220 MVar	0,45 kA	10,00 s	10,0009 s	0,0009 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10000,00 kV
5	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	250 MVar	0,51 kA	10,00 s	10,0018 s	0,0018 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	6000,00 kV
6	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	300 MVar	0,61 kA	10,00 s	10,0024 s	0,0024 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	89000,00 kV
7	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	330 MVar	0,67 kA	10,00 s	10,0027 s	0,0027 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	4500,00 kV
8	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	50 MVar	0,18 kA	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	12000,00 kV
9	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	75 MVar	0,27 kA	10,00 s	10,0009 s	0,0009 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	58000,00 kV
10	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVar	0,35 kA	10,00 s	10,0023 s	0,0023 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	55000,00 kV
11	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	150 MVar	0,53 kA	10,00 s	10,0033 s	0,0033 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0066 s	0,0066 s	40000,00 kV
12	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	200 MVar	0,71 kA	10,00 s	10,0038 s	0,0038 s	10,0004 s	0,0004 s	10,0071 s	0,0071 s	9500,00 kV
13	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	250 MVar	0,89 kA	10,00 s	10,0040 s	0,0040 s	10,0006 s	0,0006 s	10,0073 s	0,0073 s	800,00 kV
14	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	300 MVar	1,06 kA	10,00 s	10,0041 s	0,0041 s	10,0008 s	0,0008 s	10,0075 s	0,0075 s	1800,00 kV
15	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	330 MVar	1,17 kA	10,00 s	10,0042 s	0,0042 s	10,0008 s	0,0008 s	10,0075 s	0,0075 s	1800,00 kV
16	0,70393 Ω	0,01934 H	132,00 kV	50 MVar	0,31 kA	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	1800,00 kV
17	0,70393 Ω	0,01934 H	132,00 kV	75 MVar	0,46 kA	10,00 s	10,0015 s	0,0015 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	2800,00 kV
18	0,70393 Ω	0,01934 H	132,00 kV	100 MVar	0,62 kA	10,00 s	10,0027 s	0,0027 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	2000,00 kV
19	0,70393 Ω	0,01934 H	132,00 kV	150 MVar	0,93 kA	10,00 s	10,0035 s	0,0035 s	10,0002 s	0,0002 s	10,0069 s	0,0069 s	700,00 kV

Tabla 3.3.3.2. Resultado de las simulaciones realizadas de variación de la tensión de la fuente y de la potencia del elemento.

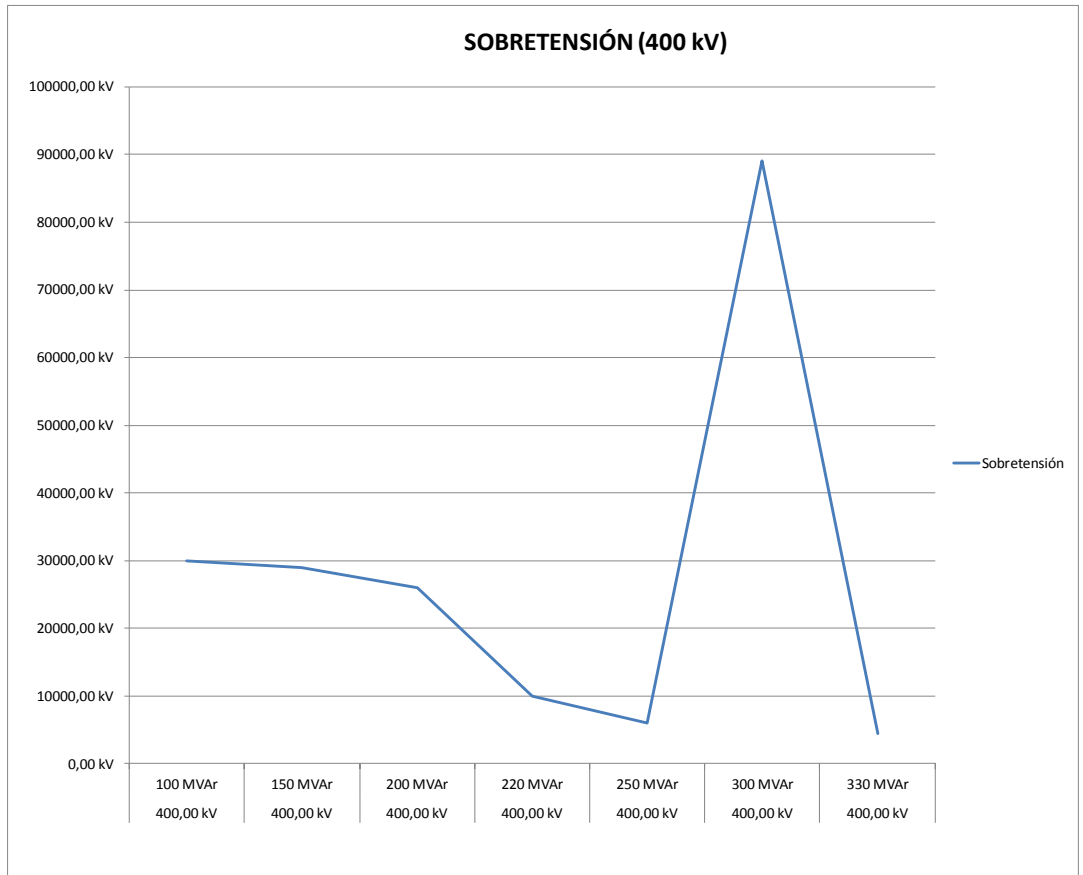


Figura 3.3.3.4. Gráfica de las sobretensiones de la tabla 3.3.3.2.

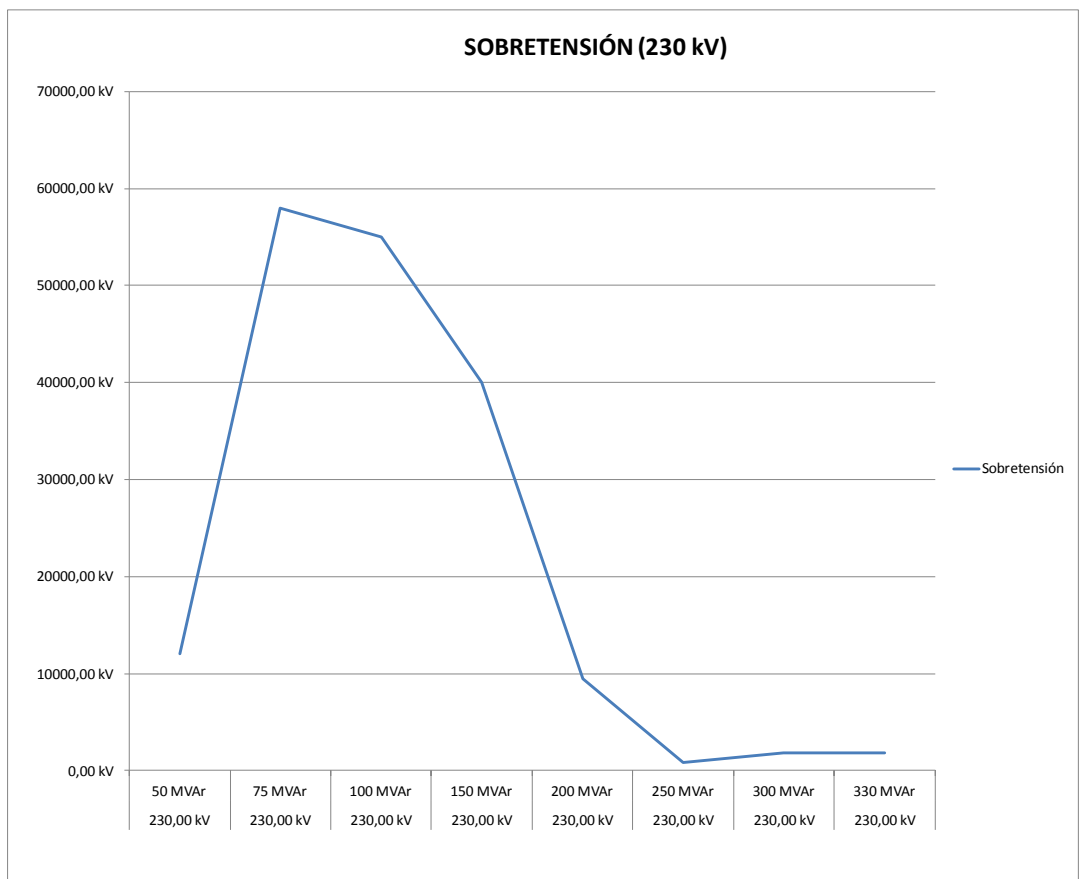


Figura 3.3.3.5. Gráfica de las sobretensiones de la tabla 3.3.3.2.

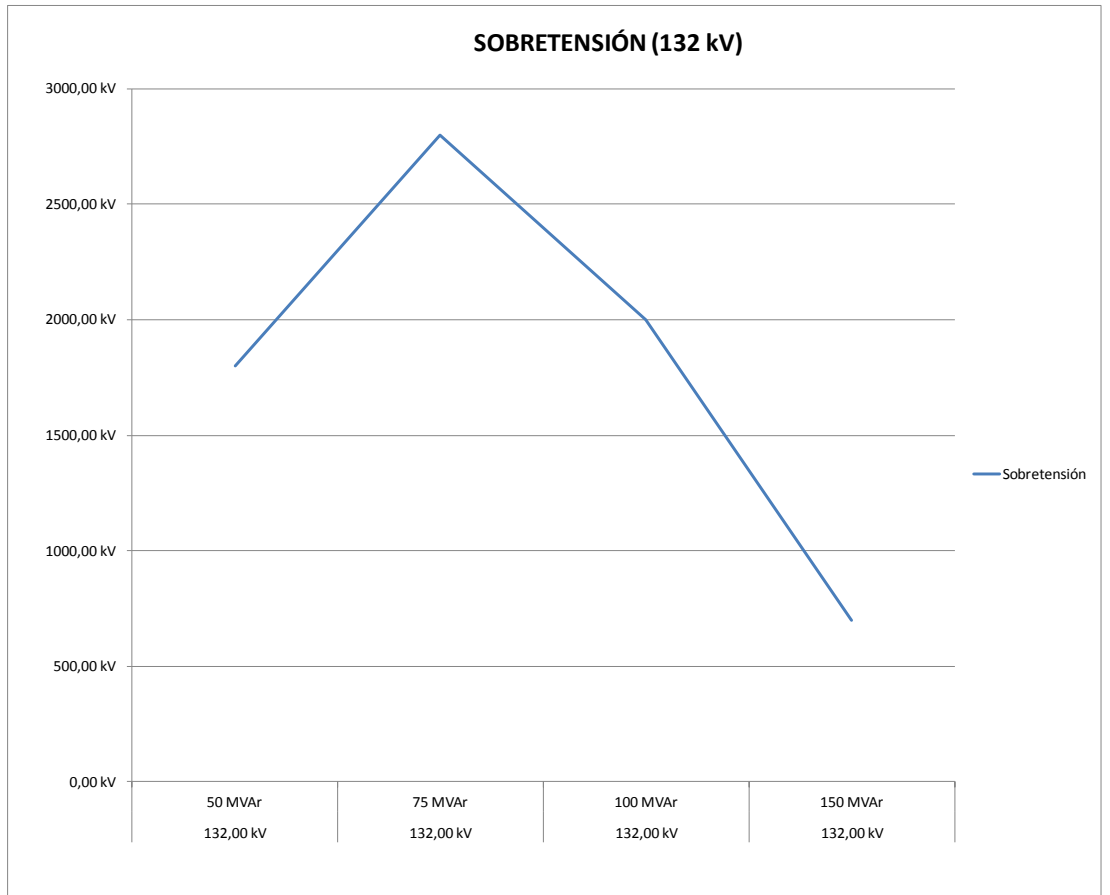


Figura 3.3.3.6. Gráfica de las sobretensiones de la tabla 3.3.3.2.

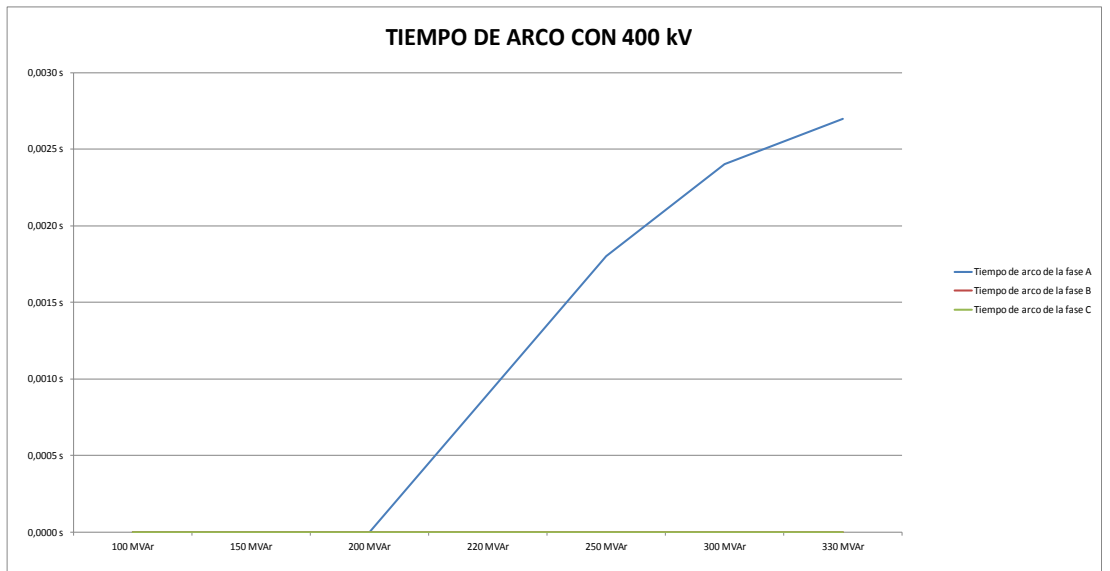


Figura 3.3.3.7. Gráfica de los tiempos de arcos para 400 kV de la tabla 3.3.3.2.

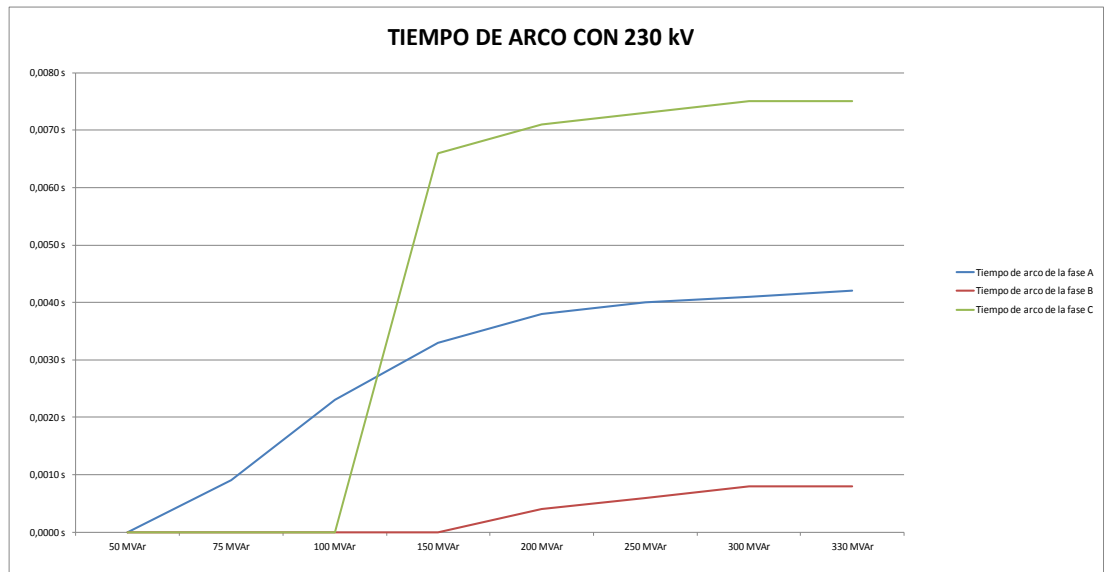


Figura 3.3.3.8. Gráfica de los tiempos de arcos para 230 kV de la tabla 3.3.3.2.



Figura 3.3.3.9. Gráfica de los tiempos de arcos para 132 kV de la tabla 3.3.3.2.

Seguidamente, se exponen las simulaciones más representativas, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.3.3.2.

3.3.3.3. Simulación 3 - Apertura de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
3	6.464Ω 0.17759H	400 kV	Reactancia	200 MVAr	10 s

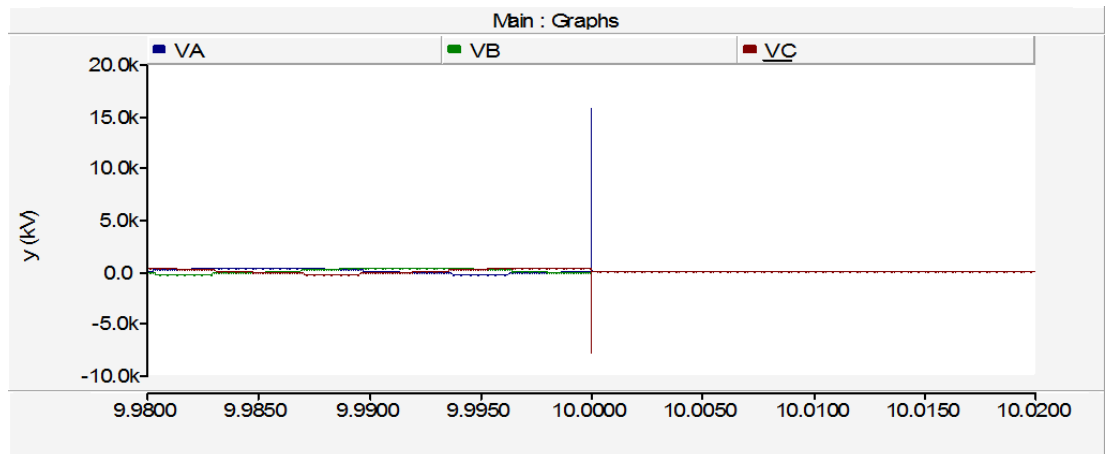


Figura 3.3.3.3.1. Tensiones en apertura reactancia 200 MVAr.

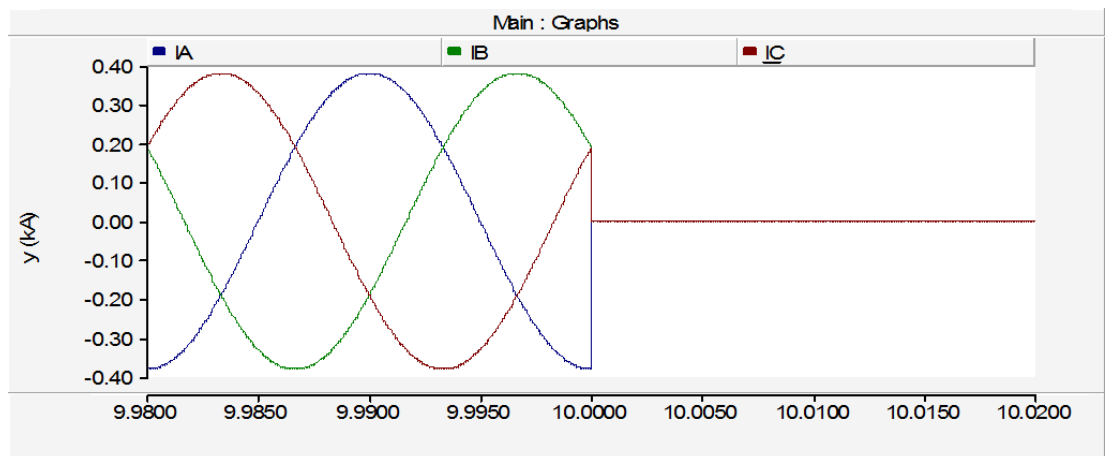


Figura 3.3.3.3.2. Corrientes en apertura reactancia 200 MVAr.

En la Figura 3.3.3.3.1 se observa la apertura en el instante $t=10$ de una reactancia de 200 MVAr. La intensidad nominal que absorbe esta reactancia es 0.2 kA por fase, con lo cual, teniendo un interruptor que permita cortar hasta una intensidad de 0.25 kA (ver anexo 2) este sistema será cortado sin que se produzca arco eléctrico.

3.3.3.4. Simulación 4 - Apertura de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
4	6.464Ω 0.17759H	400 kV	Reactancia	220 MVar	10 s

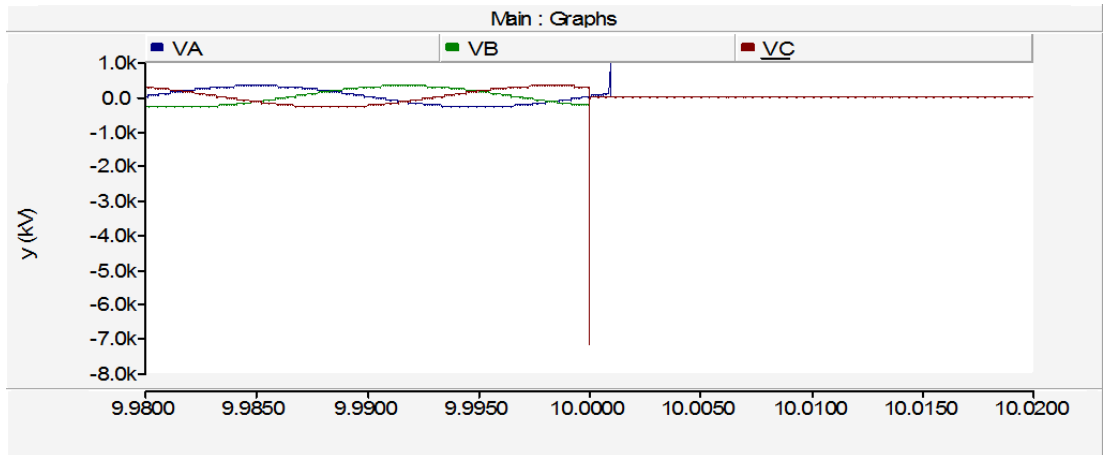


Figura 3.3.3.4.1. Tensiones en apertura reactancia 220 MVar.

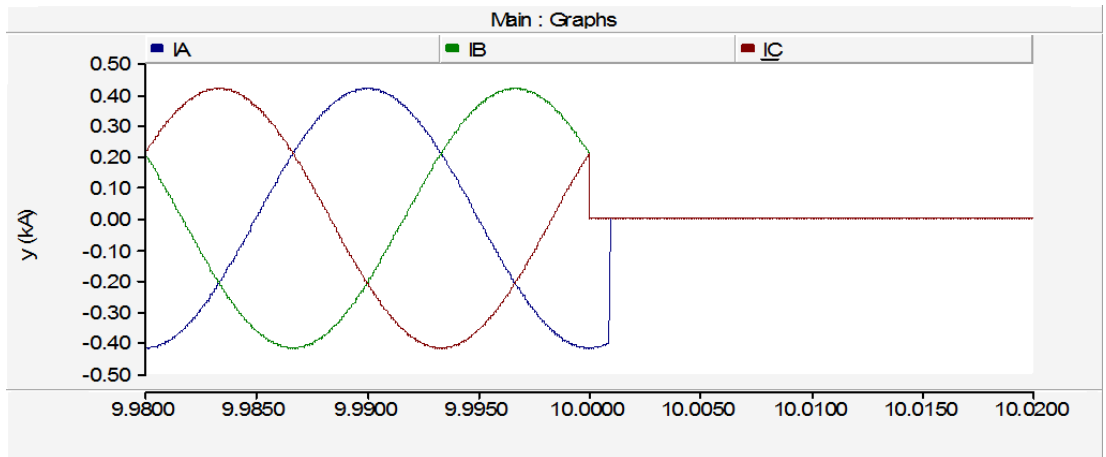


Figura 3.3.3.4.2. Corrientes en apertura reactancia 220 MVar.

En la Figura 3.3.3.4.1 se observa la apertura en el instante $t=10$ de una reactancia de 220 MVar.

En esta simulación la intensidad nominal es de 0.3 kA, por lo que, en el instante de apertura, en las fases, que superen la intensidad que puede cortar el interruptor, saltará un arco eléctrico.

3.3.3.5. Simulación 5 - Apertura de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
8	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	50 MVAr	10 s

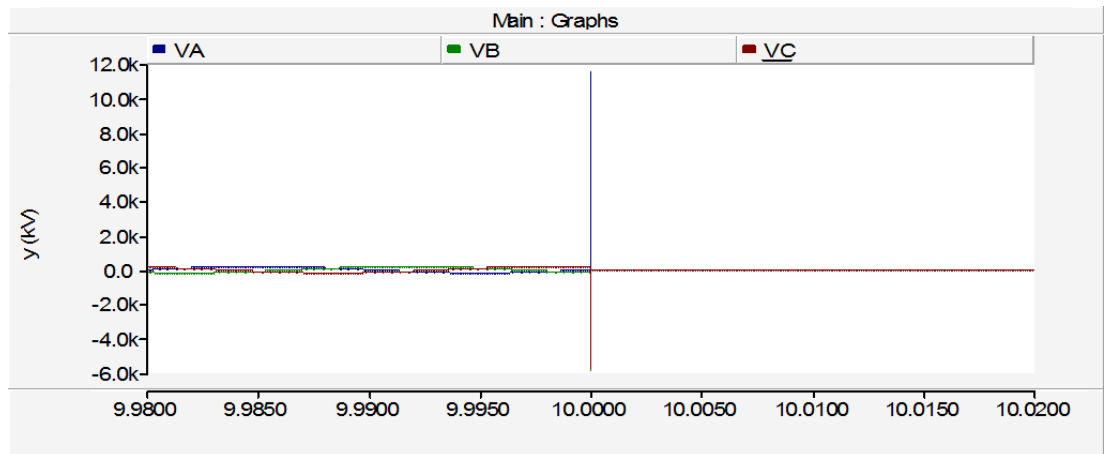


Figura 3.3.3.5.1. Tensiones en apertura reactancia 50 MVAr.

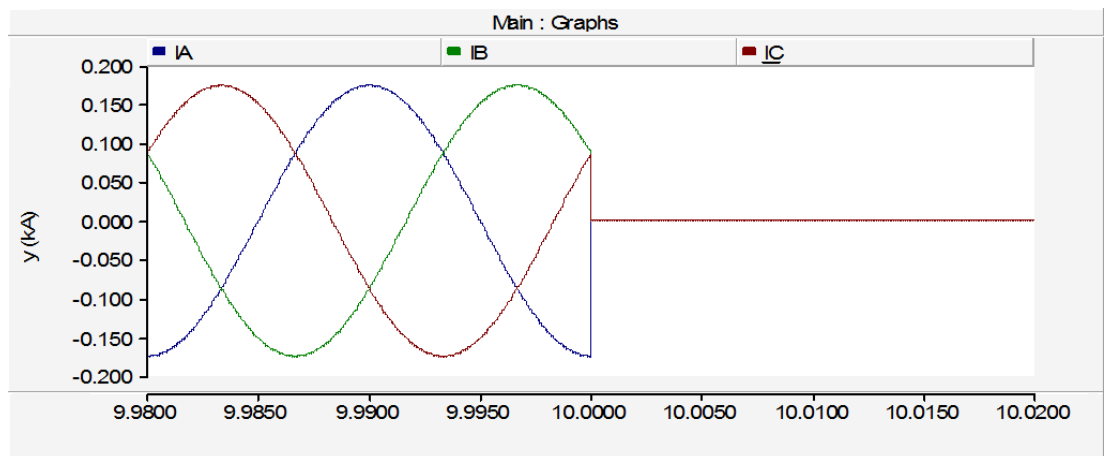


Figura 3.3.3.5.2. Corrientes en apertura reactancia 50 MVAr.

En la Figura 3.3.3.5.1 se observa la apertura sin arco eléctrico en ninguna de las fases, de una reactancia de 50 MVAr.

3.3.3.6. Simulación 6 - Apertura de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
9	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	75 MVA _r	10 s

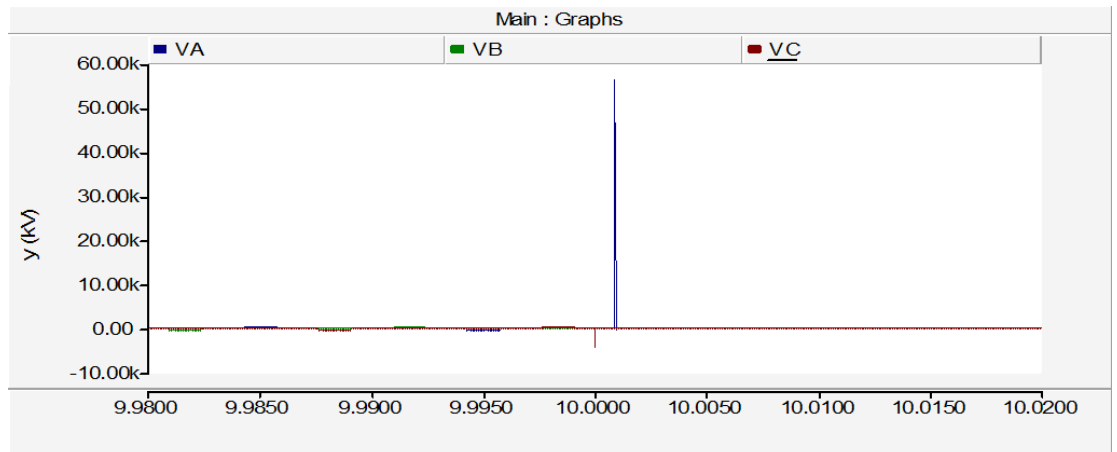


Figura 3.3.3.6.1. Tensiones en apertura reactancia 75 MVA_r.

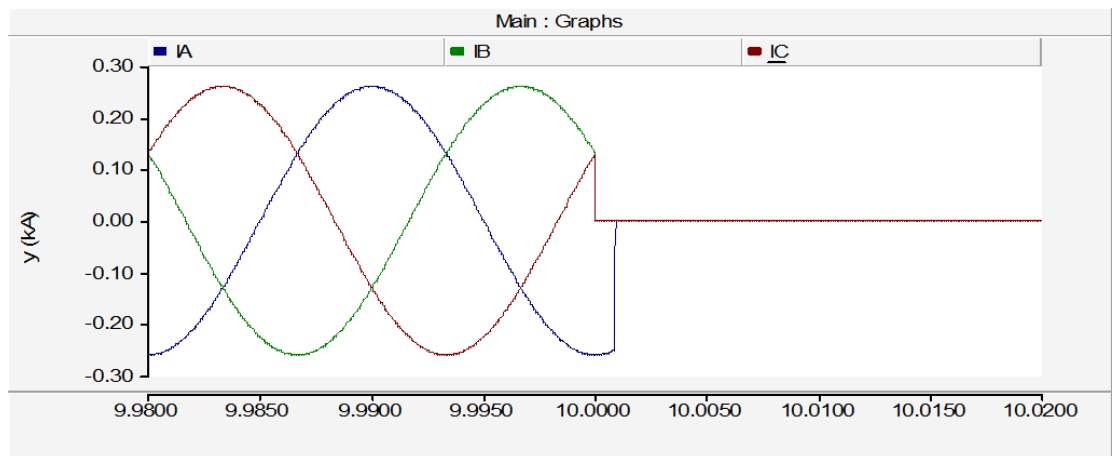


Figura 3.3.3.6.2. Corrientes en apertura reactancia 75 MVA_r.

En la Figura 3.3.3.6.1 se observa la apertura en el instante $t=10$ de una reactancia de 75 MVA_r. La intensidad nominal eficaz que absorbe esta reactancia es de 0.27 kA por fase, y por tanto habrá arco eléctrico en algún polo del interruptor. Dependiendo del instante de apertura el arco eléctrico se producirá en una fase o en otra.

3.3.3.7. Simulación 7 - Apertura de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
15	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Reactancia	330 MVA _r	10 s



Figura 3.3.3.7.1. Tensiones en apertura reactancia 330 MVA_r.

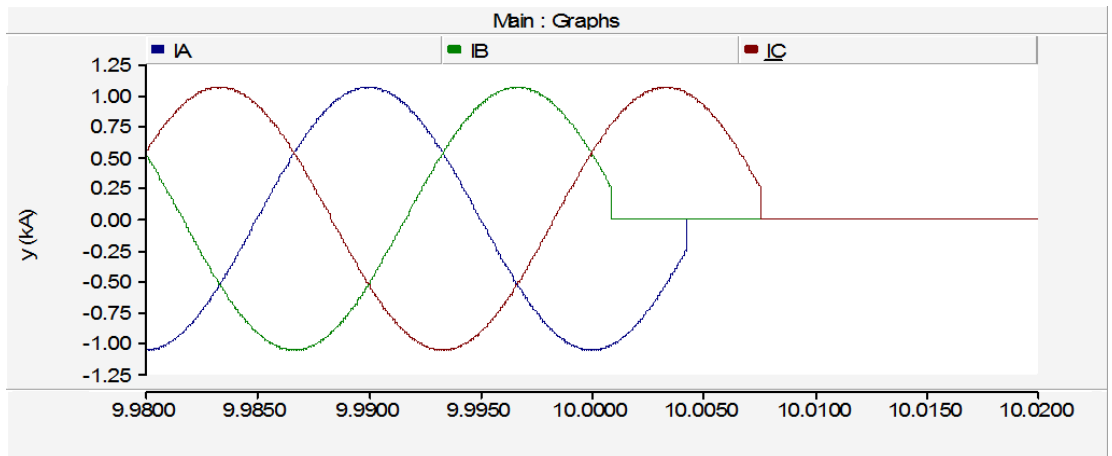


Figura 3.3.3.7.2. Corrientes en apertura reactancia 330 MVA_r.

En la Figura 3.3.3.7.1 se observa la apertura de una reactancia de 330 MVA_r conectada a una red con tensión de 230 kV. En la desconexión, al tener una intensidad superior a la que puede cortar el interruptor, saltará el arco eléctrico en las tres fases.

3.3.3.8. Simulación 8 - Apertura de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
16	0.70393Ω 0.01934H	132 kV	Reactancia	50 MVA _r	10 s

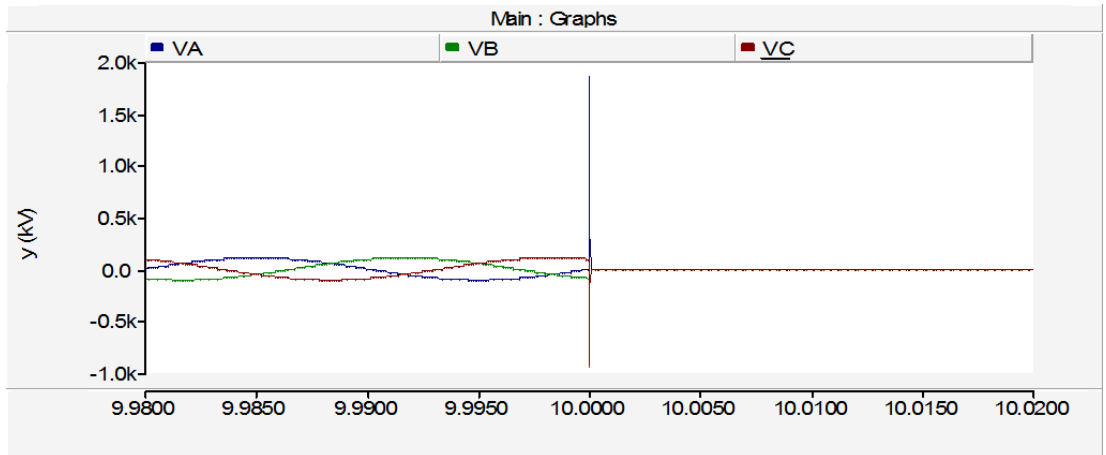


Figura 3.3.3.8.1. Tensiones en apertura reactancia 50 MVA_r.

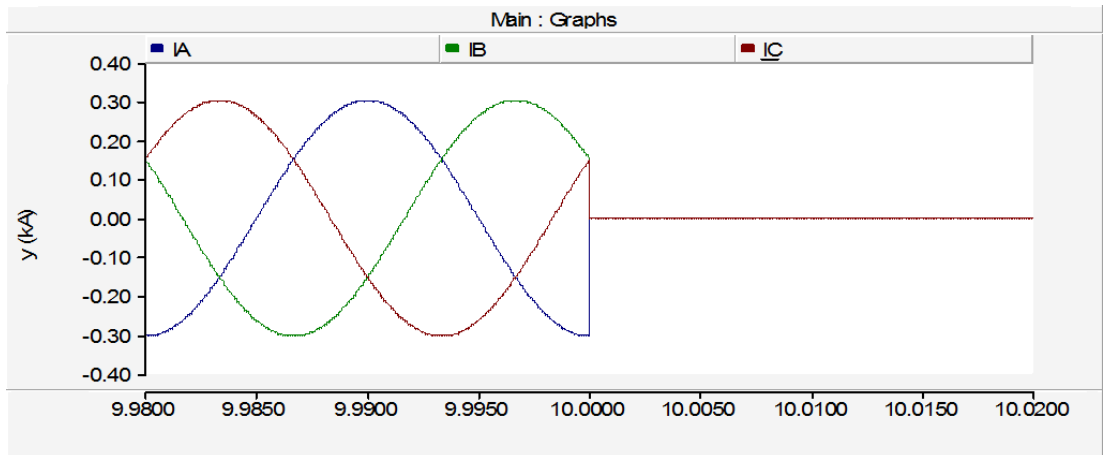


Figura 3.3.3.8.2. Corrientes en apertura reactancia 50 MVA_r.

En la Figura 3.3.3.8.1 se observa la apertura en el instante $t=10$ de una reactancia de 50 MVA_r conectada a un sistema de 132 kV. La intensidad nominal es de 0.12 kA, por lo que el interruptor podrá cortar esta corriente.

3.3.3.9. Simulación 9 - Apertura de una reactancia

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
17	0.70393Ω 0.01934H	132 kV	Reactancia	75 MVA _r	10 s

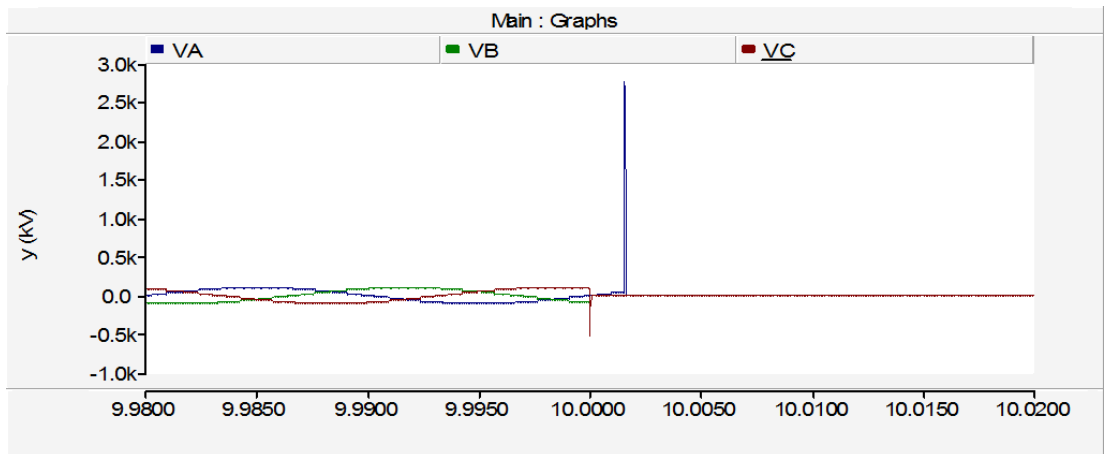


Figura 3.3.3.9.1. Tensiones en apertura reactancia 75 MVA_r.

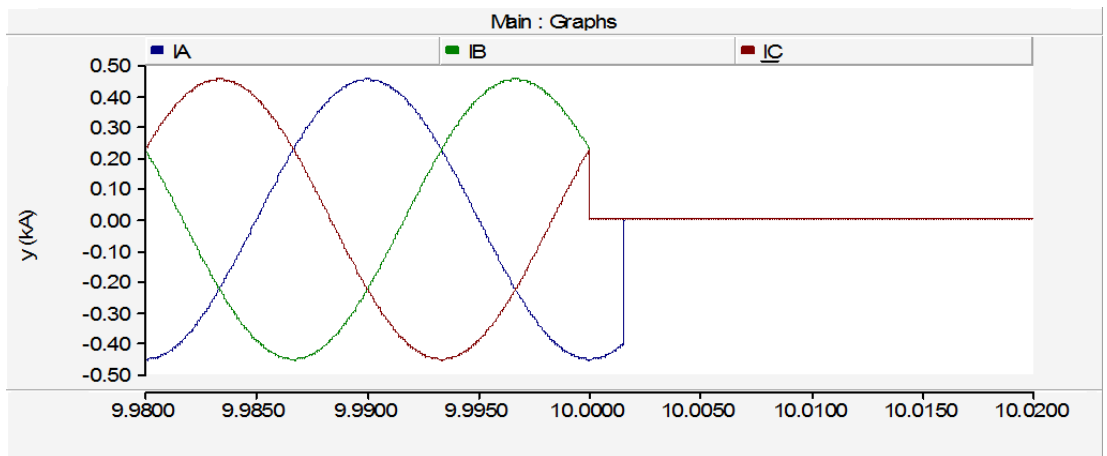


Figura 3.3.3.9.2. Corrientes en apertura reactancia 75 MVA_r.

En la Figura 3.3.3.9.1 se observa la apertura en el instante $t=10$ de una reactancia de 75 MVA_r. La intensidad nominal eficaz que absorbe esta reactancia es 0.8 kA por fase, y como el interruptor utilizado solo puede cortar una intensidad de hasta 0.25 kA, se producirá en todas las fases un arco eléctrico hasta que pueda ser extinguido.

3.4. Bancos de condensadores.

La utilización de los condensadores tiene una doble finalidad, pudiendo emplearlo de las siguientes formas:

- El control de tensión: se conectan para subir tensión, típico de las redes de transporte y reparto (400, 220, 132, 66, y 45kV)
- Mejorar el factor de potencia: su objetivo es disminuir los flujos de potencia reactiva en las redes. Para este efecto, se colocan en las redes de media tensión y baja tensión (20, 15kV y 400/230V).

Los bancos de condensadores se empezaron a utilizar en las subestaciones eléctricas españolas desde la situación próxima al colapso de tensión que se vivió, como se ha reflejado en el apartado 2.4 de estabilidad de tensiones y colapso de tensión.

3.4.1. Tipos de bancos de condensadores

Referencia Reference	Potencia Power [kvar]	Capacidad F-F Capacitance (line) [μ F]	Altura Height (mm) h H		Peso Weight [kg]
ATEFA3033025	25	3 x 3,65	250	428	25
ATEFA3033033	33,3	3 x 4,85	250	428	25
ATEFA3033050	50	3 x 7,3	290	468	27
ATEFA3033067	66,7	3 x 9,75	290	468	27
ATEFA3033075	75	3 x 10,95	350	528	32
ATEFA3033100	100	3 x 14,6	350	528	32
ATEFA3033125	125	3 x 19,45	470	648	42
ATEFA3033150	150	3 x 21,9	510	688	45
ATEFA3033200	200	3 x 29,25	580	758	50
ATEFA3033250	250	3 x 36,55	670	848	56
ATEFA3033300	300	3 x 43,85	740	938	62
ATEFA3033400	400	3 x 58,45	995	1173	80

Figura 3.4.1.1. Condensadores trifásicos, 3.3 kV/50 Hz – conexión interna Y, nivel de aislamiento 28/75 kV.

Referencia Reference	Potencia Power [kvar]	Capacidad F-F Capacitance (line) [μ F]	Altura Height (mm) h H		Peso Weight [kg]
ATEFA3063025	25	3 x 1	290	468	27
ATEFA3063033	33,3	3 x 1,335	290	468	27
ATEFA3063050	50	3 x 2	290	468	27
ATEFA3063067	66,7	3 x 2,675	350	528	32
ATEFA3063075	75	3 x 3	350	528	32
ATEFA3063100	100	3 x 4	410	588	37
ATEFA3063125	125	3 x 5,35	470	648	42
ATEFA3063150	150	3 x 6	580	758	50
ATEFA3063200	200	3 x 8	580	758	50
ATEFA3063250	250	3 x 10	670	848	56
ATEFA3063300	300	3 x 12	830	1008	70
ATEFA3063400	400	3 x 16	995	1173	80

Figura 3.4.1.2. Condensadores trifásicos, 6.3 kV/50 Hz – conexión interna Y, nivel de aislamiento 28/75 kV.

Referencia Reference	Potencia Power [kvar]	Capacidad F-F Capacitance (line) [μ F]	Altura Height (mm)		Peso Weight [kg]
			h	H	
ATEFA3066025	25	3 x 0,9	290	468	27
ATEFA3066033	33,3	3 x 1,2	300	478	28
ATEFA3066050	50	3 x 1,85	300	478	28
ATEFA3066067	66,7	3 x 2,45	350	530	28
ATEFA3066075	75	3 x 2,75	350	530	28
ATEFA3066100	100	3 x 3,65	410	588	37
ATEFA3066125	125	3 x 4,85	470	648	42
ATEFA3066150	150	3 x 5,50	470	648	50
ATEFA3066200	200	3 x 7,30	580	758	50
ATEFA3066250	250	3 x 9,15	670	848	56
ATEFA3066300	300	3 x 11,0	740	918	60
ATEFA3066400	400	3 x 14,6	870	1048	73

Figura 3.4.1.3. Condensadores trifásicos, 6.6 kV/50 Hz – conexión interna Y, nivel de aislamiento 28/75 kV.

Referencia Reference	Potencia Power [kvar]	Capacidad F-F Capacitance P-P [μ F]	Altura Height (mm)		Peso Weight [kg]
			h	H	
AMEFA4080050	50	2,48	170	435	17
AMEFA4080075	75	3,73	200	475	20
AMEFA4080100	100	4,97	250	515	22
AMEFA4080125	125	6,21	300	565	25
AMEFA4080150	150	7,46	330	595	28
AMEFA4080200	200	9,94	420	685	34
AMEFA4080250	250	12,43	520	785	40
AMEFA4080300	300	14,92	600	865	46
AMEFA4080350	350	17,4	570	835	51
AMEFA4080400	400	19,89	640	905	57
AMEFA4080450	450	22,38	710	975	63
AMEFA4080500	500	24,86	780	1045	68
AMEFA4080600	600	29,84	920	1185	79

Figura 3.4.1.4. Condensadores monofásicos, 8.0 kV/50 Hz, nivel de aislamiento 38/95 kV.

Referencia Reference	Potencia Power [kvar]	Capacidad F-F Capacitance P-P [μF]	Altura Height (mm)		Peso Weight [kg]
			h	H	
AMEFA5121050	50	1,08	170	467	17
AMEFA5121075	75	1,62	200	507	20
AMEFA5121100	100	2,16	250	547	22
AMEFA5121125	125	2,7	300	587	25
AMEFA5121150	150	3,24	330	627	28
AMEFA5121200	200	4,33	420	717	34
AMEFA5121250	250	5,41	520	817	40
AMEFA5121300	300	6,49	600	897	46
AMEFA5121350	350	7,57	570	867	51
AMEFA5121400	400	8,66	640	937	57
AMEFA5121450	450	9,74	710	1007	63
AMEFA5121500	500	10,82	780	1077	68
AMEFA5121600	600	13	920	1217	79

Figura 3.4.1.5. Condensadores monofásicos, 12.124 kV/50 Hz, nivel de aislamiento 50/125 kV.

Referencia Reference	Potencia Power [kvar]	Capacidad F-F Capacitance P-P [μF]	Altura Height (mm)		Peso Weight [kg]
			h	H	
AMEFA6151050	50	0,69	170	488	17
AMEFA6151075	75	1,04	200	528	22
AMEFA6151100	100	1,38	250	568	22
AMEFA6151125	125	1,73	300	608	28
AMEFA6151150	150	2,08	330	648	28
AMEFA6151200	200	2,77	420	738	34
AMEFA6151250	250	3,46	520	838	40
AMEFA6151300	300	4,13	600	918	46
AMEFA6151350	350	4,85	570	888	51
AMEFA6151400	400	5,54	640	958	57
AMEFA6151450	450	6,24	710	1028	63
AMEFA6151500	500	6,93	780	1098	68
AMEFA6151600	600	8,32	920	1238	79

Figura 3.4.1.6. Condensadores monofásicos, 15.150 kV/50 Hz, nivel de aislamiento 70/170 kV.

Referencia Reference	Potencia Power [kvar]	Capacidad F-F Capacitance P-P [μF]	Altura Height (mm) h H		Peso Weight [kg]
AMEFA6182150	150	1,44	330	648	28
AMEFA6182200	200	1,92	420	738	34
AMEFA6182250	250	2,4	520	838	40
AMEFA6182300	300	2,88	600	918	46
AMEFA6182350	350	3,36	570	888	51
AMEFA6182400	400	3,84	640	958	57
AMEFA6182450	450	4,33	710	1028	63
AMEFA6182500	500	4,81	780	1098	68
AMEFA6182600	600	5,77	920	1238	79

Figura 3.4.1.7. Condensadores monofásicos, 18.190 kV/50 Hz, nivel de aislamiento 70/170 kV.



Figura 3.4.1.8. Condensador trifásico. Figura 3.4.1.9. Condensador monofásico.

Los bancos de condensadores se forman a partir de los condensadores expuestos en las figuras anteriores. Los tipos de bancos son los siguientes:

- **Conexión en trifásico directo:** están formadas por la conexión de 1 a 4 condensadores trifásicos en paralelo. La conexión interna que presenta el condensador trifásico de todos los “elementos” que lo componen es en estrella.

Las baterías pueden estar formadas, aparte de por los condensadores, por una envolvente metálica, fusibles de protección, Contactor de maniobra, reactancias de choque.

- **Conexión en trifásico a través de una doble estrella:** formada por condensadores monofásicos configurados en dos estrellas unidas por un neutro común.
- **Bancos fijos:** estos equipos presentan diferentes variantes en función del tipo de envolvente/soporte y de la configuración del equipo.
- **Bancos automáticos:** este tipo son para aquellas aplicaciones en que los niveles de potencia en la red de AT sea variable.



Figura 3.4.1.10. Banco de condensadores.

3.4.2. Simulaciones de cierre tripolar de bancos de condensadores

Se han realizado simulaciones de cierre de bancos de condensadores modificando diferentes variables, como son: el punto de cierre sobre la onda, la tensión de la red, la potencia del elemento y la potencia e impedancia de la fuente, es decir, la potencia del nudo al que se conecten. También se ha realizado un análisis de posibles transitorios, para verificar el tiempo de estabilización variando la potencia del elemento y de la fuente.

Simulaciones variando el punto de cierre sobre la onda

A continuación se muestran los resultados tras las simulaciones realizadas variando el punto de cierre en diferentes instantes sobre la onda de tensión. Se han realizado un total de 11 simulaciones con referencia en la tensión de la fase A, correspondientes a los 10 ms que dura un semiciclo, comenzando en $t_1=1$ segundo (correspondiente a un paso por cero de la tensión de la fase A) y terminando en $t_{11}=1,01$ segundos (correspondiente a un nuevo paso por cero de la tensión). Los resultados se muestran en la tabla 3.4.2.1, en la que se podrá ver el tiempo de cierre para cada simulación, la intensidad nominal esperada en función de la potencia del banco de condensadores utilizado para cada una de ellas y las intensidades y tensiones máximas obtenidas en cada una de las fases en el semiciclo positivo. Estos datos se representan en los gráficos 3.4.2.2 y 3.4.2.3. La tensión nominal de esta primera batería de pruebas es para una red de 220 kV (se ha considerado 230 kV, ya que generalmente es la tensión a la que se suele explotar esta red en España), por lo que para el estudio se muestra el valor nominal de fase o simple. En la gráfica también se muestra el valor de pico que alcanza la onda de tensión de fase en régimen permanente, como referencia de valor máximo de tensión.

El esquema adoptado para las simulaciones es el siguiente:

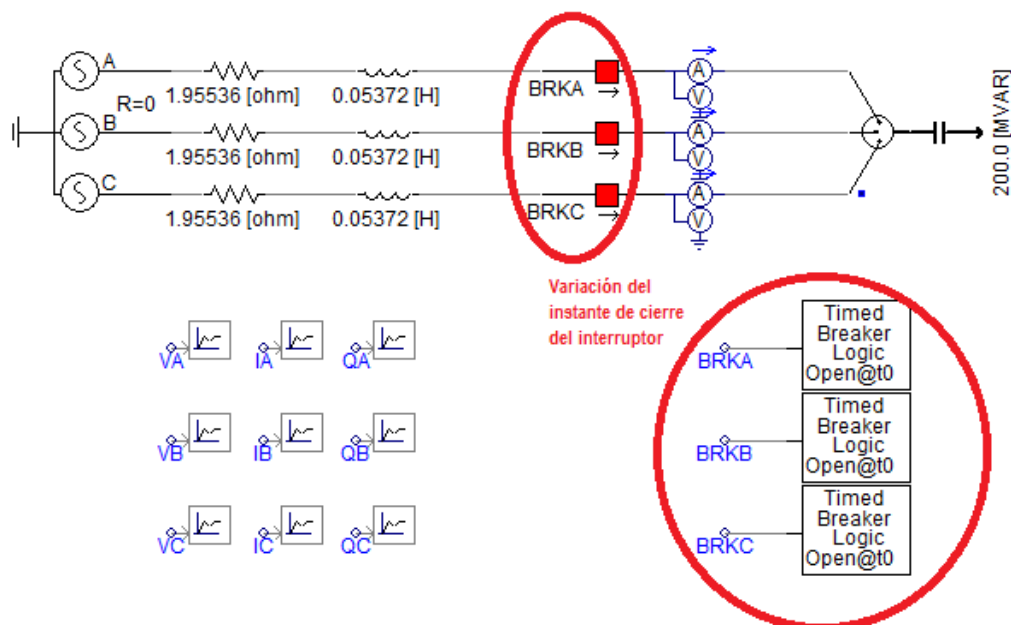


Figura 3.4.2.1. Esquema de la simulación de banco de condensadores con variación del punto de cierre sobre la onda.

PUNTO SOBRE LA ONDA VARIABLE									
Prueba N°	Tiempo	Intensidad nominal	Tensión nominal	Intensidad de pico A	Sobretensión de pico A	Intensidad de pico B	Sobretensión de pico B	Intensidad de pico C	Sobretensión de pico C
1	1,000 s	0,71 kA	132,79 kV	1,27 kA	236,29 kV	2,92 kA	325,89 kV	2,74 kA	322,75 kV
2	1,001 s	0,71 kA	132,79 kV	1,62 kA	265,80 kV	3,36 kA	360,70 kV	2,42 kA	302,68 kV
3	1,002 s	0,71 kA	132,79 kV	2,15 kA	317,51 kV	3,51 kA	365,40 kV	1,91 kA	263,14 kV
4	1,003 s	0,71 kA	132,79 kV	2,56 kA	353,12 kV	3,34 kA	339,14 kV	1,44 kA	226,86 kV
5	1,004 s	0,71 kA	132,79 kV	2,86 kA	360,67 kV	2,88 kA	285,89 kV	1,55 kA	230,89 kV
6	1,005 s	0,71 kA	132,79 kV	2,91 kA	337,03 kV	2,20 kA	268,52 kV	2,10 kA	244,55 kV
7	1,006 s	0,71 kA	132,79 kV	2,83 kA	321,68 kV	1,49 kA	246,82 kV	2,58 kA	288,40 kV
8	1,007 s	0,71 kA	132,79 kV	2,66 kA	318,79 kV	1,32 kA	239,75 kV	3,10 kA	340,62 kV
9	1,008 s	0,71 kA	132,79 kV	2,26 kA	291,04 kV	1,80 kA	283,33 kV	3,45 kA	365,74 kV
10	1,009 s	0,71 kA	132,79 kV	1,73 kA	248,65 kV	2,30 kA	332,03 kV	3,49 kA	359,99 kV
11	1,010 s	0,71 kA	132,79 kV	1,38 kA	223,63 kV	2,69 kA	359,04 kV	3,22 kA	324,05 kV

Tabla 3.4.2.1. Resultado de las simulaciones realizadas de variación del punto de cierre sobre la onda.

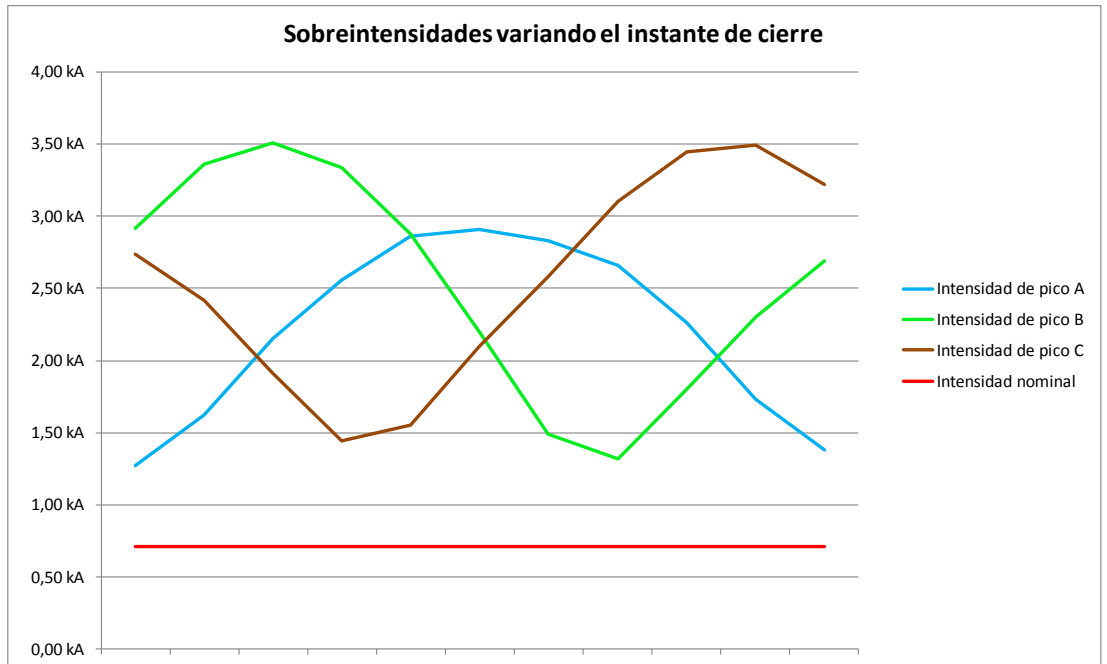


Figura 3.4.2.2. Gráfica de los valores de la tabla 3.4.2.1.

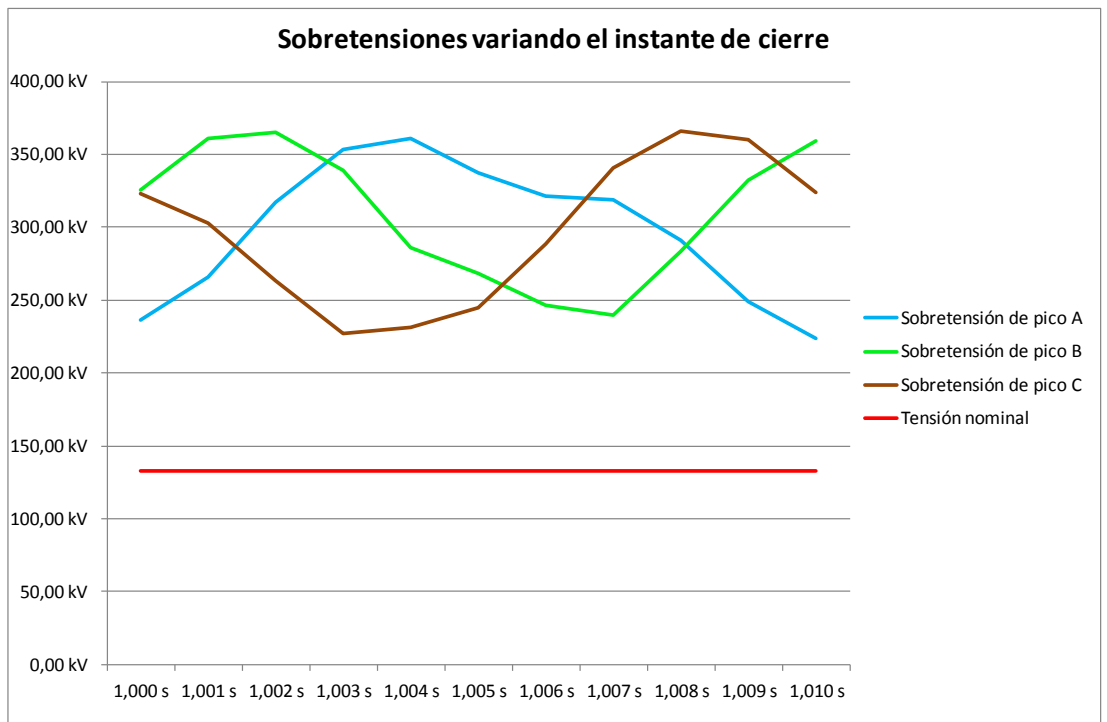


Figura 3.4.2.3. Gráfica de los valores de la tabla 3.4.2.1.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.4.2.1.

3.4.2.1. Simulación 1 - Cierre de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
1	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Banco de condensadores	200 MVAr	1 s

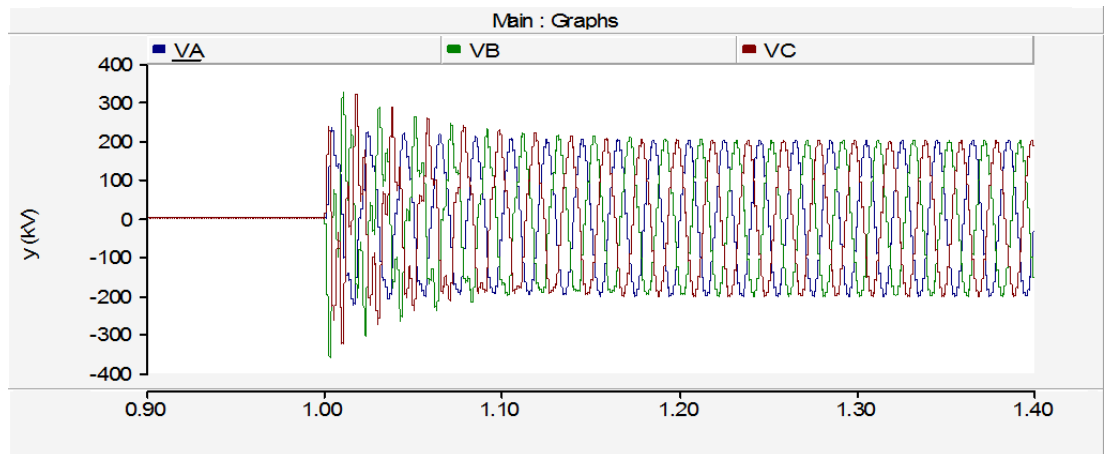


Figura 3.4.2.1.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 200 MVAr.

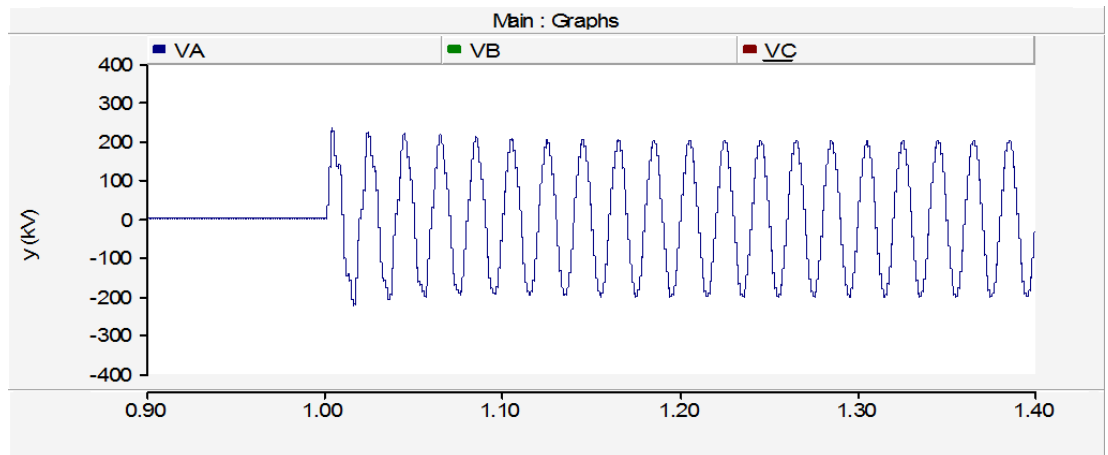


Figura 3.4.2.1.2. Tensión fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVAr.

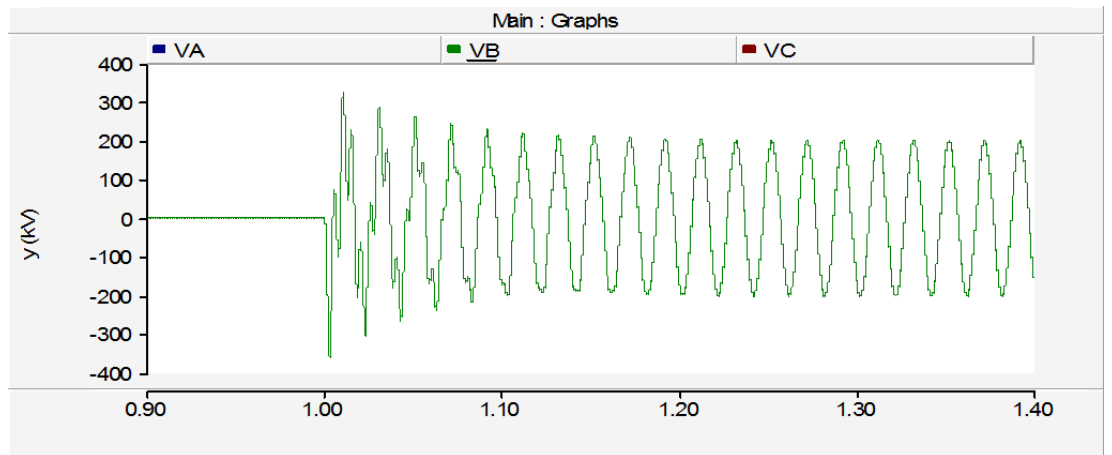


Figura 3.4.2.1.3. Tensión fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

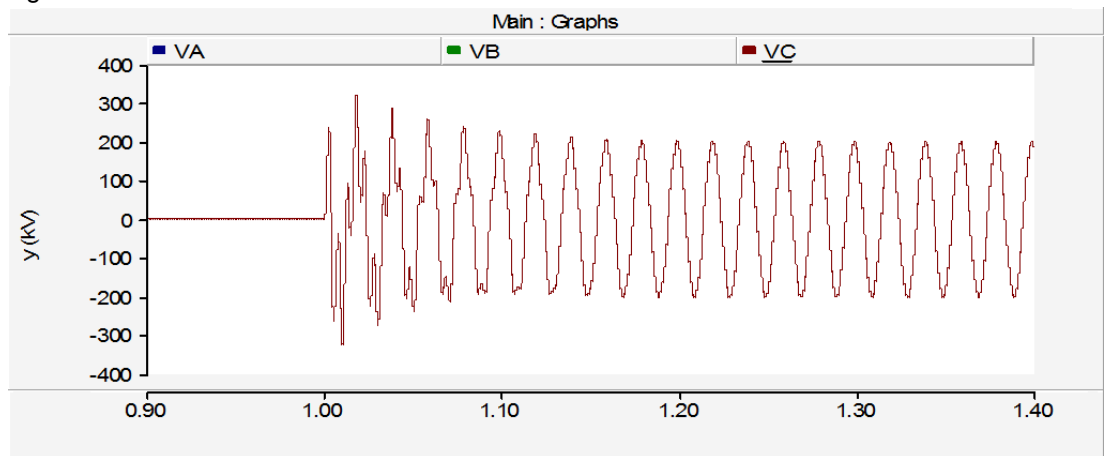


Figura 3.4.2.1.4. Tensión fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

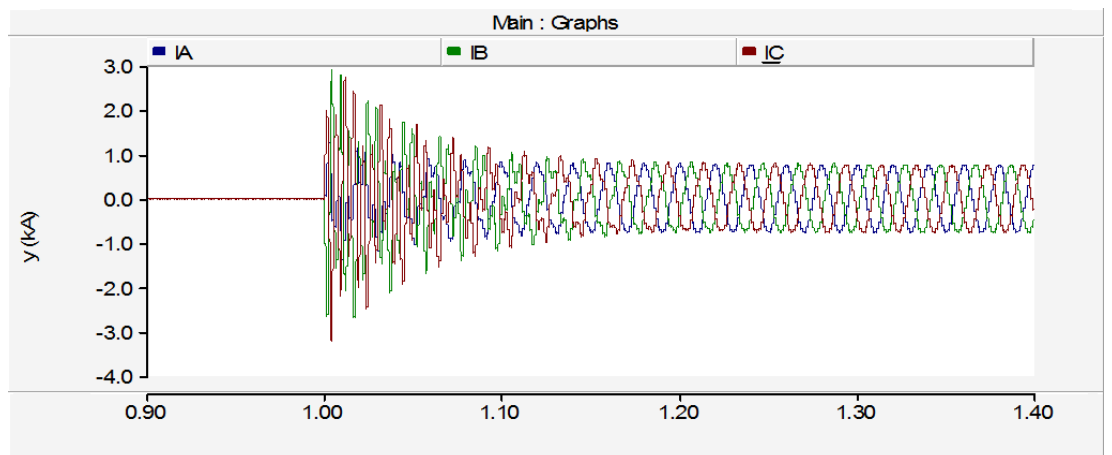


Figura 3.4.2.1.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

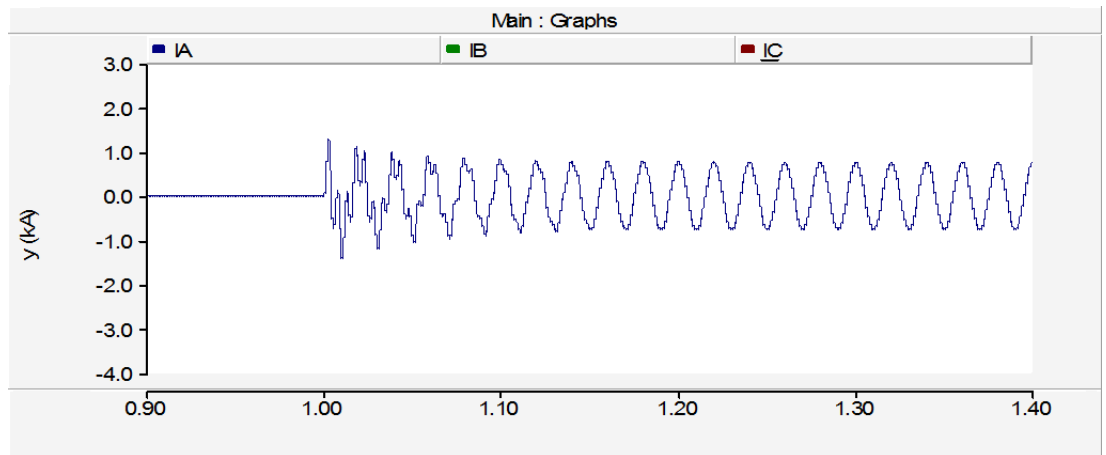


Figura 3.4.2.1.6. Intensidad fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

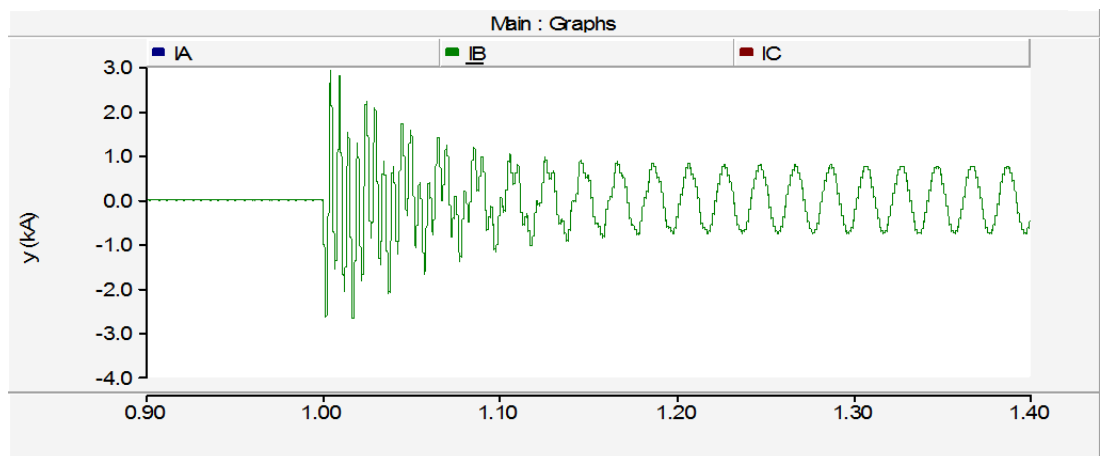


Figura 3.4.2.1.7. Intensidad fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

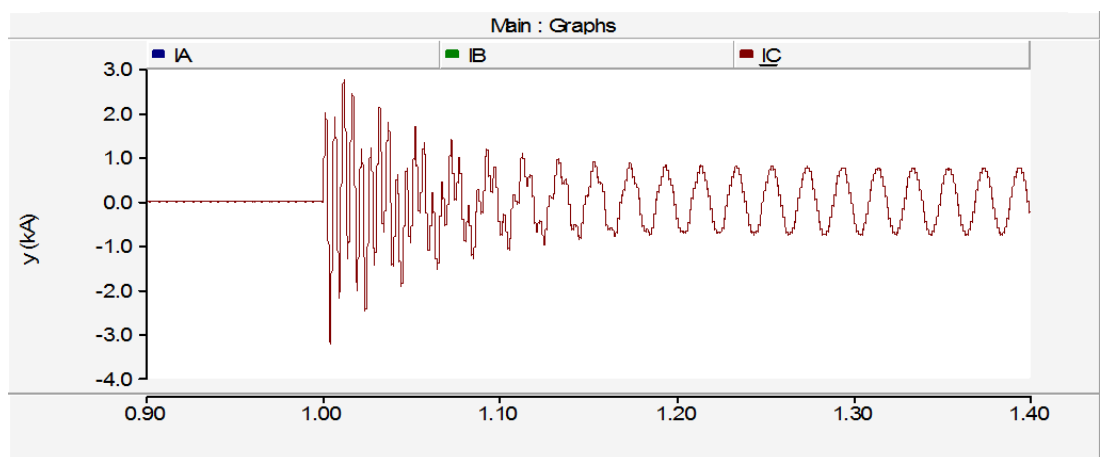


Figura 3.4.2.1.8. Intensidad fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

En la Figura 3.4.2.1.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un banco de condensadores de 200 MVar, que coincide con un paso por cero de la tensión de la fase A. Al tratarse de una carga

capacitiva, el cierre corresponde con un máximo de corriente de la misma fase.

La sobretensión producida solo alcanza un valor máximo instantáneo de 236.29 kV o lo que es lo mismo, 1.178 veces el máximo esperado. Por otro lado, la sobrecorriente producida es cercana a 1,27 kA, sin llegar a alcanzar el doble de la corriente de pico esperada para esta fase.

Por el contrario, en la fase B y la fase C cierran a 1,33 ms del máximo de tensión. En el caso de la fase C corresponde al flanco de bajada tras un paso por un pico de tensión. El caso de la fase B es mas agravante, ya que corresponde al flanco de subida a un pico de tensión (negativo) y por lo tanto incrementa el valor de sobretensión en el momento de cierre, 325.89 kV, 1.62 veces el valor máximo de tensión esperado. Esto se traduce en valores de sobrecorriente de 2.92 kA para la fase B y 2.74 kA para la fase C o lo que es lo mismo 3.89 y 3.65 veces mayor, respectivamente, que la corriente máxima de pico esperada en régimen permanente.

Estos valores de sobretensión y sobrecorriente provocarán una fuerte degradación y desgaste en las cámaras del interruptor, pudiendo llegar a producirse explosión del mismo. Como consecuencia, será necesario realizar un mayor mantenimiento en la apartamta, una sustitución de las cámaras por perforaciones en el teflón y se reducirá considerablemente la vida útil del interruptor.

También se puede observar la presencia de armónicos en el transitorio de inserción, los cuales estabilizan a los 0.3 segundos después del cierre.

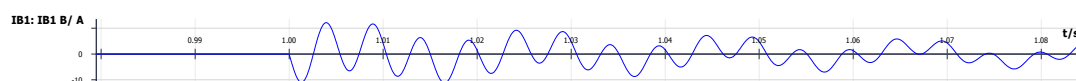


Figura 3.4.2.1.9. Intensidad de la fase B en cierre de banco de condensadores.

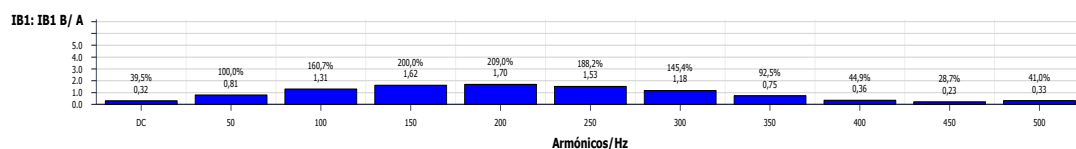


Figura 3.4.2.1.10. Armónicos ocasionados en la fase B en cierre de banco de condensadores.

3.4.2.2. Simulación 2 - Cierre de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
6	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Banco de condensadores	200 MVar	1.005 s

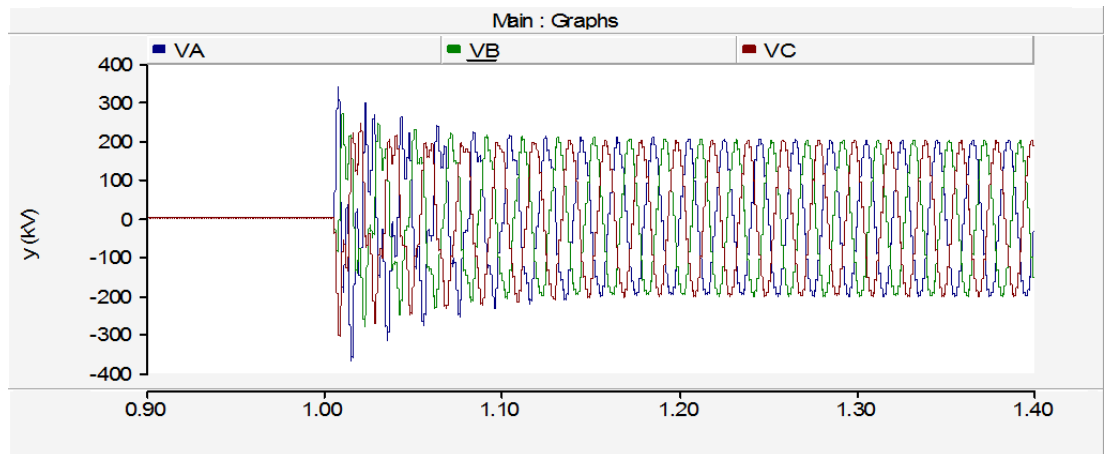


Figura 3.4.2.2.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

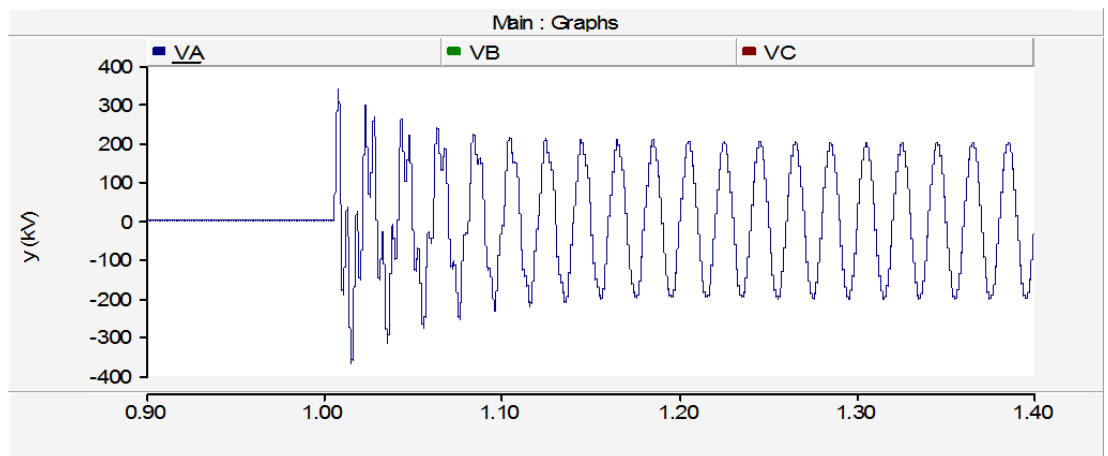


Figura 3.4.2.2.2. Tensión de fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

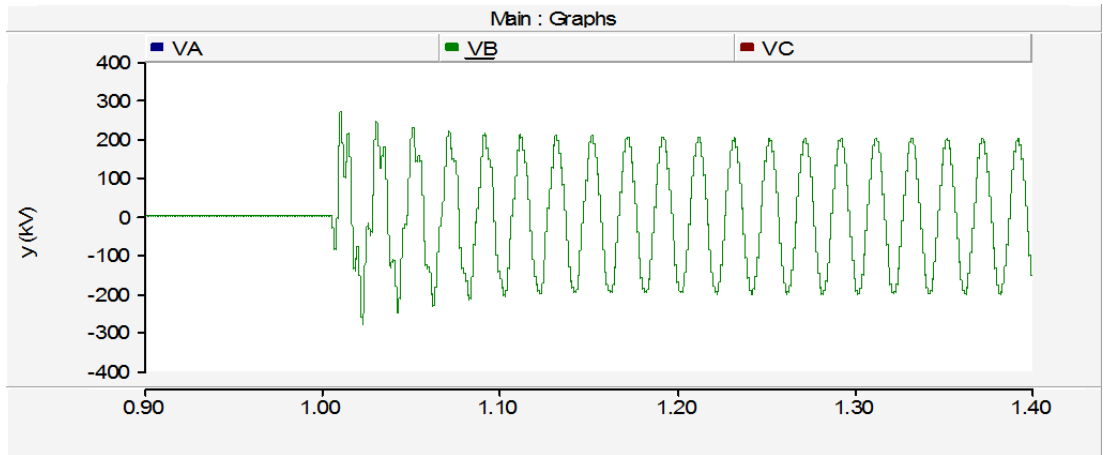


Figura 3.4.2.2.3. Tensión de fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

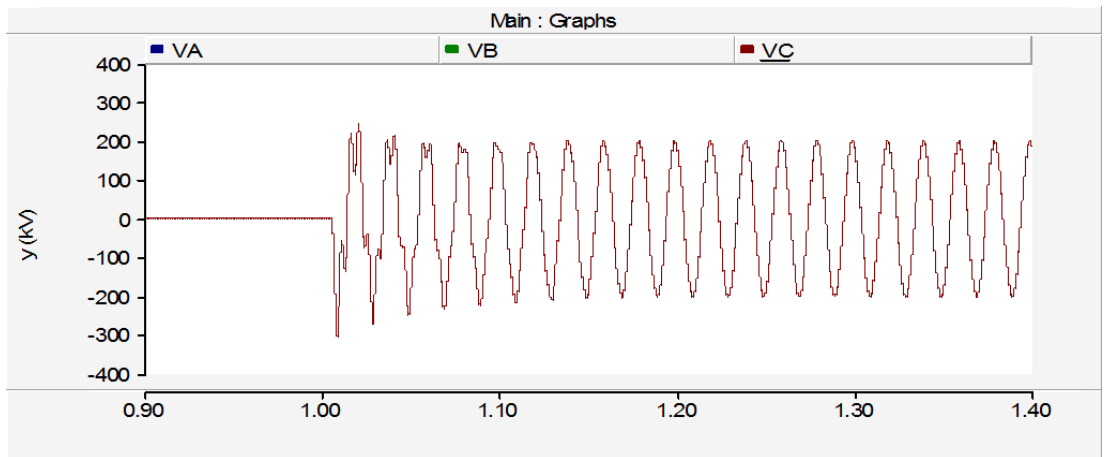


Figura 3.4.2.2.4. Tensión de fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

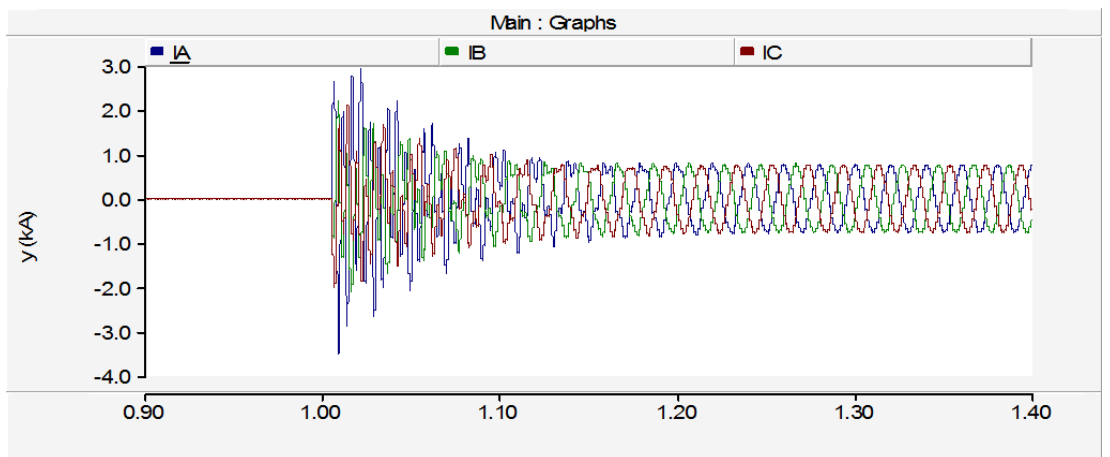


Figura 3.4.2.2.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

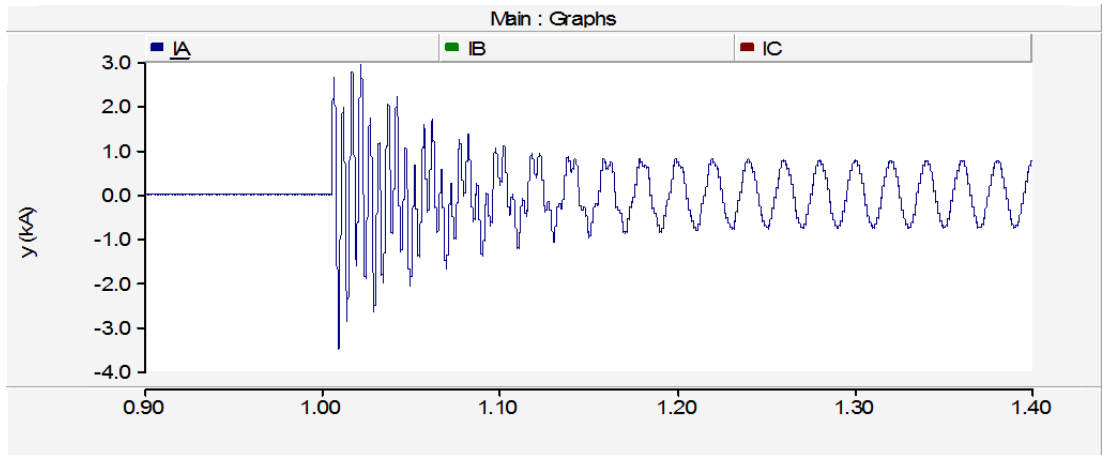


Figura 3.4.2.2.6. Intensidad de fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

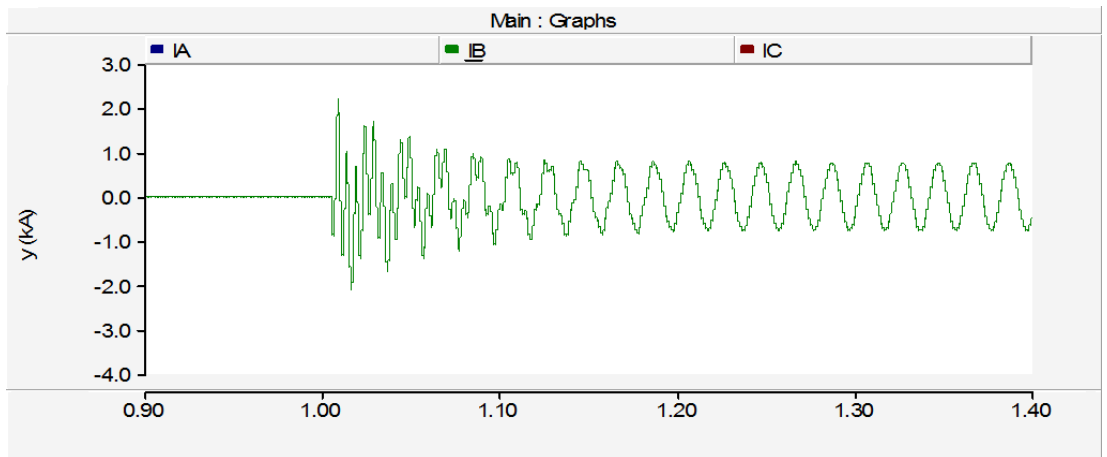


Figura 3.4.2.2.7. Intensidad de fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

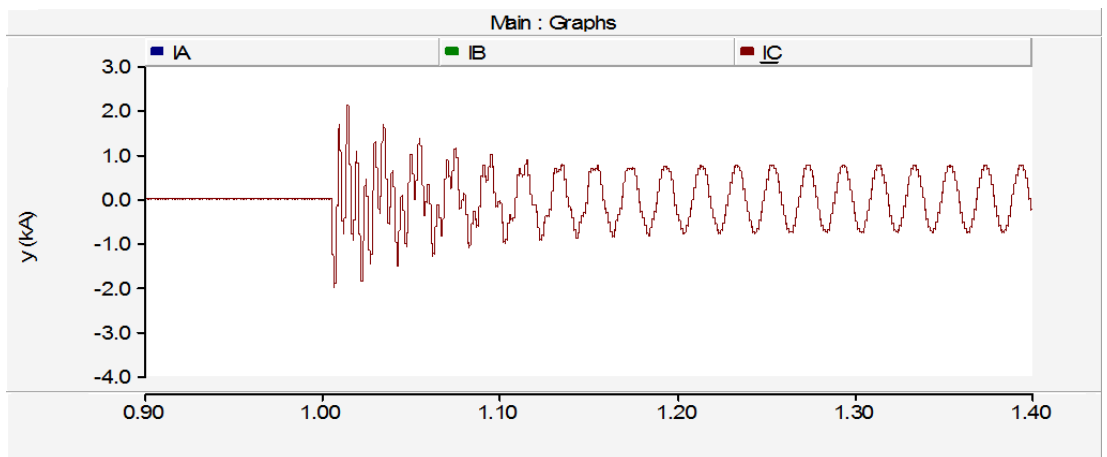


Figura 3.4.2.2.8. Intensidad de fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

En la Figura 3.4.2.2.1 se observa el cierre en el instante $t=1.005$ de un banco de condensadores de 200 MVar, que coincide con un paso

por el máximo de la tensión de la fase A, lo cual al tratarse de una carga capacitiva, corresponde con un máximo de corriente de la misma fase.

En este instante de cierre se aprecia que la intensidad máxima es la de la fase A, con un valor de 2.91 kA, correspondiente a 3.88 veces la intensidad máxima esperada. La tensión máxima es también la ocurrida en la fase A, con 337.03 kV, 1.68 veces mayor a la tensión máxima esperada.

Simulaciones variando la tensión

En este apartado se analizan las simulaciones de la tensión variable. Se han elaborado 6 simulaciones, correspondientes a los niveles de tensión de 400 kV, 220 kV, 132 kV, 66 kV, 45 kV y 20 kV. Estas se muestran en la tabla 3.4.2.2, en la que se podrá ver, para cada simulación, la tensión del ensayo y las intensidades máximas y nominales de cada fase. Estos datos se recogen en los gráficos 3.4.2.5 y 3.4.2.6.

El esquema adoptado es el siguiente:

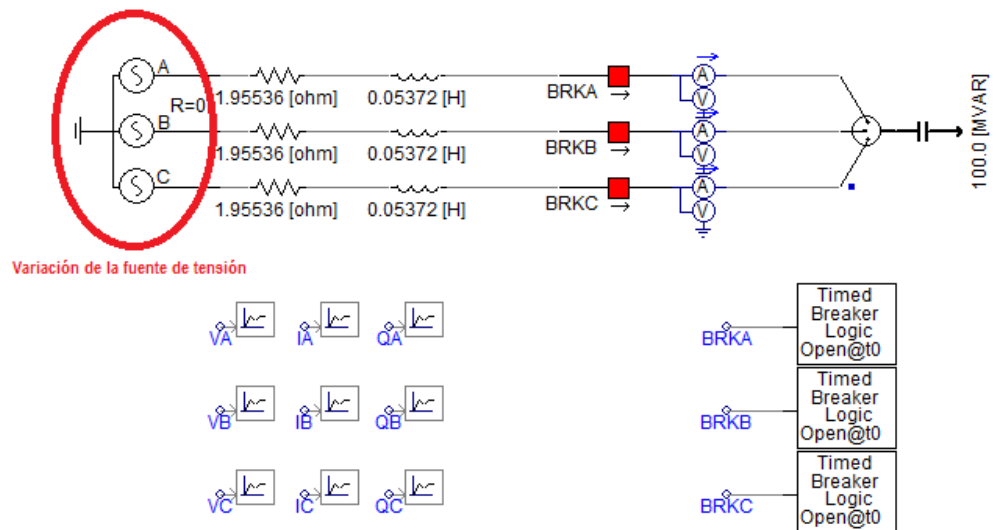


Figura 3.4.2.4. Esquema de la simulación de bancos de condensadores con variación de la tensión del nudo.

TENSIÓN VARIABLE										
Prueba Nº	Resistencia de la fuente	Reactancia de la fuente	Intensidad nominal	Tensión nominal	Intensidad de pico A	Sobretensión de pico A	Intensidad de pico B	Sobretensión de pico B	Intensidad de pico C	Sobretensión de pico C
1	6,46400 Ω	0,17759 H	0,20 kA	230,94 kV	0,38 kA	377,79 kV	1,08 kA	574,88 kV	0,98 kA	515,61 kV
2	1,95536 Ω	0,05372 H	0,35 kA	132,79 kV	0,66 kA	212,64 kV	1,95 kA	324,58 kV	1,76 kA	298,85 kV
3	0,70393 Ω	0,01934 H	0,62 kA	76,21 kV	1,15 kA	124,62 kV	3,27 kA	189,54 kV	2,99 kA	170,06 kV
4	0,17598 Ω	0,00484 H	1,24 kA	38,11 kV	2,31 kA	62,24 kV	6,54 kA	94,61 kV	5,96 kA	84,87 kV
5	0,08181 Ω	0,00225 H	1,81 kA	25,98 kV	3,39 kA	42,37 kV	9,56 kA	64,33 kV	8,69 kA	57,62 kV
6	0,01616 Ω	0,00044 H	4,08 kA	11,55 kV	7,60 kA	18,62 kV	21,07 kA	27,93 kV	18,75 kA	24,59 kV

Tabla 3.4.2.2. Tabla de la simulación de bancos de condensadores con variación de la tensión del nudo.

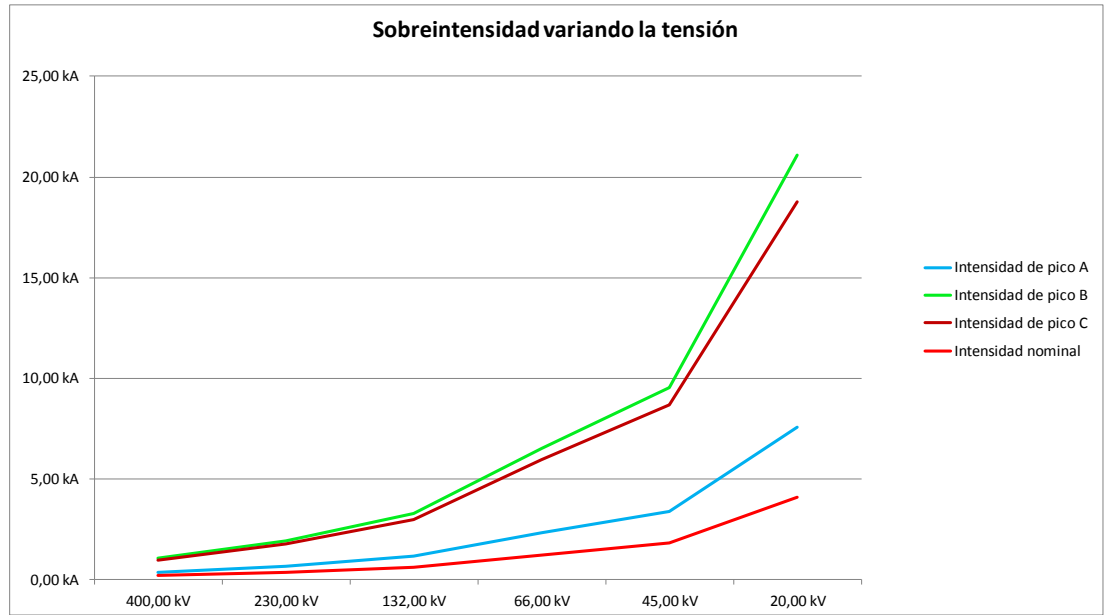


Figura 3.4.2.5. Sobreintensidades de la simulación de bancos de condensadores con variación de la tensión del nudo.

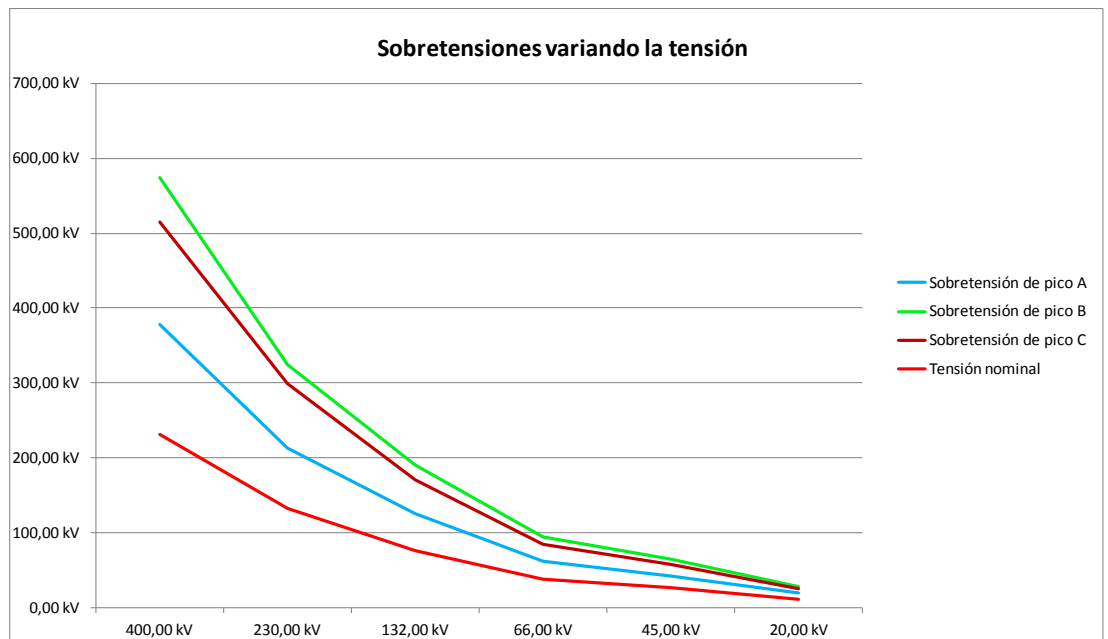


Figura 3.4.2.6. Sobretensiones de la simulación de bancos de condensadores con variación de la tensión del nudo.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.4.2.2.

3.4.2.3. Simulación 3 - Cierre de una banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
2	1.95536 Ω 0.053721H	230 kV	Banco de condensadores	100 MVar

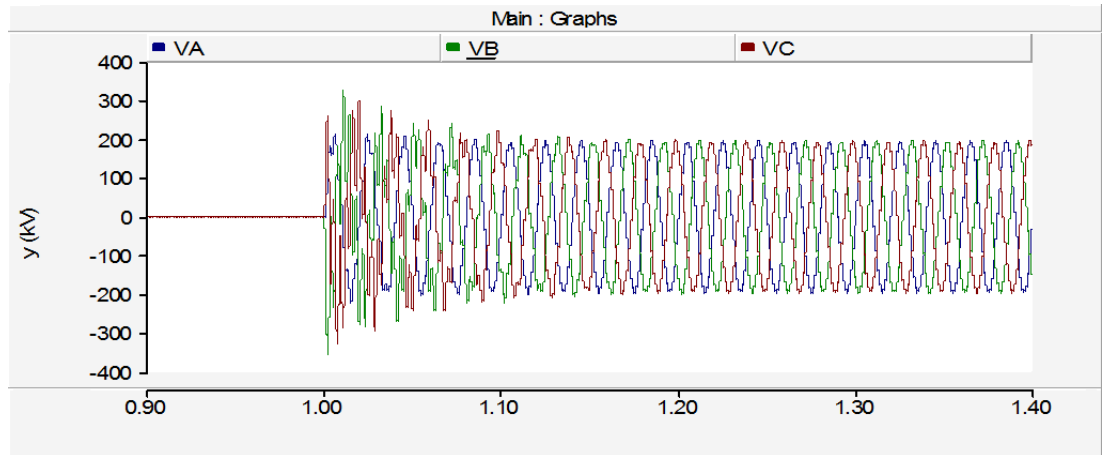


Figura 3.4.2.3.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

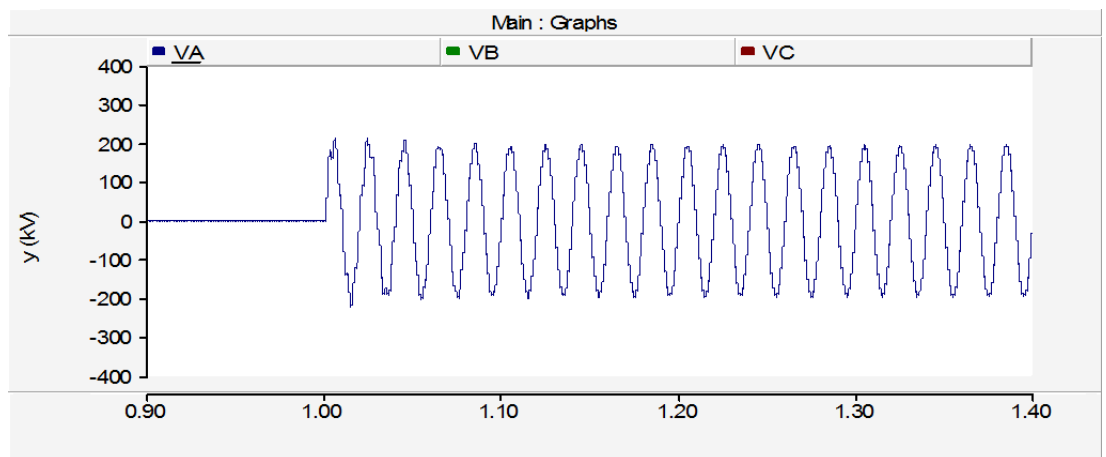


Figura 3.4.2.3.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

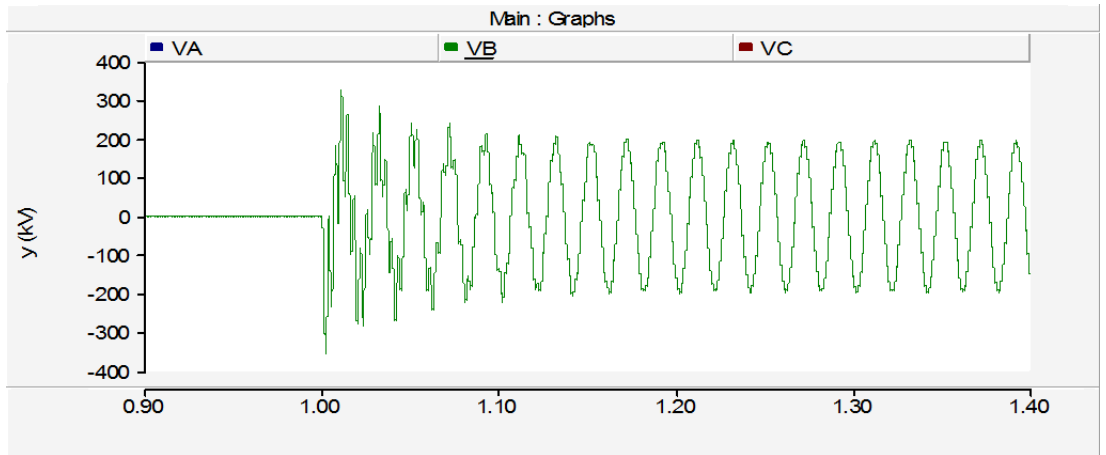


Figura 3.4.2.3.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

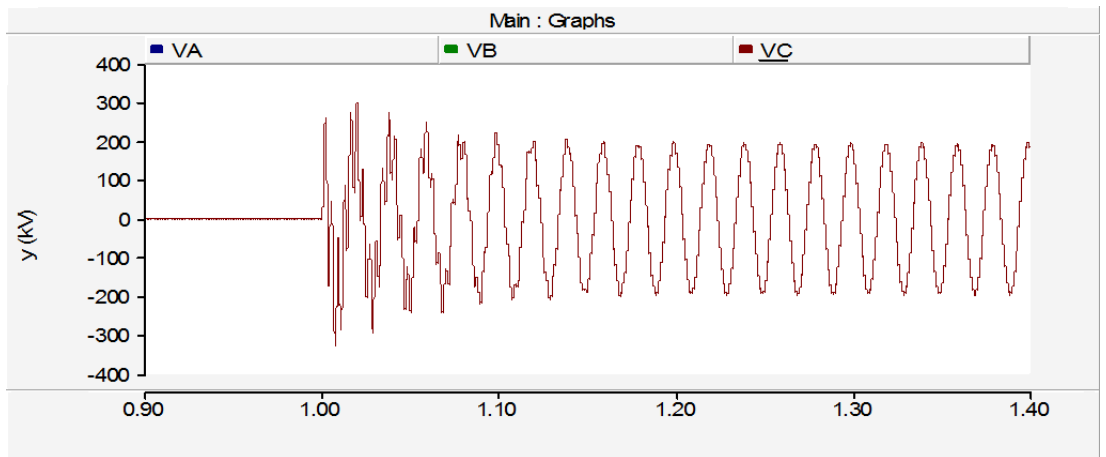


Figura 3.4.2.3.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

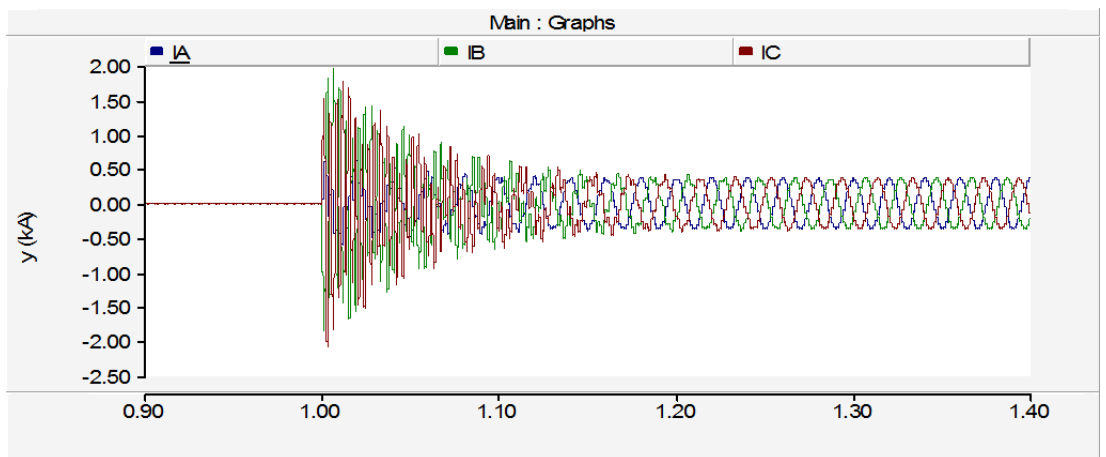


Figura 3.4.2.3.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

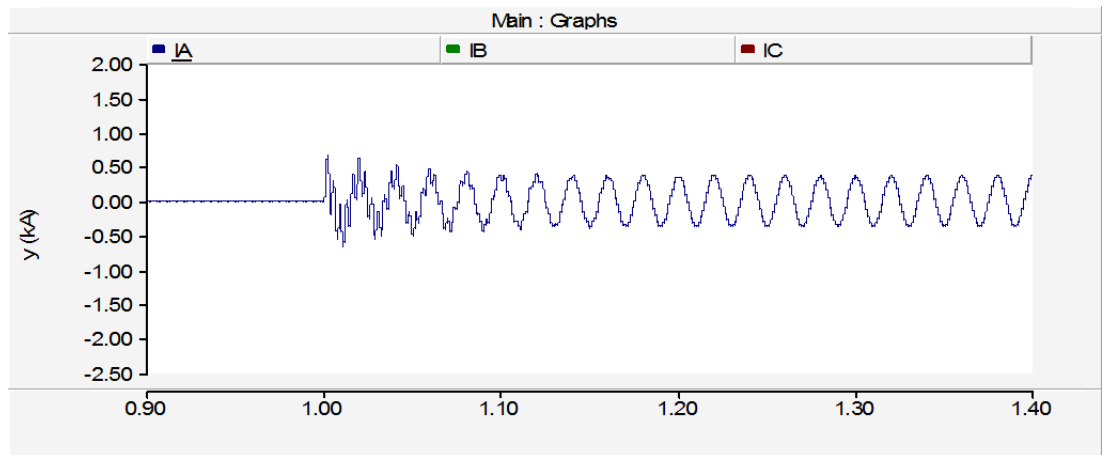


Figura 3.4.2.3.6. Intensidad de la fase A en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

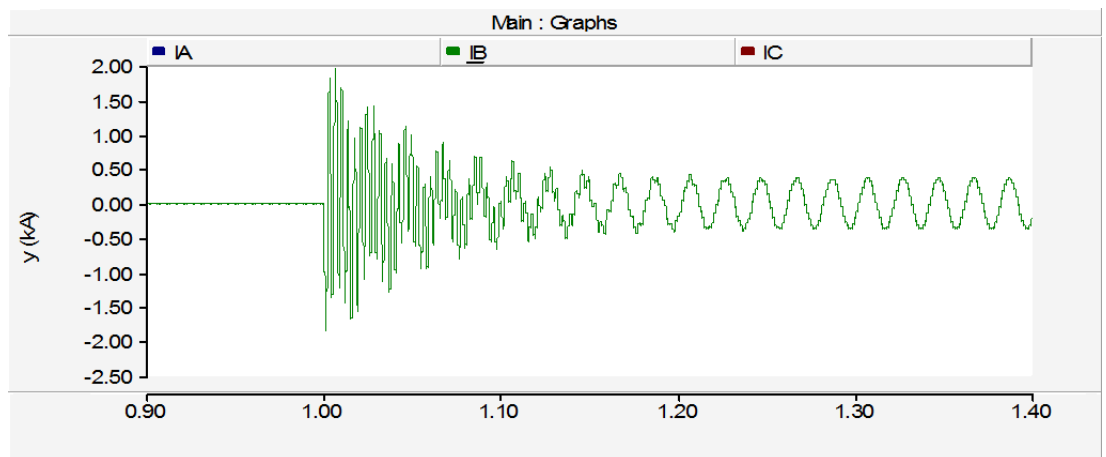


Figura 3.4.2.3.7. Intensidad de la fase B en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

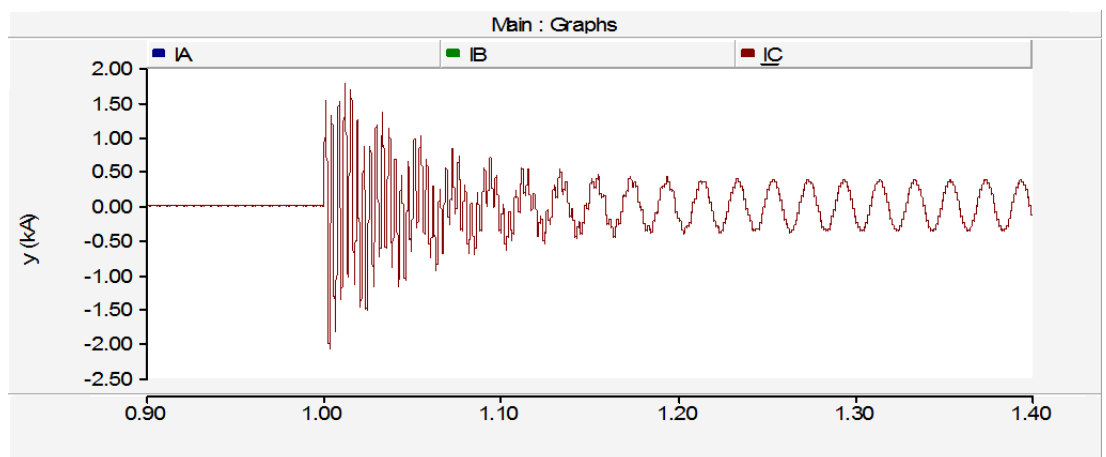


Figura 3.4.2.3.8. Intensidad de la fase C en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

En la Figura 3.4.2.3.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un banco de condensadores de 100 MVar.

La tensión compuesta a la que se conecta dicho elemento es 230 kV.

En esta simulación se experimentan los valores más altos, de tensión y de intensidad, en la fase B, siendo estos de 324.58 kV y 1.95 kA, con valores por unidad de 1.618 y 5.57, respectivamente.

3.4.2.4. Simulación 4 - Cierre de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
5	1.95536Ω 0.053721H	45 kV	Banco de condensadores	100 MVar

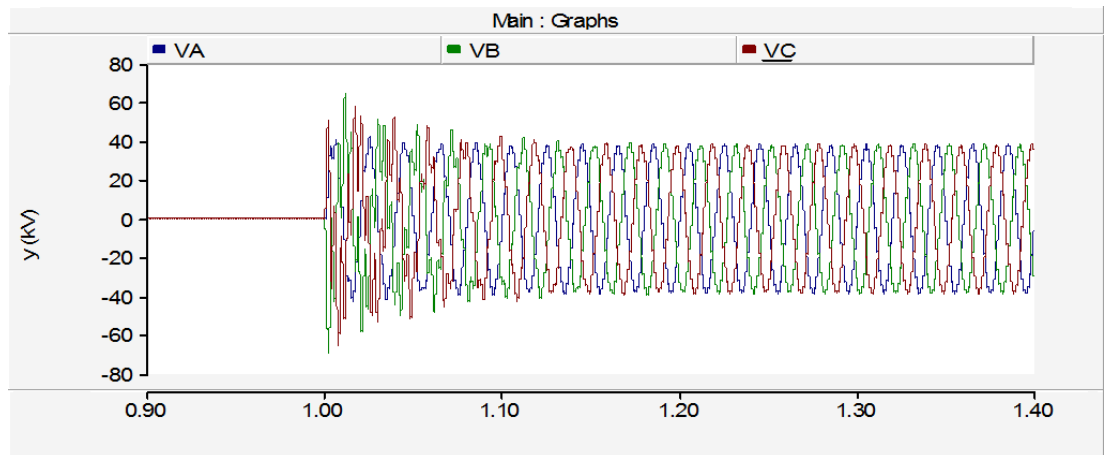


Figura 3.4.2.4.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

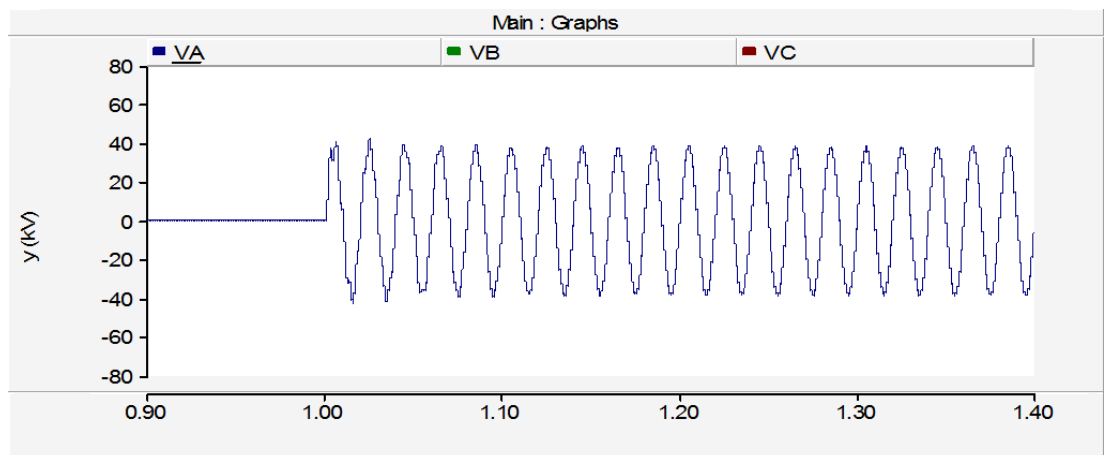


Figura 3.4.2.4.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

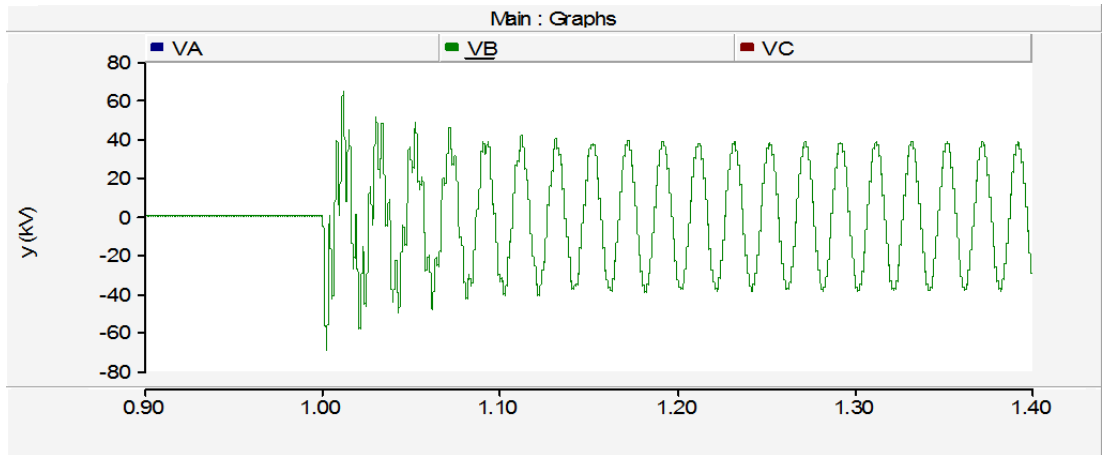


Figura 3.4.2.4.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

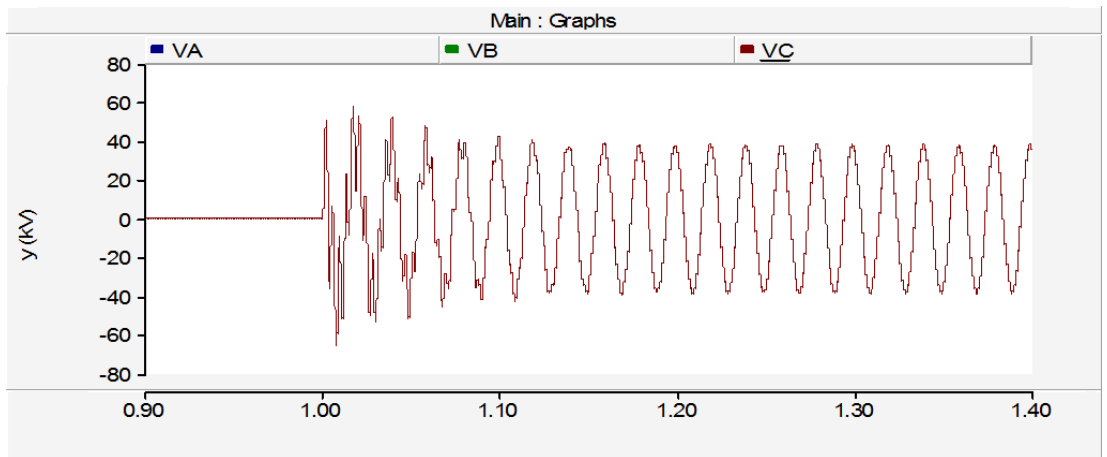


Figura 3.4.2.4.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

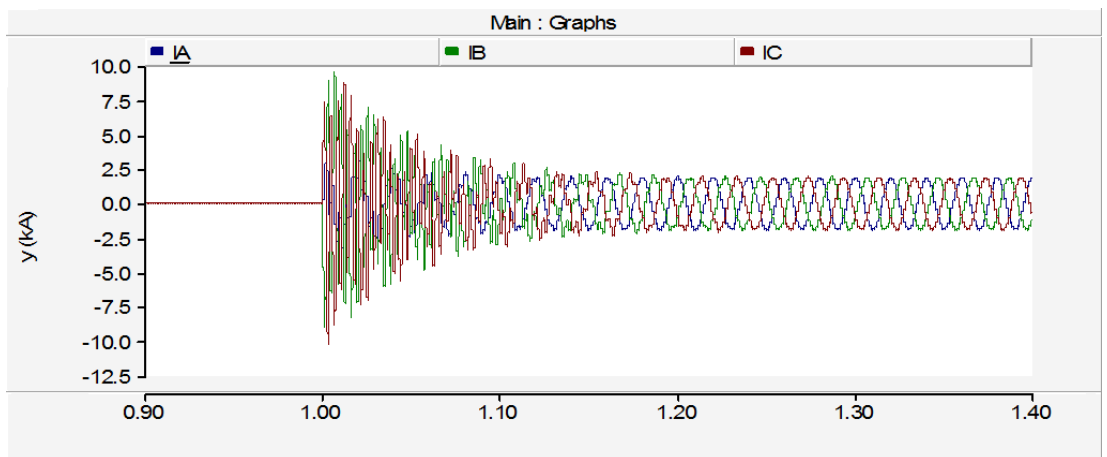


Figura 3.4.2.4.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

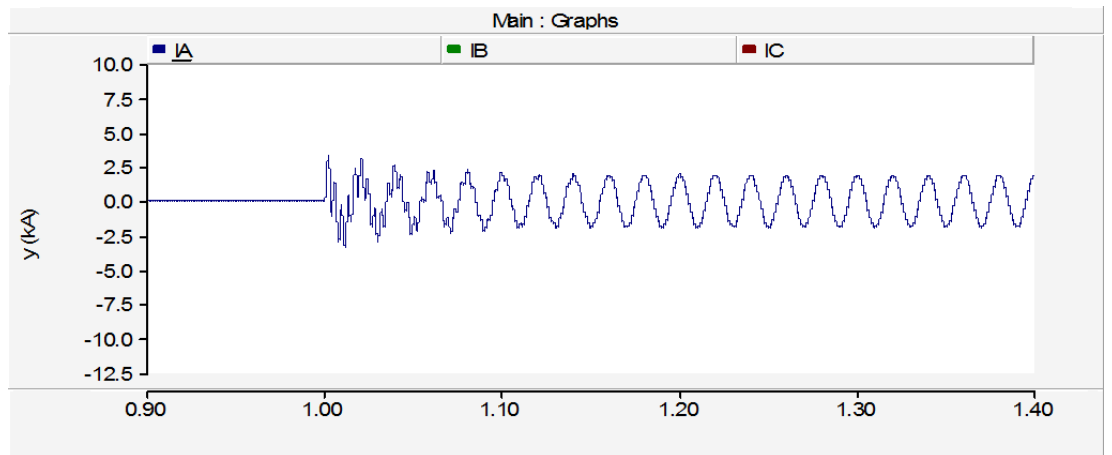


Figura 3.4.2.4.6. Intensidad de la fase A en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

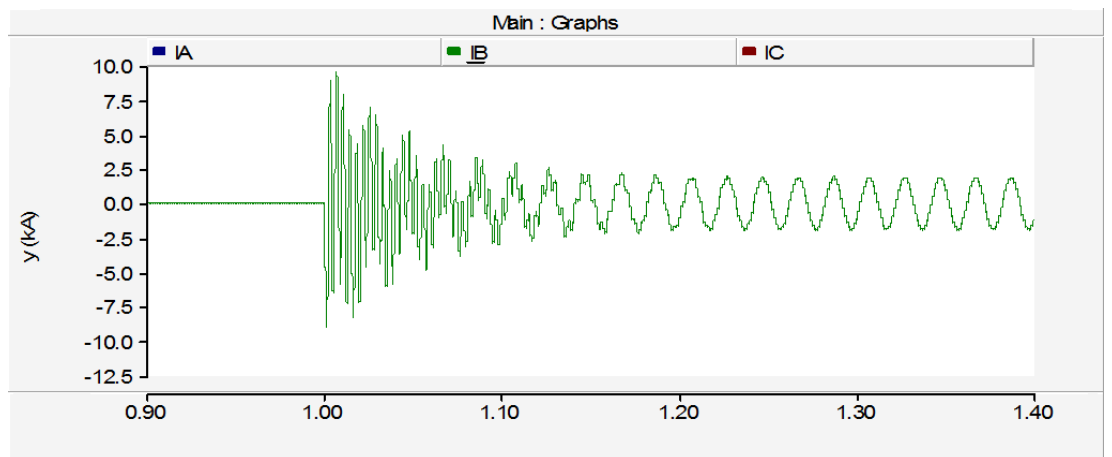


Figura 3.4.2.4.7. Intensidad de la fase B en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

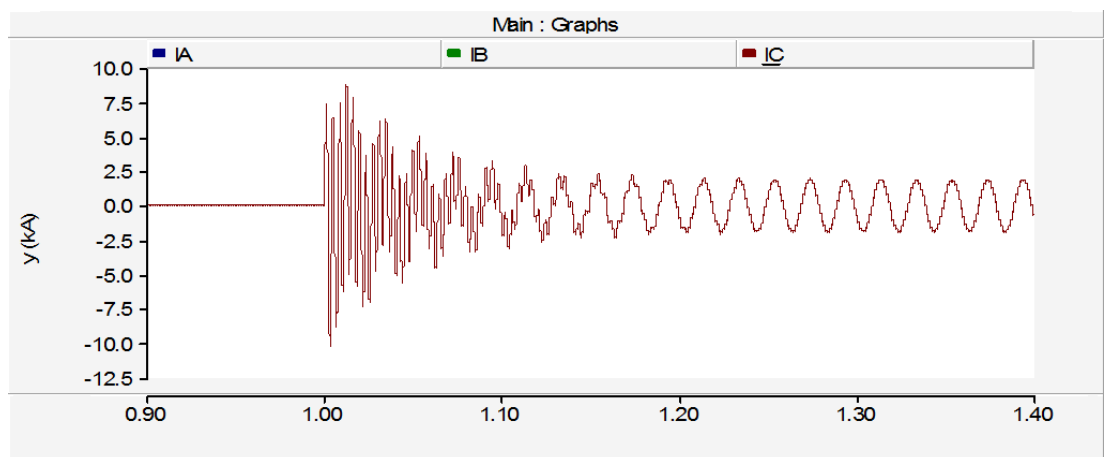


Figura 3.4.2.4.8. Intensidad de la fase C en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

En la Figura 3.4.2.4.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un banco de condensadores de 100 MVAR, conectado a un nudo con una tensión compuesta de 45 kV.

En este caso la fase con más picos es la B, con una intensidad de pico en el instante de conexión de 9.56 kA, 5.28 veces mayor que la intensidad máxima esperada, y una tensión de 64.33 kV, 1.69 veces mayor que la esperada.

Simulaciones de potencia del elemento variable

Se muestran las simulaciones variando la potencia del banco de condensadores. Se han realizado 18, correspondientes a las potencias de 100, 130, 160, 190, 220, 250, 280, 300 y 330 MVAR para las tensiones de 400 y 220 kV. Los resultados se muestran en la tabla 3.4.2.3, en la que se puede ver para cada simulación la potencia del elemento, la tensión y las intensidades máximas de cada fase. Estos datos se recogen en los gráficos 3.4.2.8 y 3.4.2.9.

El esquema adoptado es el siguiente:

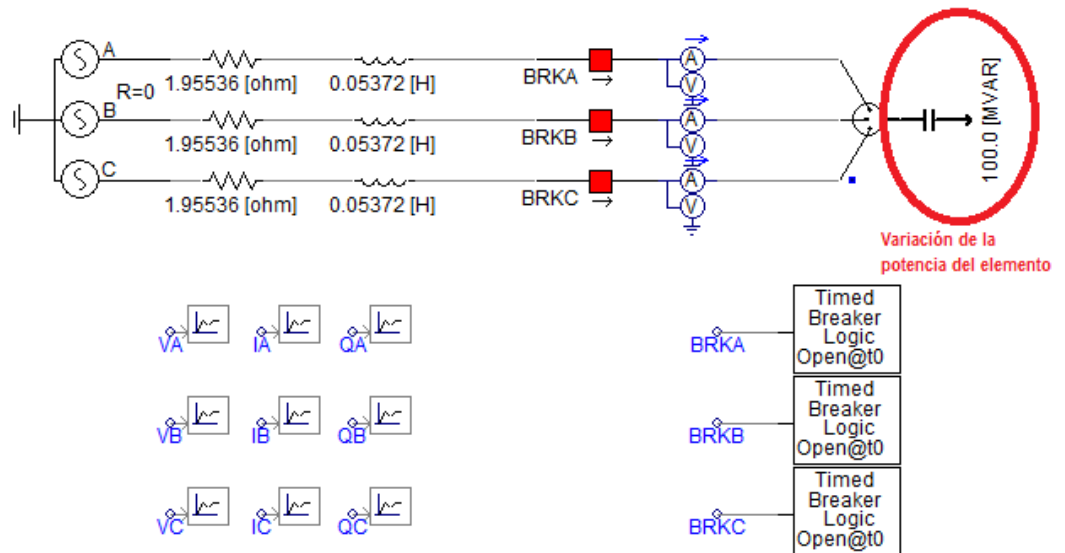


Figura 3.4.2.7. Esquema de la simulación de banco de condensadores con variación de la potencia del elemento.

POTENCIA DEL ELEMENTO VARIABLE									
Prueba Nº	Potencia	Intensidad nominal	Tensión nominal	Intensidad de pico A	Tensión de pico A	Intensidad de pico B	Tensión de pico B	Intensidad de pico C	Tensión de pico C
1	100 MVar	0,35 kA	132,79 kV	0,67 kA	212,64 kA	1,95 kA	324,58 kA	1,76 kA	298,85 kA
2	130 MVar	0,46 kA	132,79 kV	0,85 kA	204,10 kA	2,27 kA	328,61 kA	2,10 kA	318,69 kA
3	160 MVar	0,57 kA	132,79 kV	1,03 kA	219,53 kA	2,54 kA	298,33 kA	2,33 kA	286,82 kA
4	190 MVar	0,67 kA	132,79 kV	1,21 kA	232,45 kA	2,81 kA	317,95 kA	2,62 kA	314,53 kA
5	220 MVar	0,78 kA	132,79 kV	1,38 kA	243,37 kA	3,14 kA	338,09 kA	2,98 kA	328,95 kA
6	250 MVar	0,89 kA	132,79 kV	1,63 kA	252,72 kA	3,47 kA	347,95 kA	3,32 kA	316,00 kA
7	280 MVar	0,99 kA	132,79 kV	1,79 kA	260,79 kA	3,80 kA	349,16 kA	3,62 kA	295,24 kA
8	300 MVar	1,06 kA	132,79 kV	1,83 kA	265,57 kA	4,02 kA	345,86 kA	3,79 kA	273,06 kA
9	330 MVar	1,17 kA	132,79 kV	1,98 kA	271,97 kA	4,36 kA	335,62 kA	3,99 kA	300,81 kA

Tabla 3.4.2.3. Tabla de la simulación de banco de condensadores con variación de la potencia del elemento.

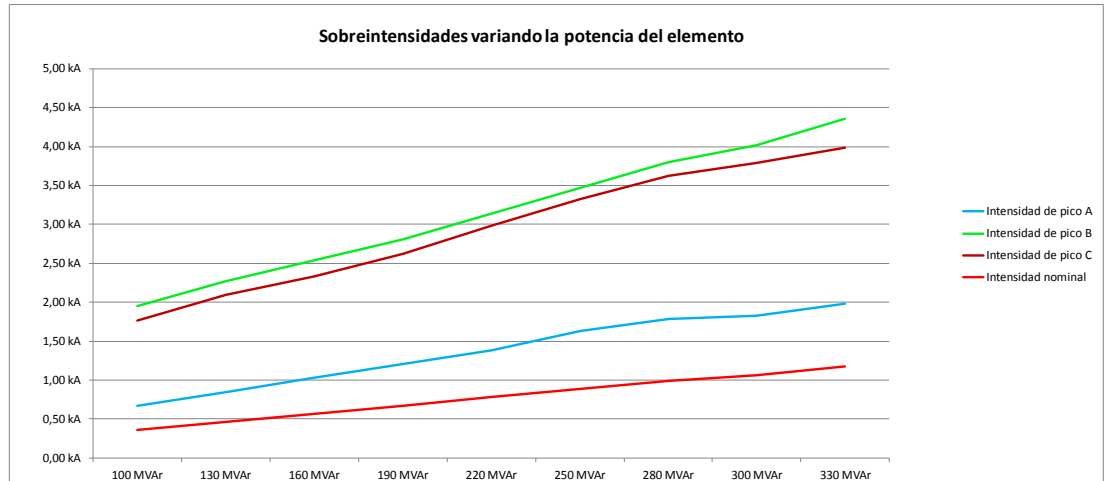


Figura 3.4.2.8. Gráfico de la simulación de banco de condensadores con variación de la potencia del elemento.

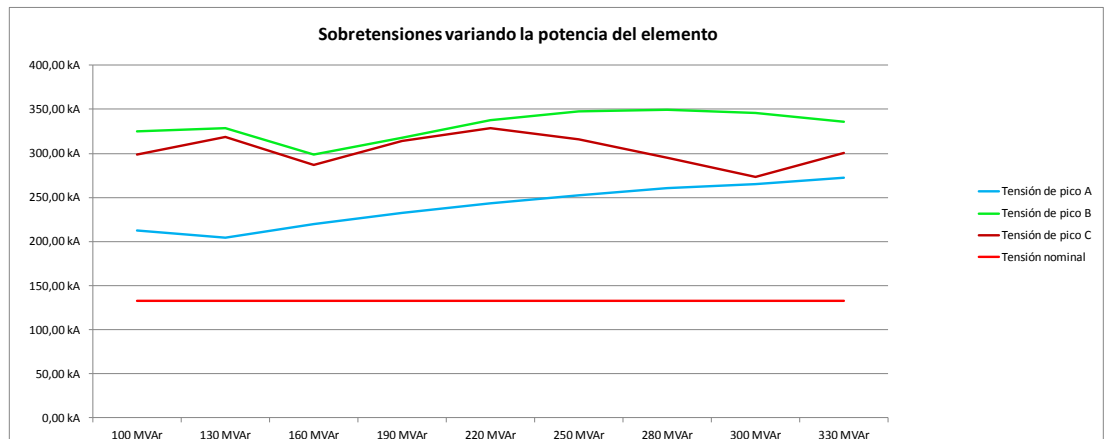


Figura 3.4.2.9. Gráfico de la simulación de banco de condensadores con variación de la potencia del elemento.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.4.2.3.

3.4.2.5. Simulación 5 - Cierre de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
1	1.95536 Ω 0.5372H	230 kV	Banco de condensadores	100 MVar

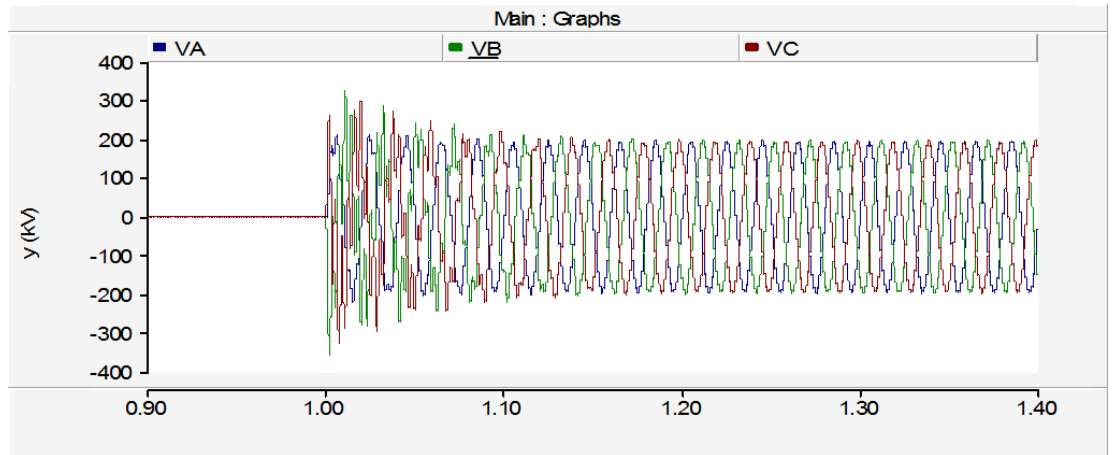


Figura 3.4.2.5.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

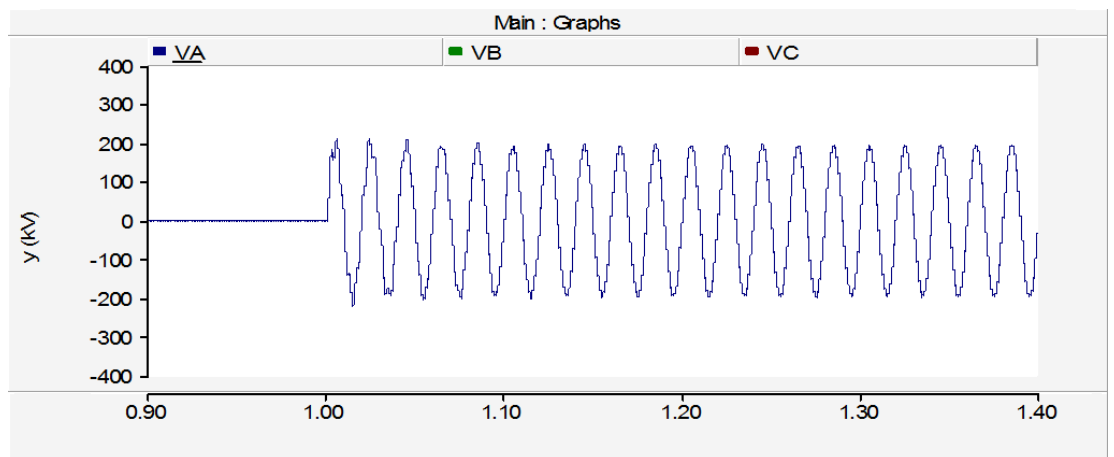


Figura 3.4.2.5.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

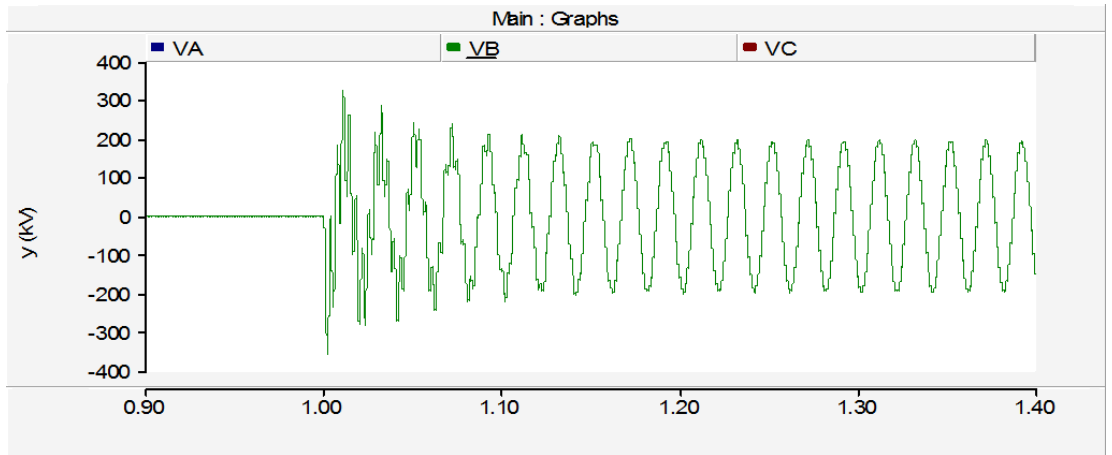


Figura 3.4.2.5.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

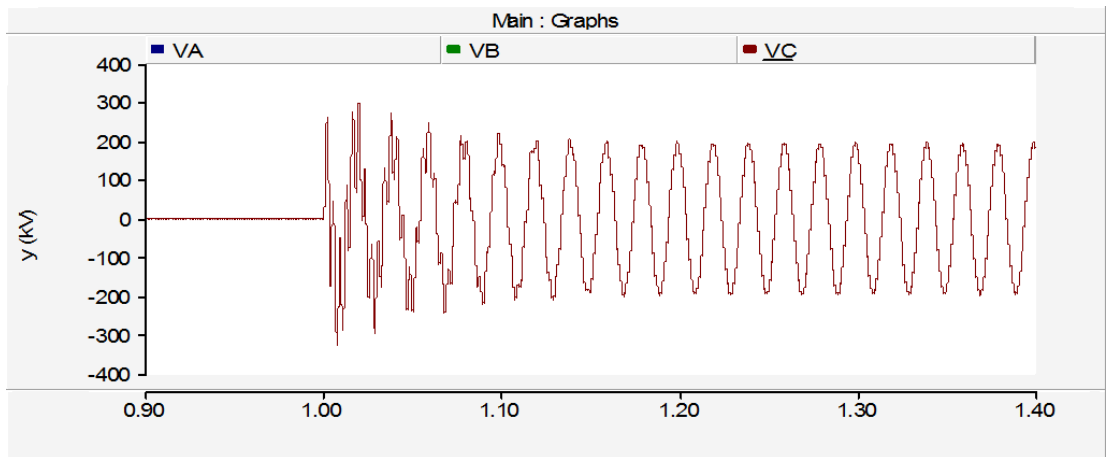


Figura 3.4.2.5.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

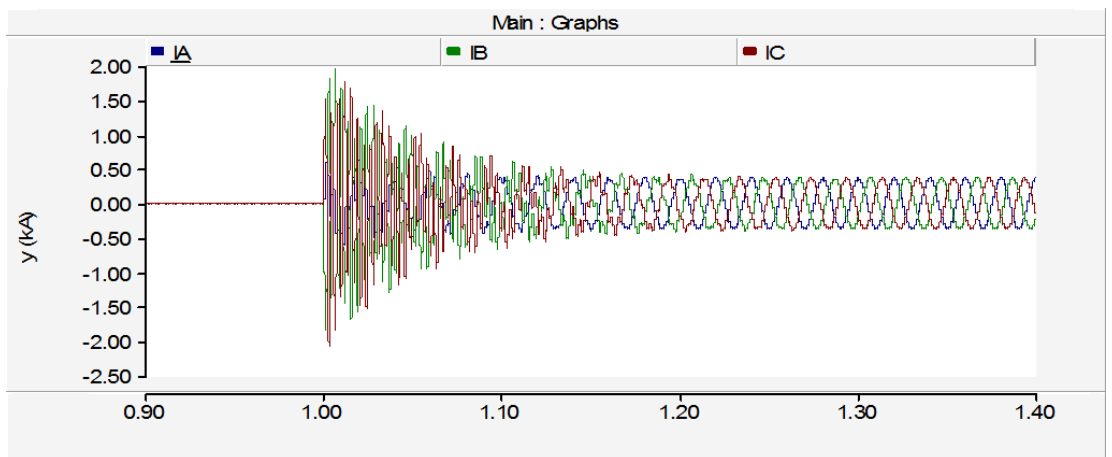


Figura 3.4.2.5.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

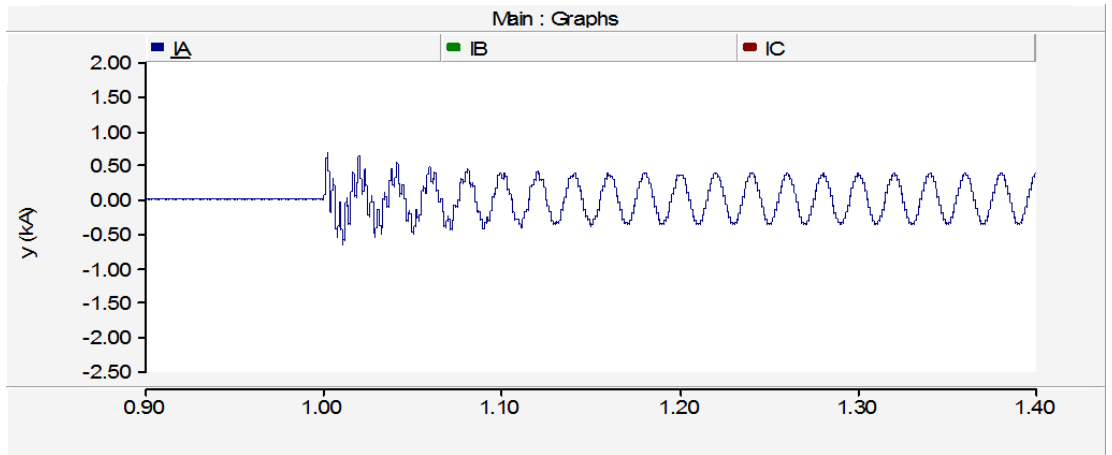


Figura 3.4.2.5.6. Intensidad en la fase A en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

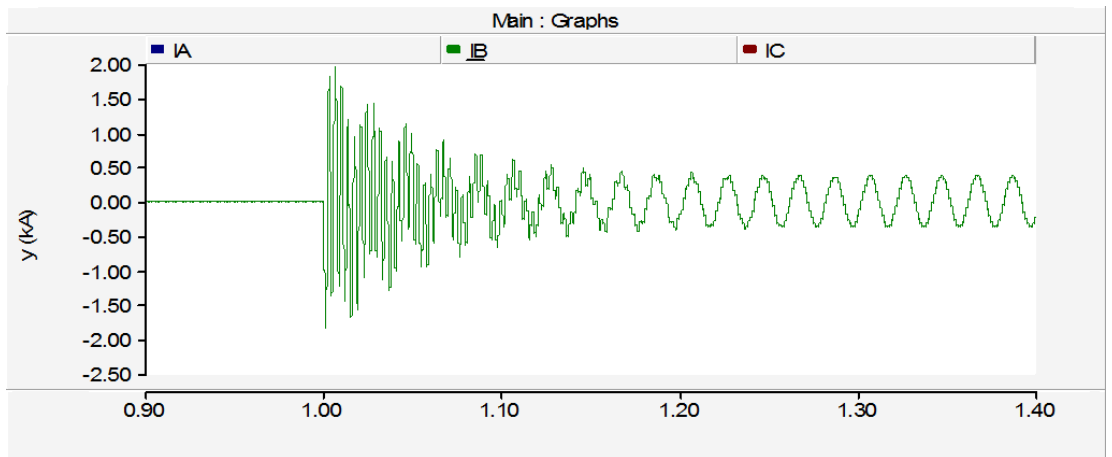


Figura 3.4.2.5.7. Intensidad en la fase B en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

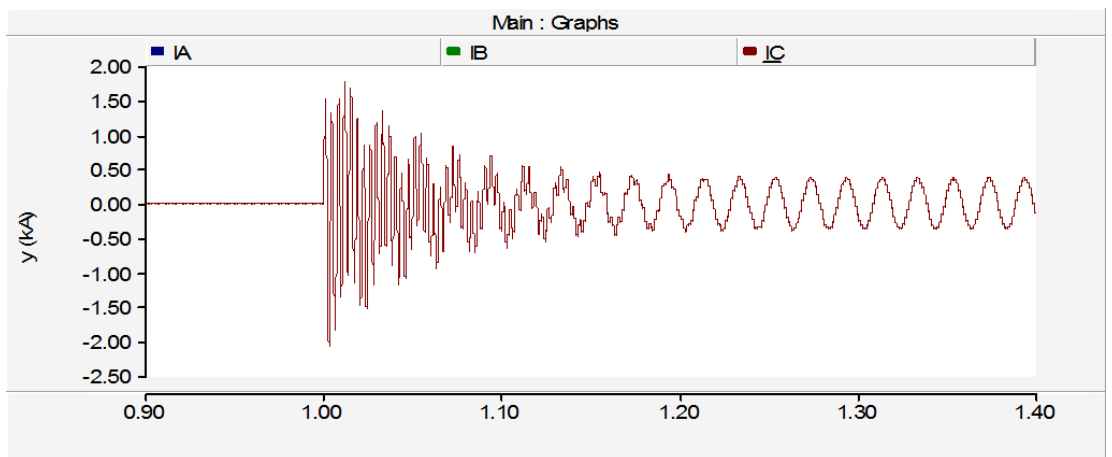


Figura 3.4.2.5.8. Intensidad en la fase C en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

En la Figura 3.4.2.5.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un banco de condensadores de 100 MVAR en una red con una tensión compuesta de 230 kV.

En este caso, la fase con más sobrecorriente y sobretensión es la B, con una intensidad máxima en el instante de conexión de 1.95 kA, 5.57 veces mayor que la intensidad máxima de pico esperada y una tensión de 324.58 kV, 1.61 veces mayor que la esperada.

3.4.2.6. Simulación 6 - Cierre de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
5	1.95536Ω 0.5372H	230 kV	Banco de condensadores	220 MVar

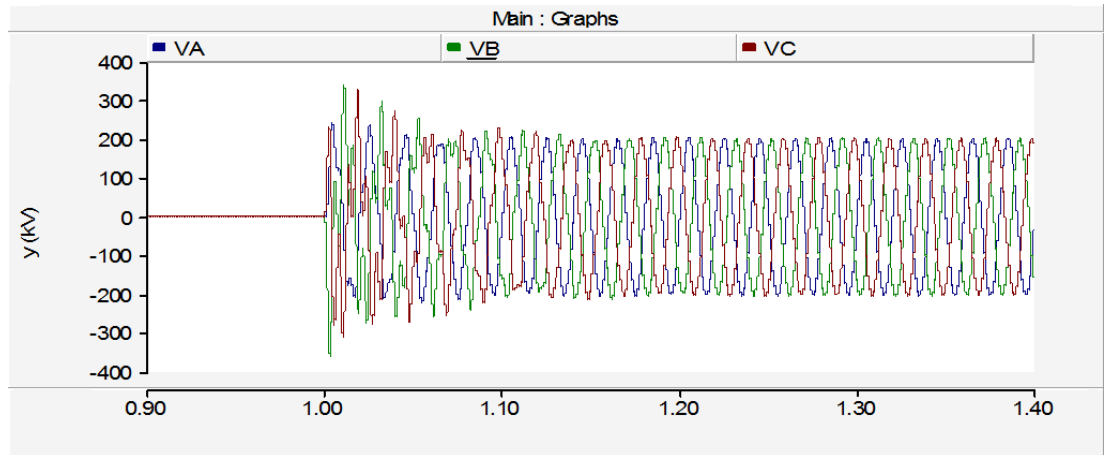


Figura 3.4.2.6.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 220 MVar.

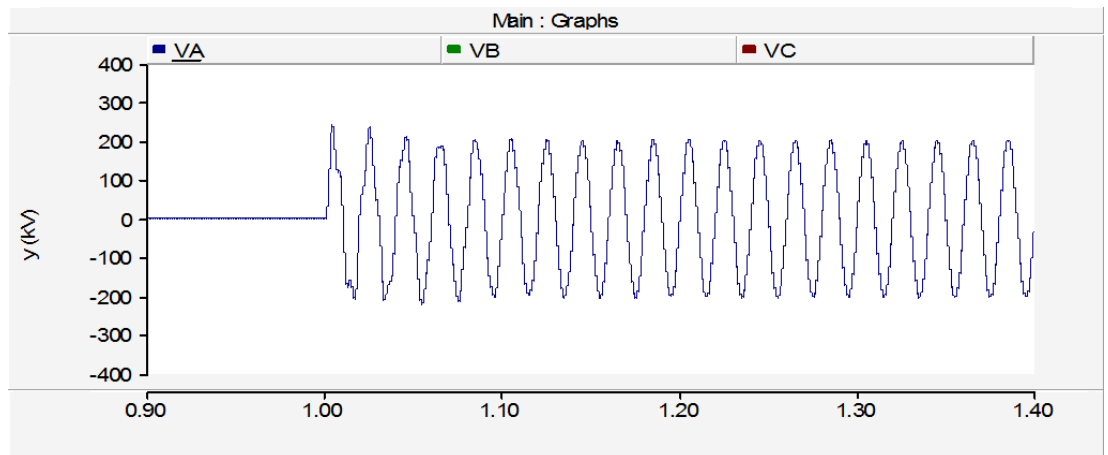


Figura 3.4.2.6.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 220 MVar.

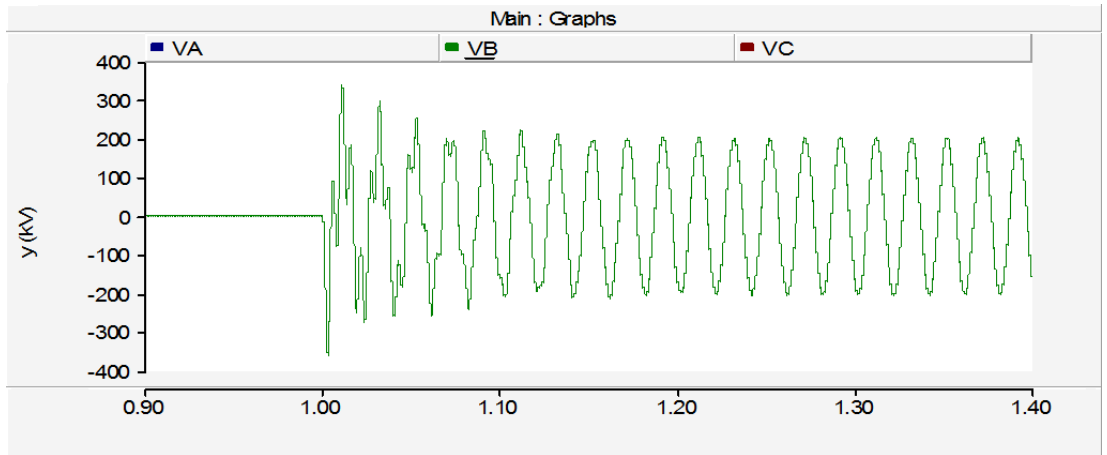


Figura 3.4.2.6.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 220 MVar.

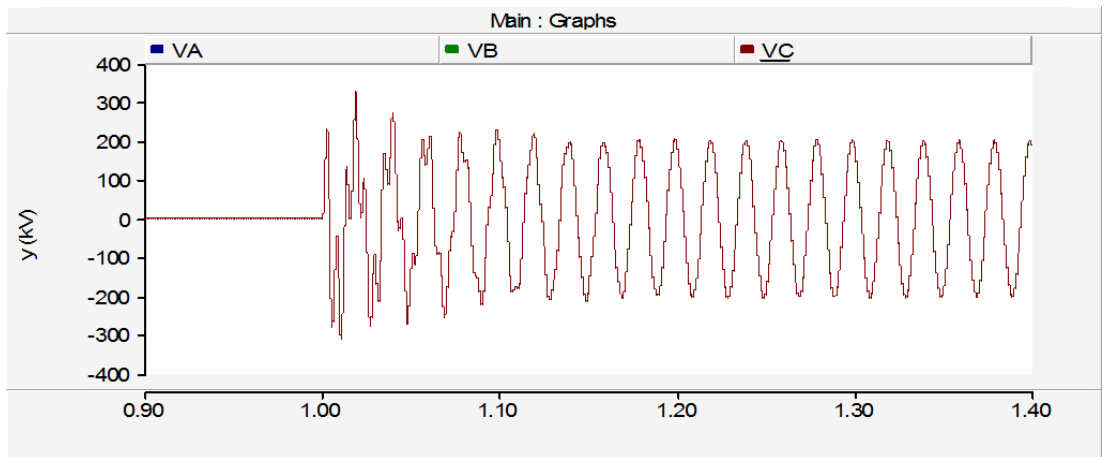


Figura 3.4.2.6.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 220 MVar.

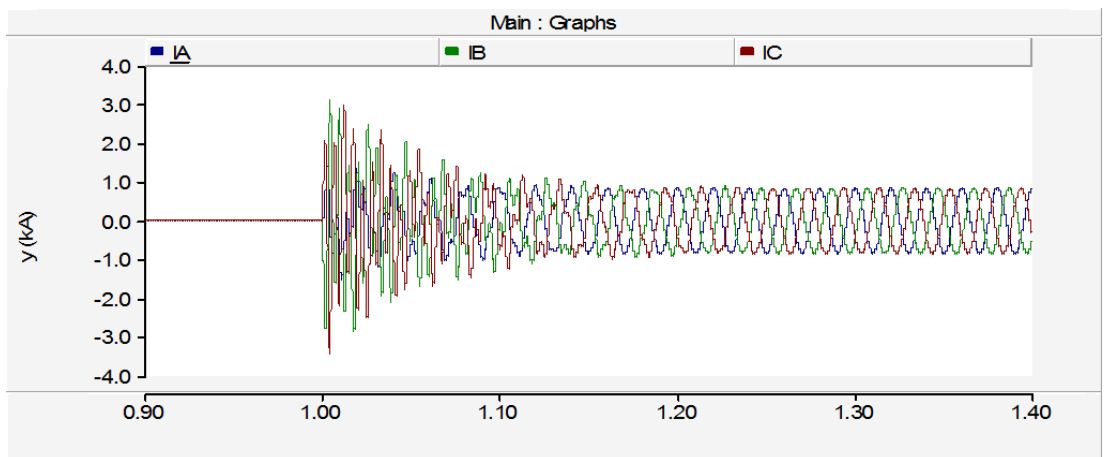


Figura 3.4.2.6.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 220 MVar.

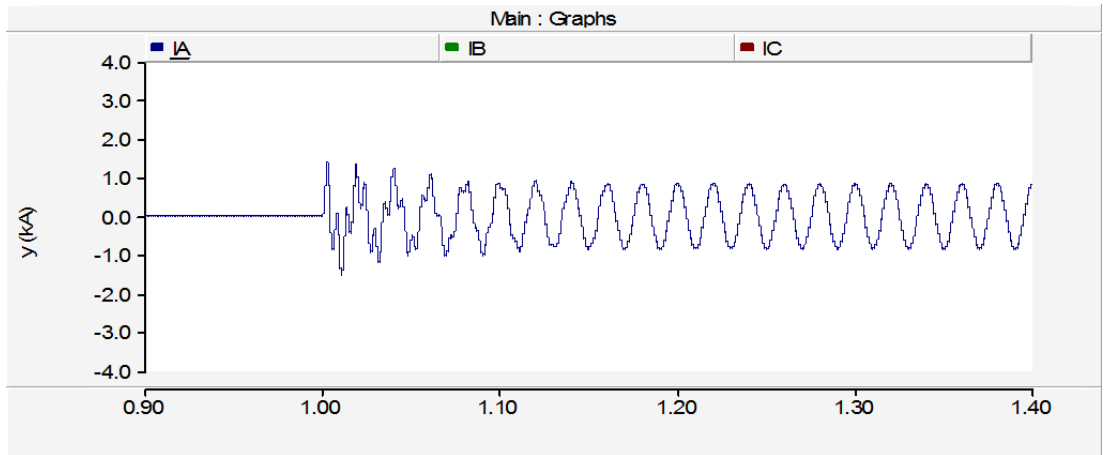


Figura 3.4.2.6.6. Intensidad de la fase A en cierre de banco de condensadores 220 MVar.

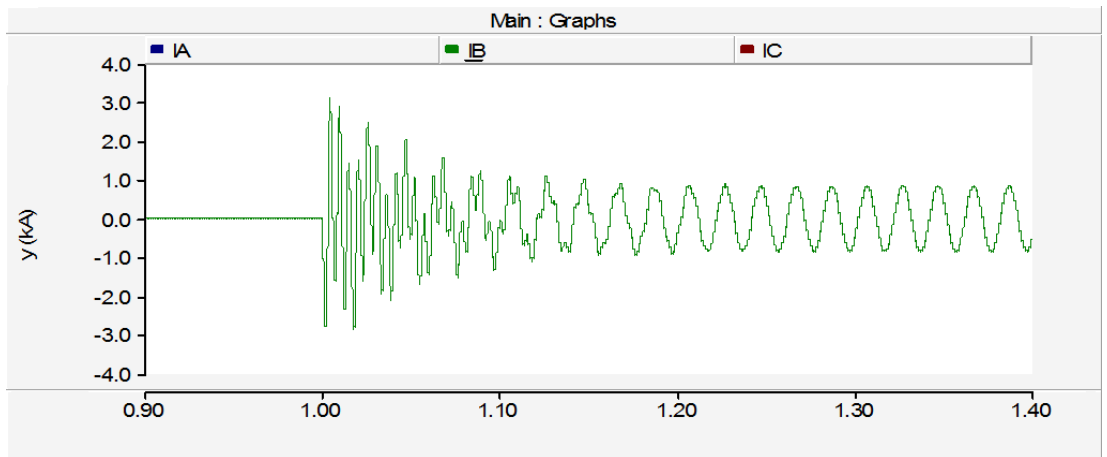


Figura 3.4.2.6.7. Intensidad de la fase B en cierre de banco de condensadores 220 MVar.

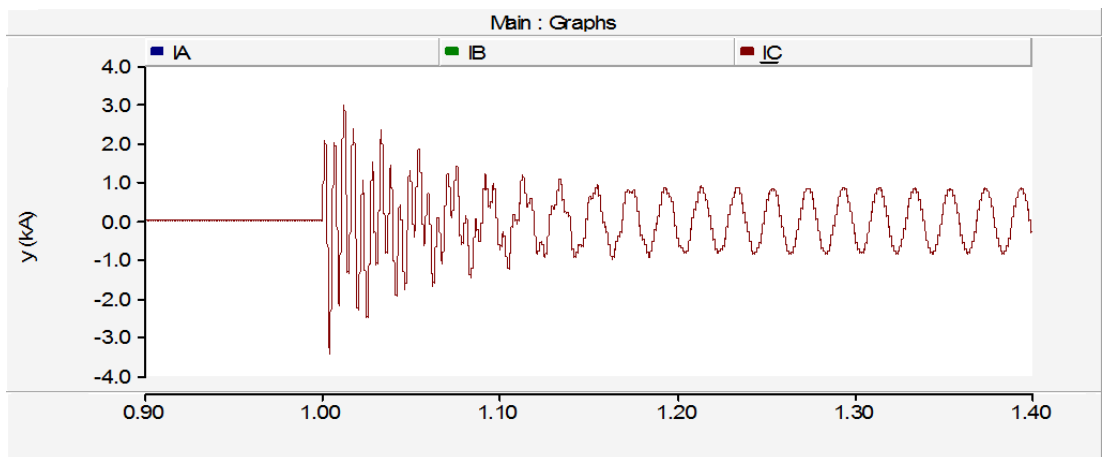


Figura 3.4.2.6.8. Intensidad de la fase C en cierre de banco de condensadores 220 MVar.

En la Figura 3.4.2.6.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un banco de condensadores de 220 MVAR en una red con una tensión compuesta de 230 kV.

En este caso, la fase con más sobrecorriente y sobretensión es la B, con una intensidad máxima en el instante de conexión de 3.14 kA, 4.02 veces mayor que la intensidad máxima de pico esperada, y una tensión de 338.09 kV, 1.68 veces mayor que la esperada.

3.4.2.7. Simulación 7 - Cierre de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
9	1.95536 Ω 0.5372H	230 kV	Banco de condensadores	330 MVar

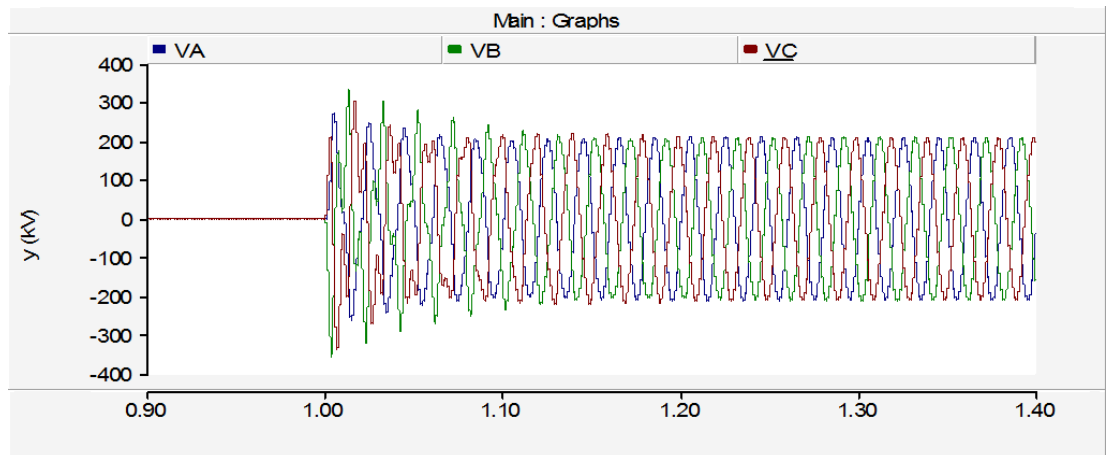


Figura 3.4.2.7.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

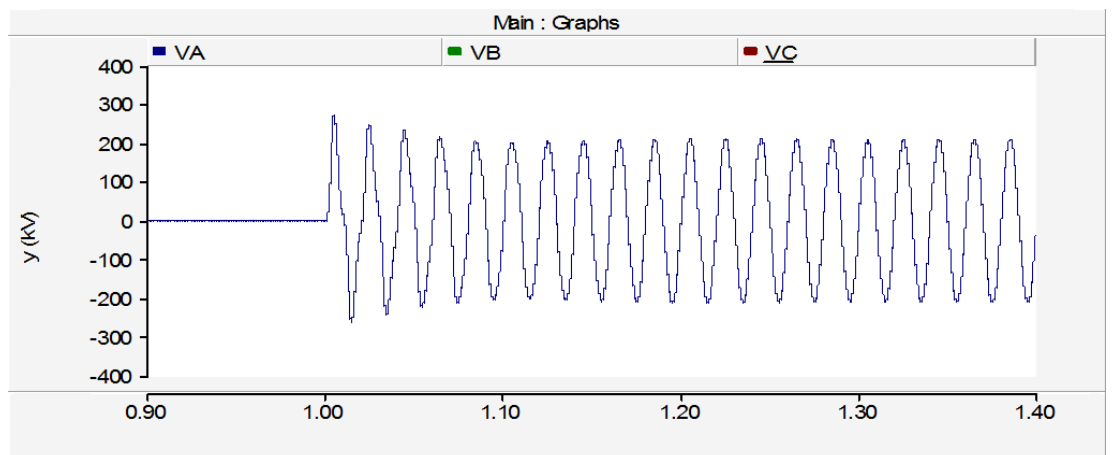


Figura 3.4.2.7.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

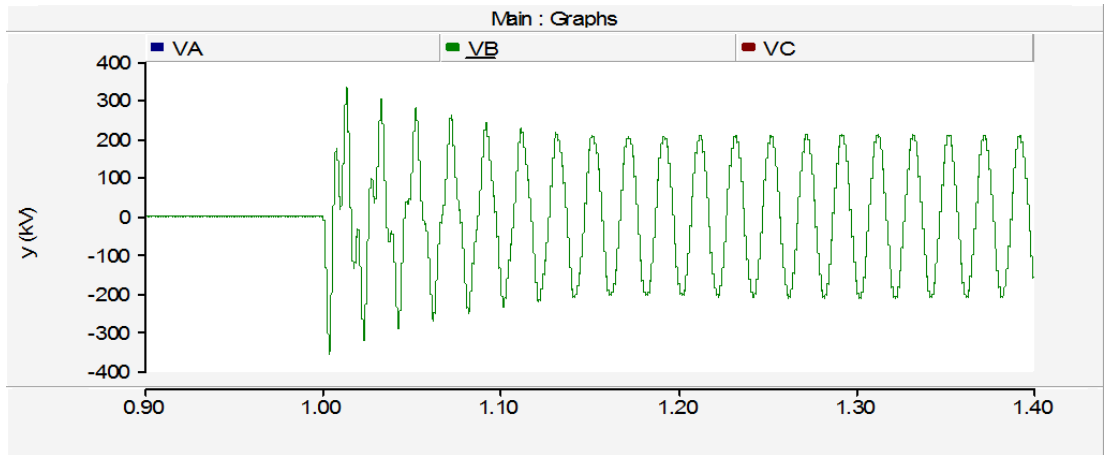


Figura 3.4.2.7.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

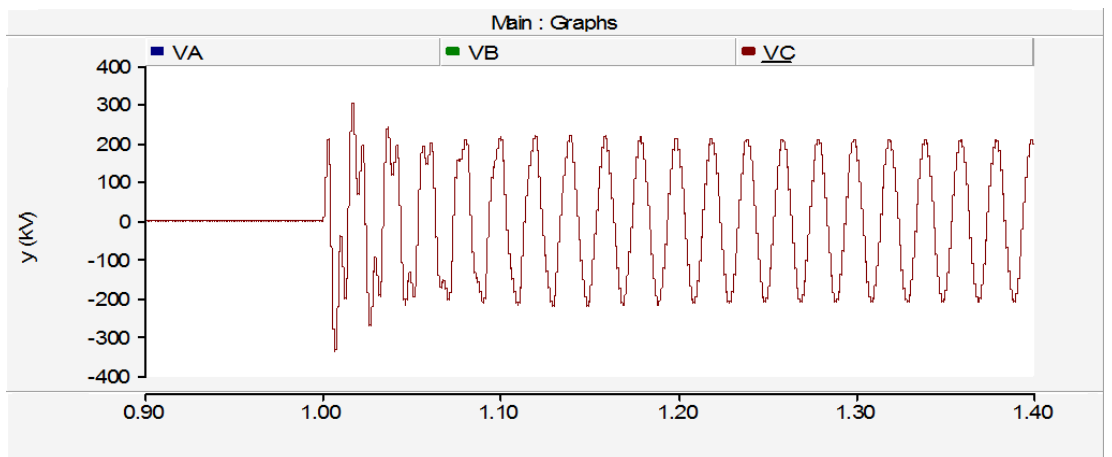


Figura 3.4.2.7.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

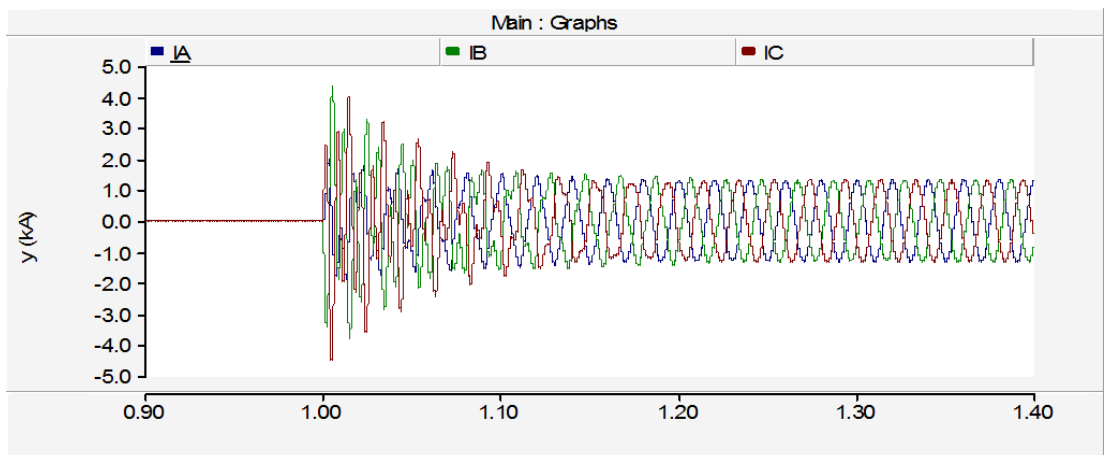


Figura 3.4.2.7.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

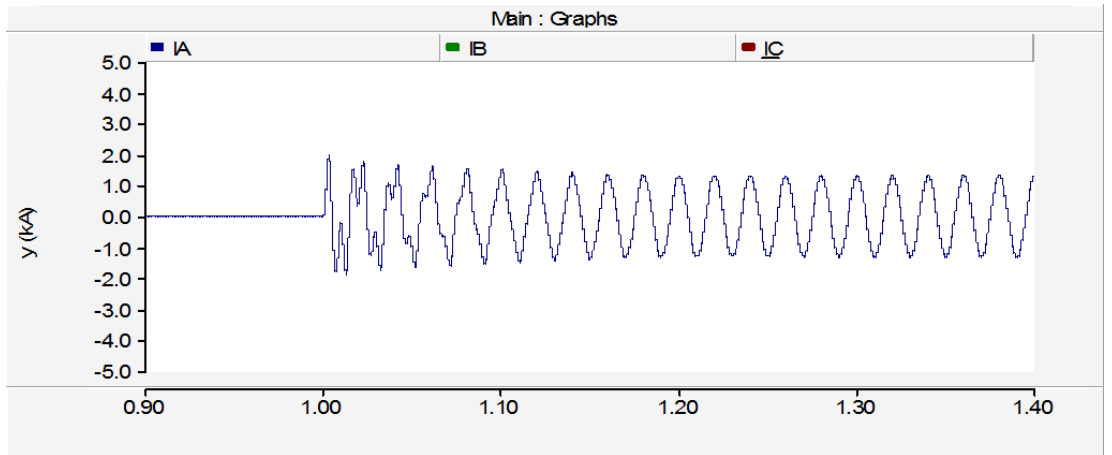


Figura 3.4.2.7.6. Intensidad de la fase A en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

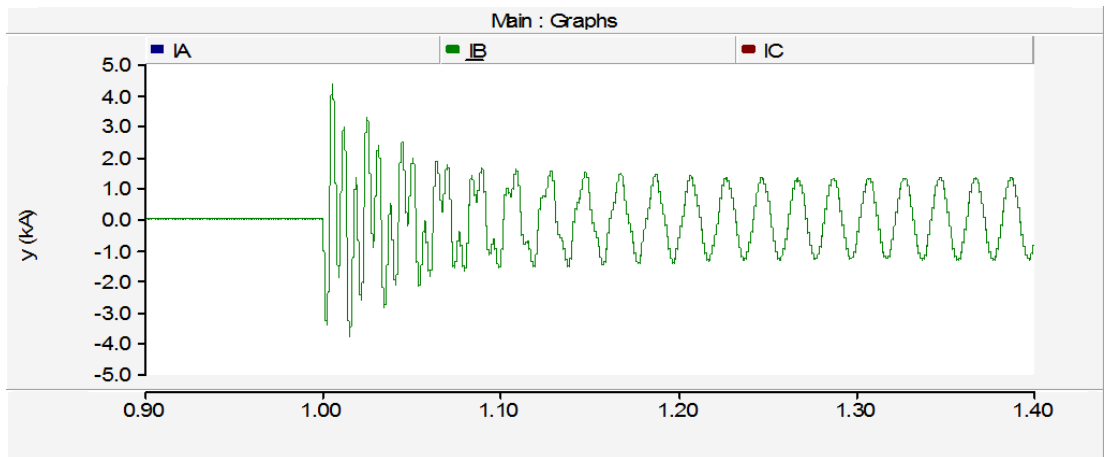


Figura 3.4.2.7.7. Intensidad de la fase B en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

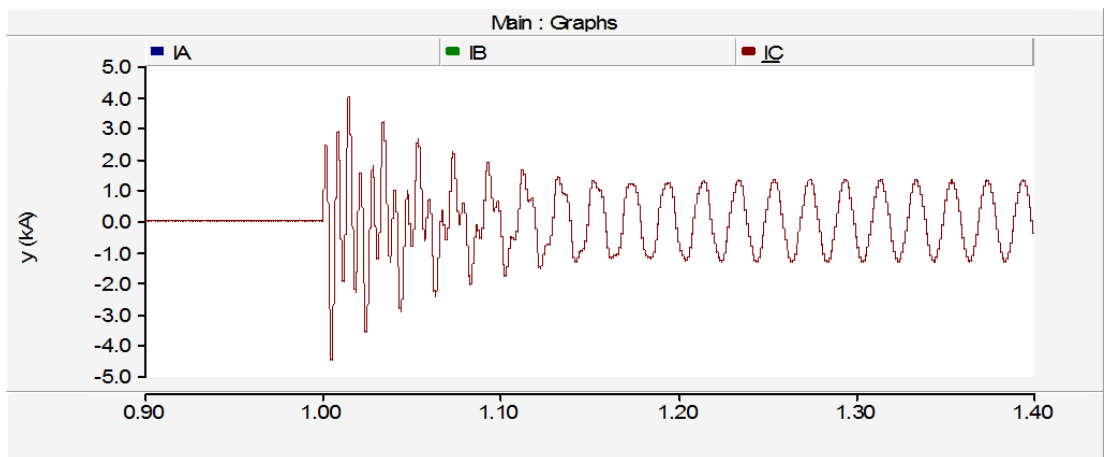


Figura 3.4.2.7.8. Intensidad de la fase C en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

En la Figura 3.4.2.7.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un banco de condensadores de 330 MVAR en una red con una tensión compuesta de 230 kV.

En este caso, la fase con más sobrecorriente y sobretensión es la B, con una intensidad máxima en el instante de conexión de 4.36 kA, 3.72 veces mayor que la intensidad máxima de pico esperada, y una tensión de 335.62 kV, 1.68 veces mayor que la esperada.

Simulaciones de potencia de la fuente variable

Se muestran las simulaciones en las que variamos la potencia de la fuente. Se han generado 6 simulaciones, correspondientes a 100, 300, 500, 700, 900 y 1100 MVA. Estas se muestran en la tabla 3.4.2.4, en la que se puede ver para cada simulación la potencia de la fuente y las tensiones e intensidades de cada fase.

El esquema adoptado es el siguiente:

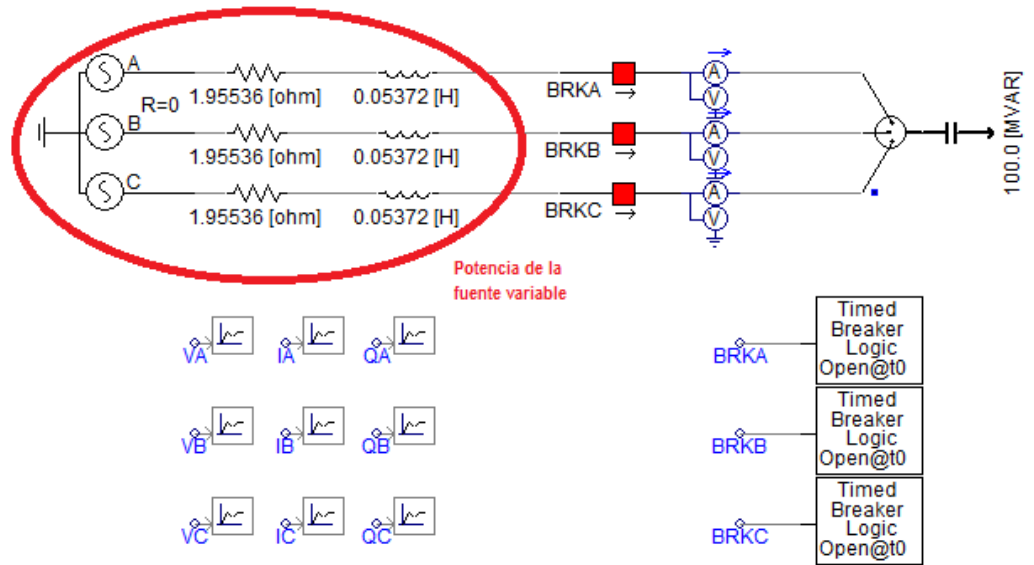


Figura 3.4.2.10. Esquema de la simulación de banco de condensadores variando la potencia de la fuente.

POTENCIA FUENTE VARIABLE											
Prueba Nº	Potencia fuente	Resistencia de la fuente	Reactancia de la fuente	Intensidad nominal	Tensión nominal	Intensidad de pico A	Tensión de pico A	Intensidad de pico B	Tensión de pico B	Intensidad de pico C	Tensión de pico C
1	100 MVA	1,95536 Ω	0,05372 H	0,35 kA	132,79 kV	0,66 kA	212,64 kA	1,95 kA	324,58 kA	1,76 kA	298,85 kA
2	300 MVA	0,65170 Ω	0,01790 H	0,35 kA	132,79 kV	0,69 kA	203,72 kA	3,05 kA	315,96 kA	2,77 kA	302,97 kA
3	500 MVA	0,39100 Ω	0,01074 H	0,35 kA	132,79 kV	0,69 kA	199,74 kA	3,83 kA	319,40 kA	3,64 kA	305,84 kA
4	700 MVA	0,27933 Ω	0,00767 H	0,35 kA	132,79 kV	0,70 kA	200,18 kA	4,46 kA	316,14 kA	4,34 kA	305,35 kA
5	900 MVA	0,21720 Ω	0,00590 H	0,35 kA	132,79 kV	0,70 kA	195,97 kA	5,05 kA	318,29 kA	4,98 kA	305,74 kA
6	1100 MVA	0,17770 Ω	0,00488 H	0,35 kA	132,79 kV	0,70 kA	197,43 kA	5,53 kA	318,30 kA	5,50 kA	307,42 kA

Tabla 3.4.2.4. Tabla de la simulación de banco de condensadores variando la potencia de la fuente.

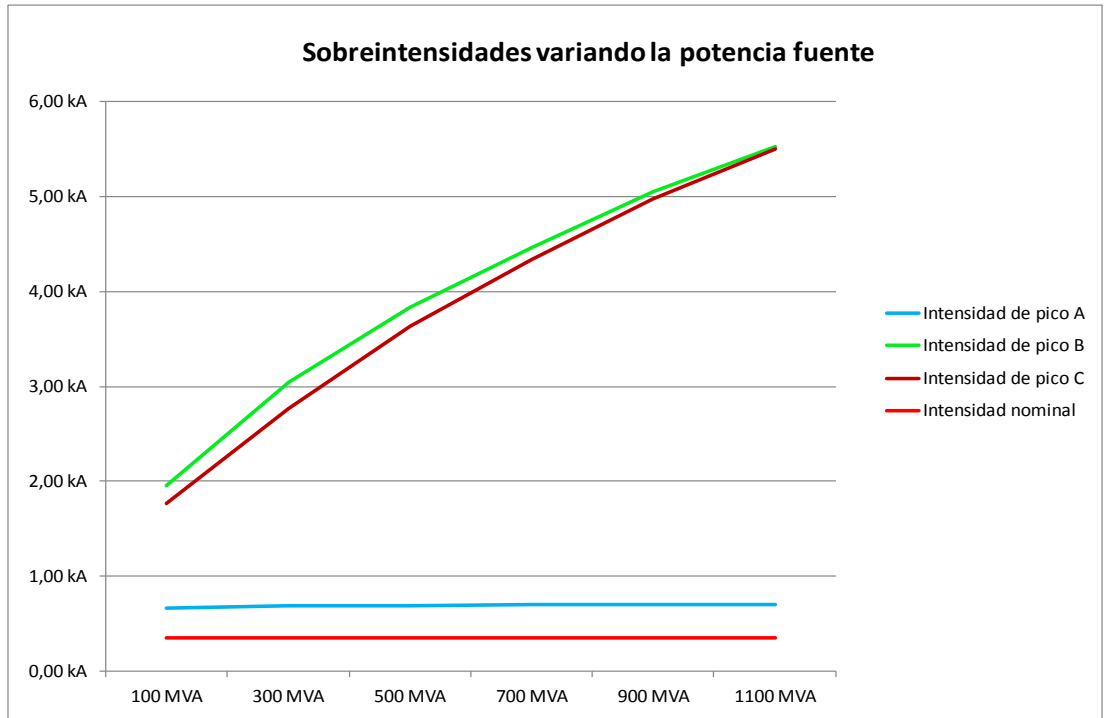


Figura 3.4.2.11. Gráfica de la simulación de banco de condensadores variando la potencia de la fuente.

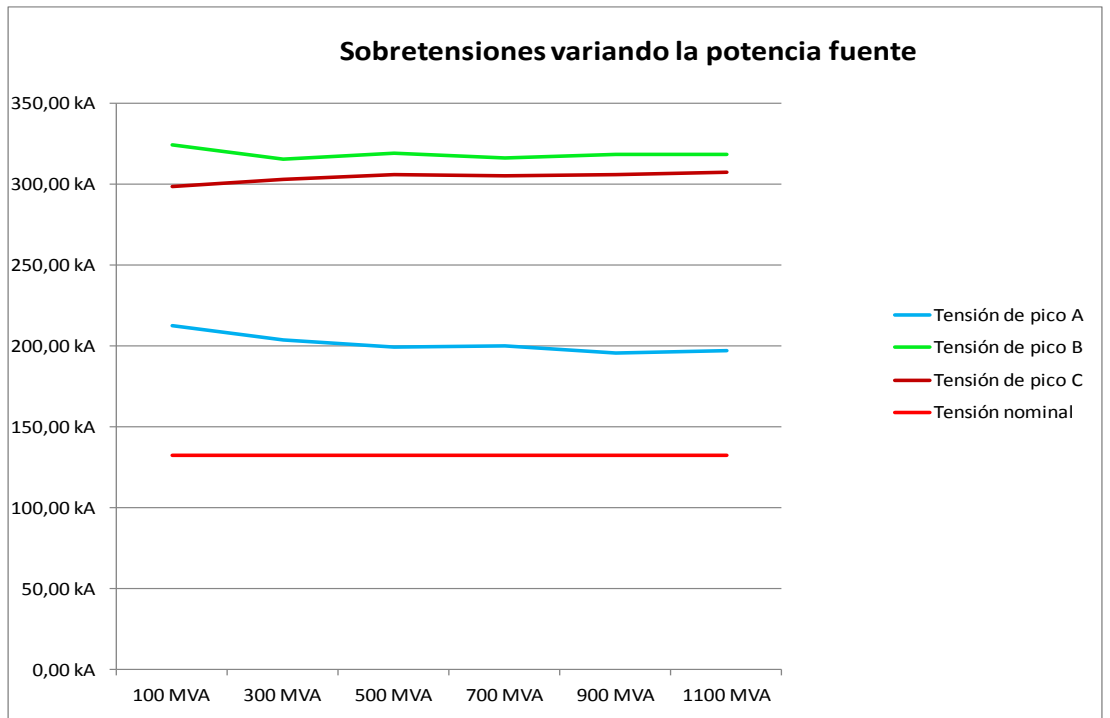


Figura 3.4.2.12. Gráfica de la simulación de banco de condensadores variando la potencia de la fuente.

Seguidamente, se mostrarán las simulaciones más representativas, señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.4.2.4.

3.4.2.8. Simulación 8 - Cierre de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
1	1.95536 Ω 0.053721H 100MVA	230 kV	Banco de condensadores	200 MVar

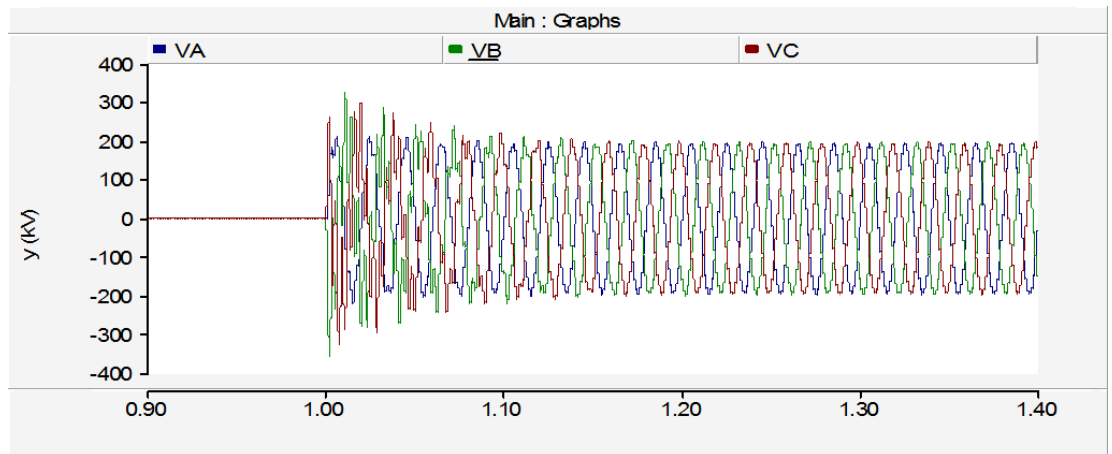


Figura 3.4.2.8.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

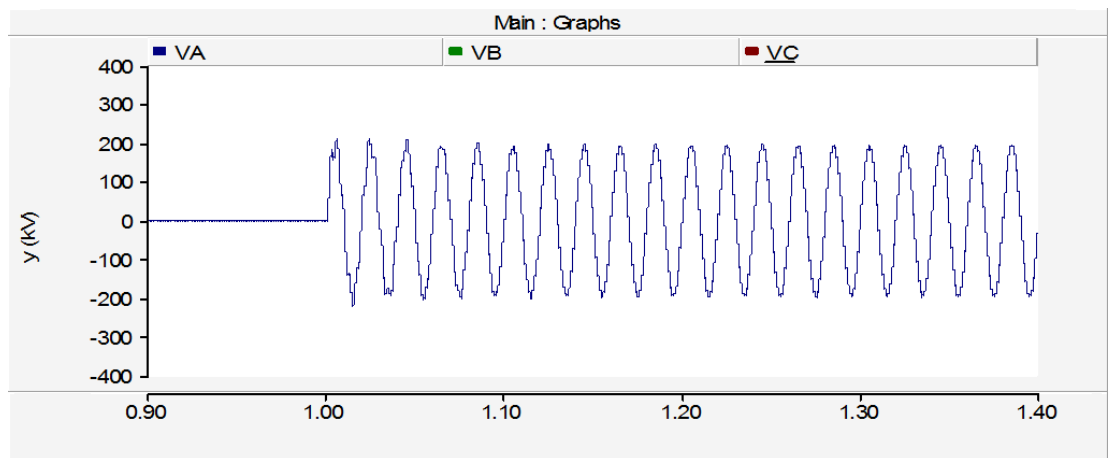


Figura 3.4.2.8.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

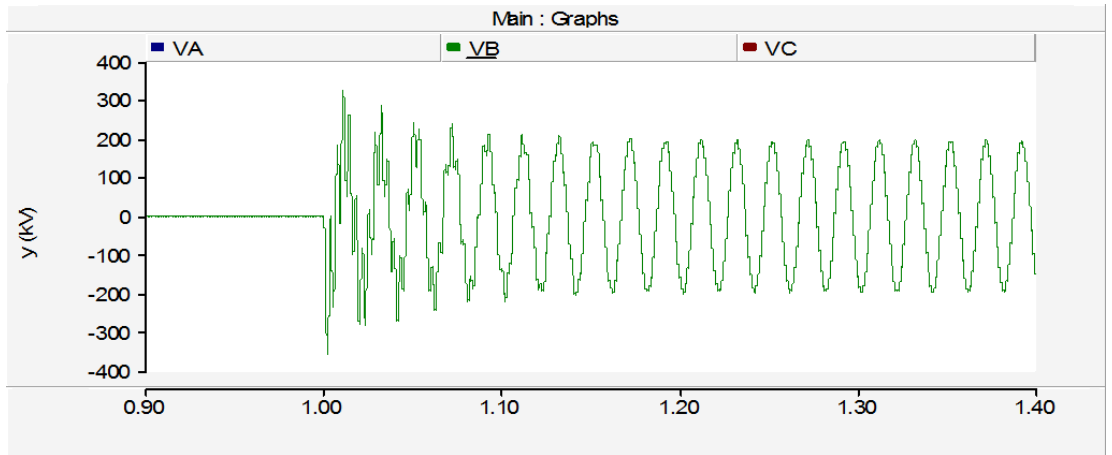


Figura 3.4.2.8.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

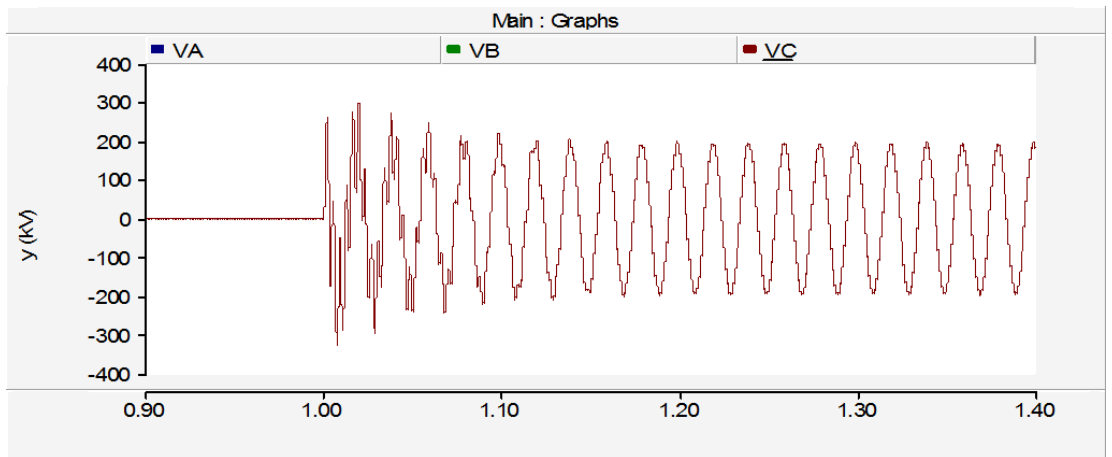


Figura 3.4.2.8.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

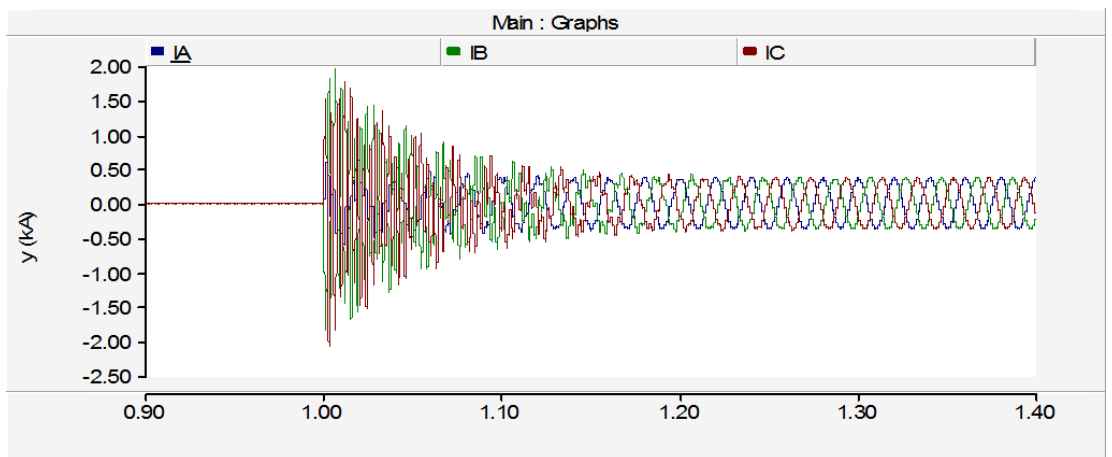


Figura 3.4.2.8.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

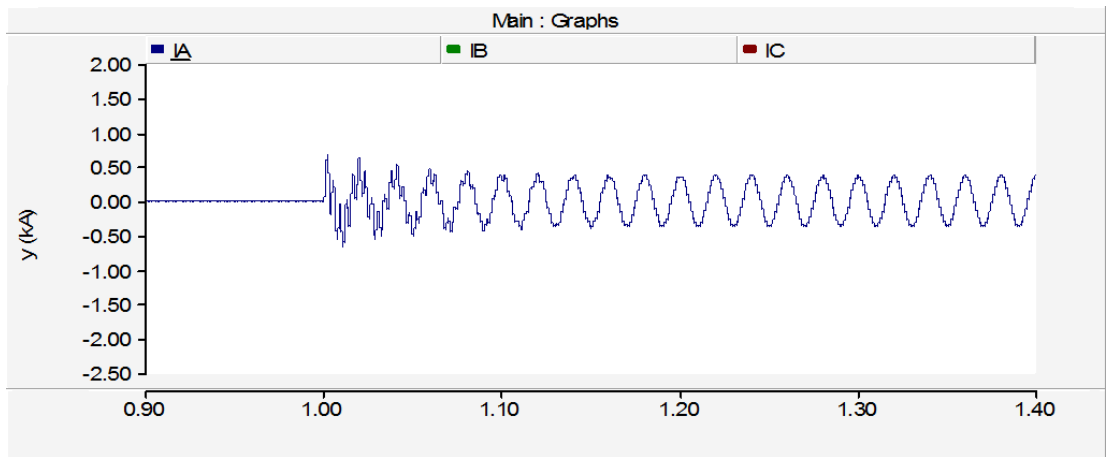


Figura 3.4.2.8.6. Intensidad en la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

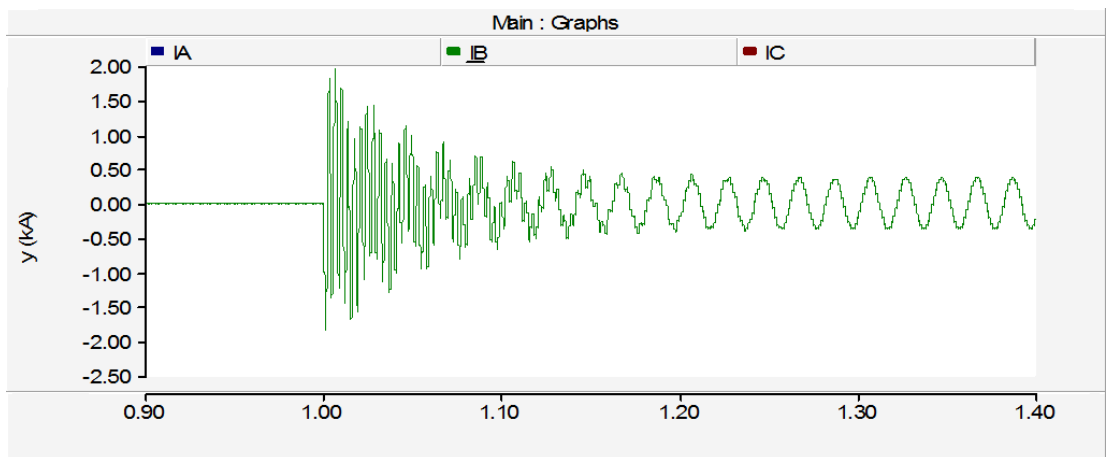


Figura 3.4.2.8.7. Intensidad en la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

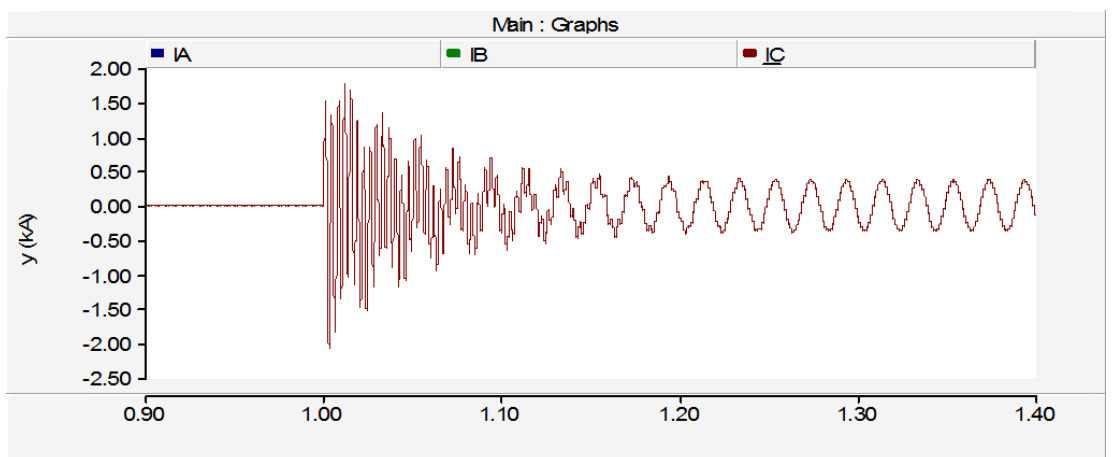


Figura 3.4.2.8.8. Intensidad en la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

En la Figura 3.4.2.8.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un banco de condensadores de 200 MVar, conectado a una fuente de 230 kV de tensión compuesta y 100 MVA de potencia.

En este caso, la fase con más sobrecorriente y sobretensión es la B, con una intensidad máxima en el instante de conexión de 1.95 kA, 5.57 veces mayor que la intensidad máxima de pico esperada, y una tensión de 324.58 kV, 1.61 veces mayor que la esperada.

3.4.2.9. Simulación 9 - Cierre de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
3	0.391 Ω 0.01074H 500MVA	230 kV	Banco de condensadores	200 MVar

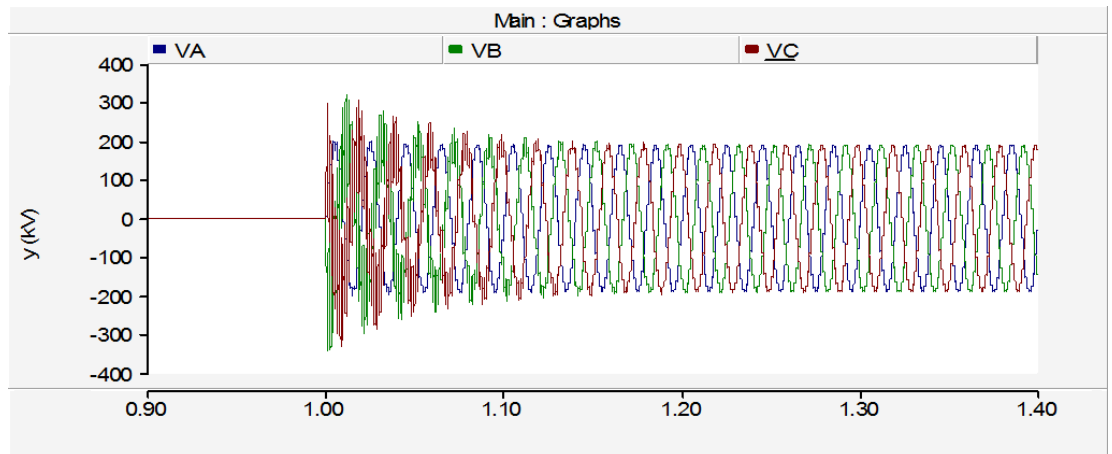


Figura 3.4.2.9.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

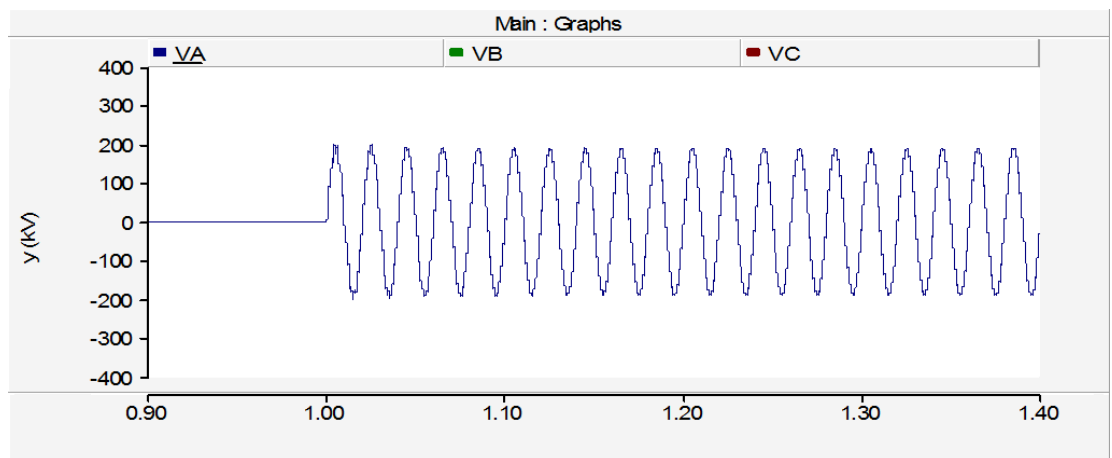


Figura 3.4.2.9.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

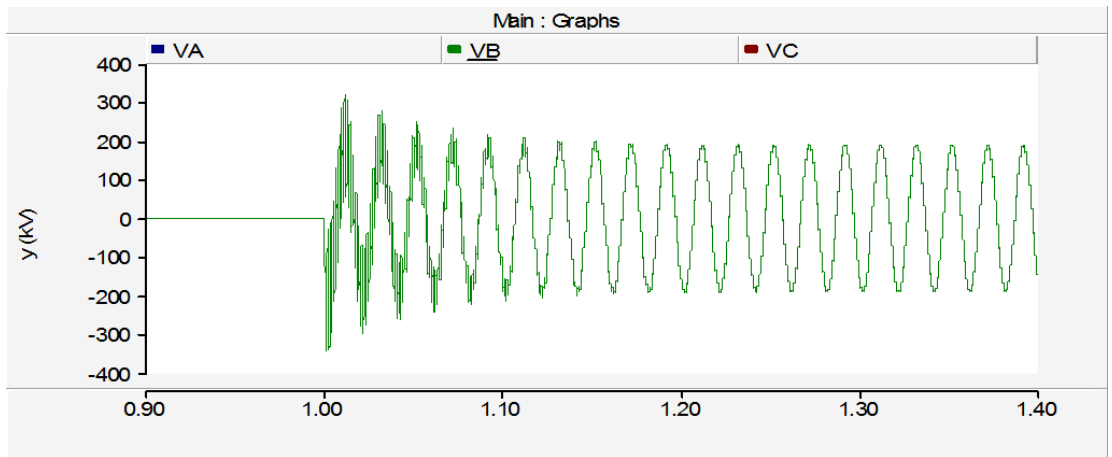


Figura 3.4.2.9.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

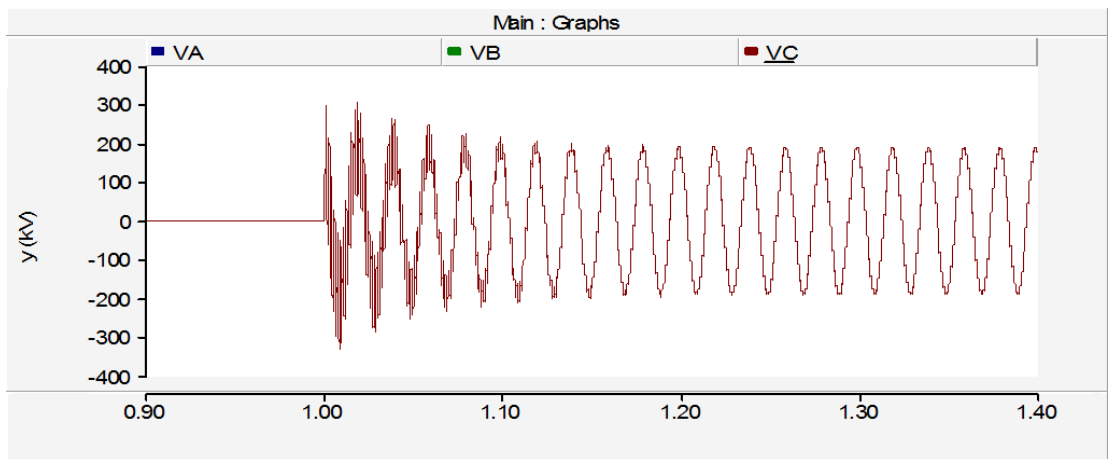


Figura 3.4.2.9.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

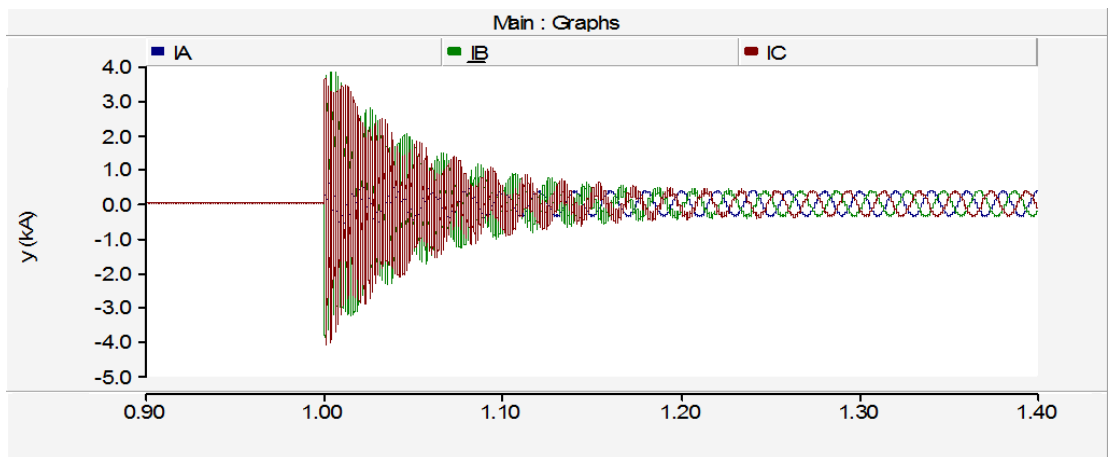


Figura 3.4.2.9.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

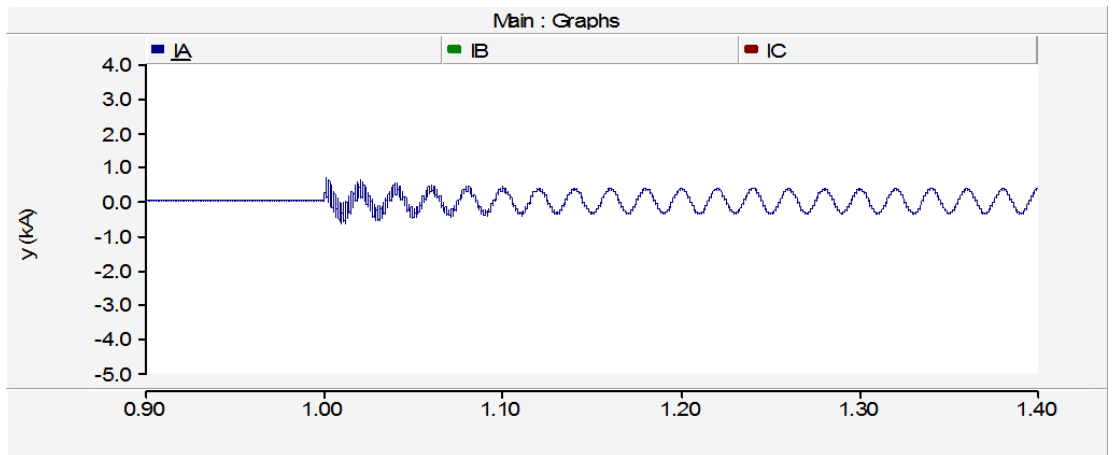


Figura 3.4.2.9.6. Intensidad en la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

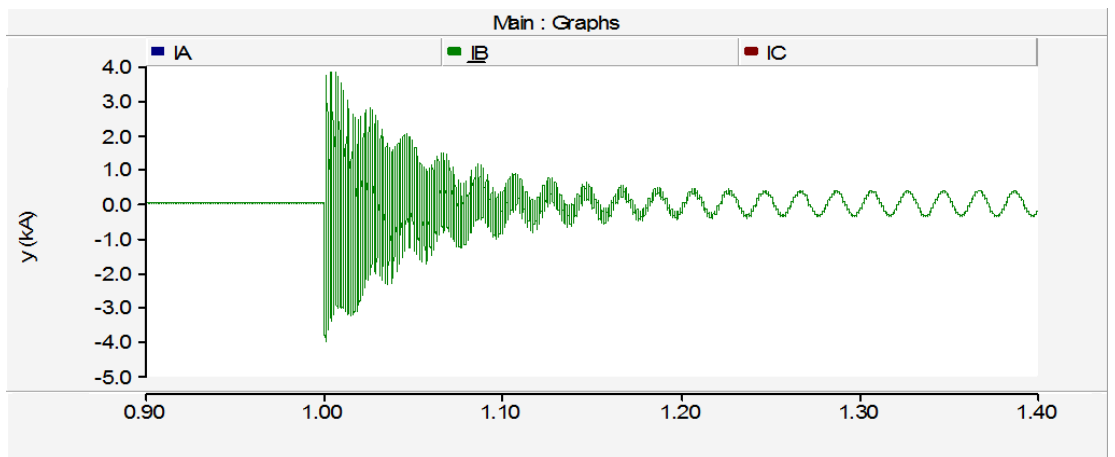


Figura 3.4.2.9.7. Intensidad en la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

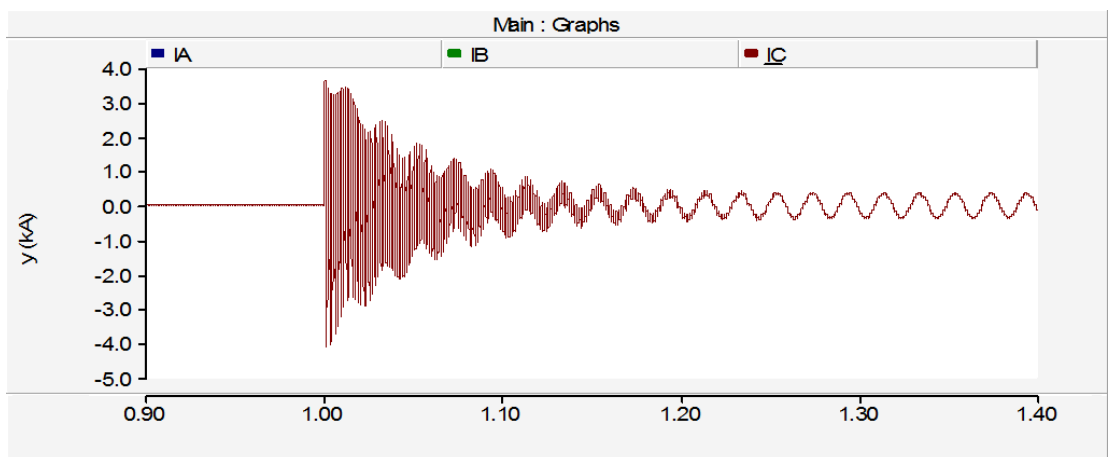


Figura 3.4.2.9.8. Intensidad en la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

En la Figura 3.4.2.9.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un banco de condensadores de 200 MVar, conectado a una fuente de 230 kV de tensión compuesta y 500 MVA de potencia.

En este caso, la fase con más sobrecorriente y sobretensión es la B, con una intensidad máxima en el instante de conexión de 3.83 kA, 10.94 veces mayor que la intensidad máxima de pico esperada, y una tensión de 319.40 kV, 1.59 veces mayor que la esperada.

3.4.2.10. Simulación 10 - Cierre de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
6	0.1777 Ω 0.00488H 1100MVA	230 kV	Banco de condensadores	200 MVar

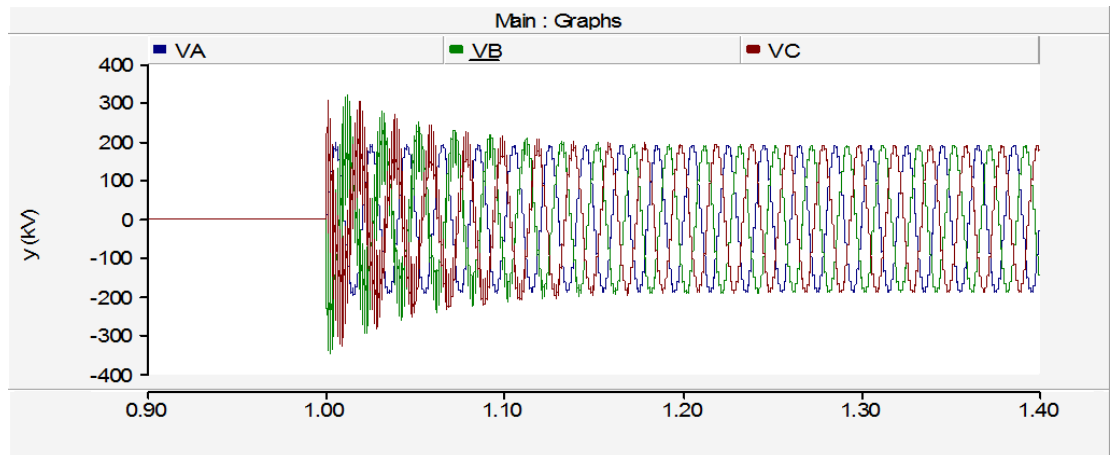


Figura 3.4.2.10.1. Sobretensiones en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

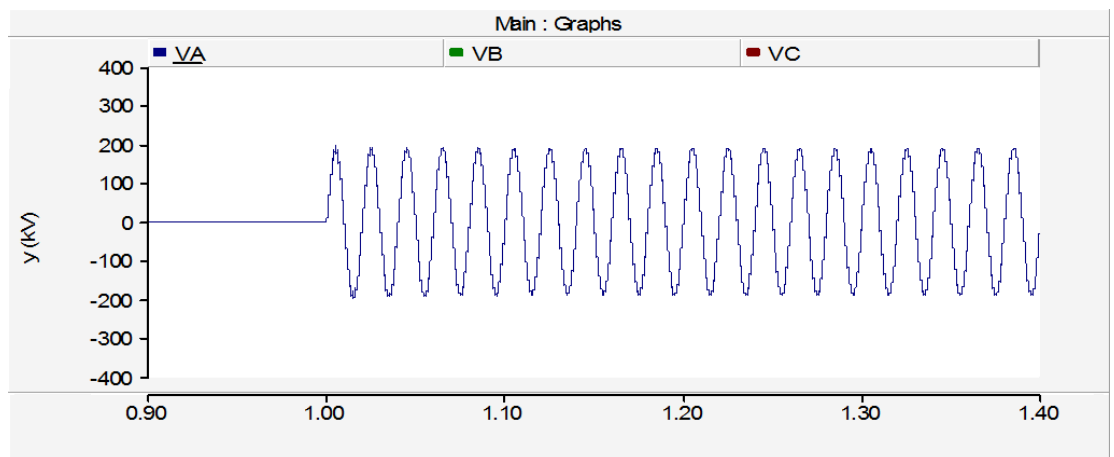


Figura 3.4.2.10.2. Sobretensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

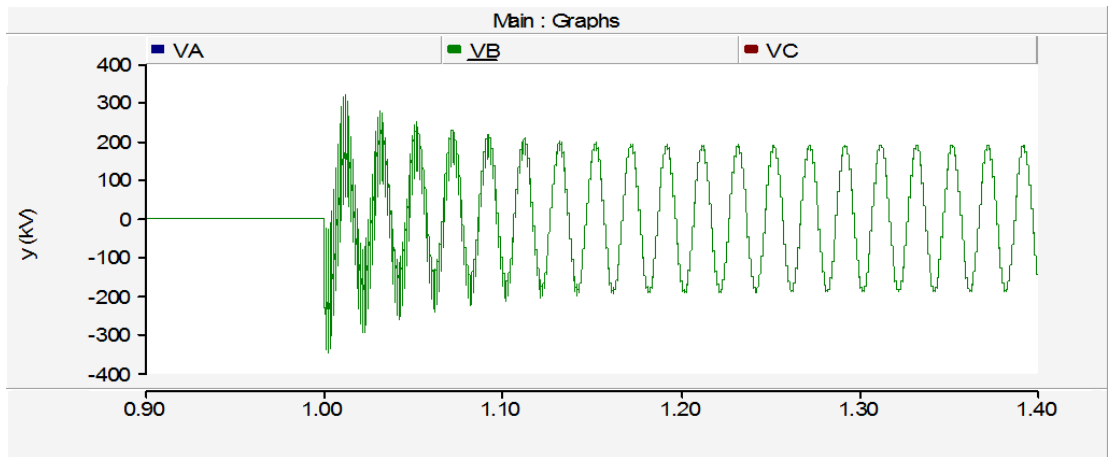


Figura 3.4.2.10.3. Sobretensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

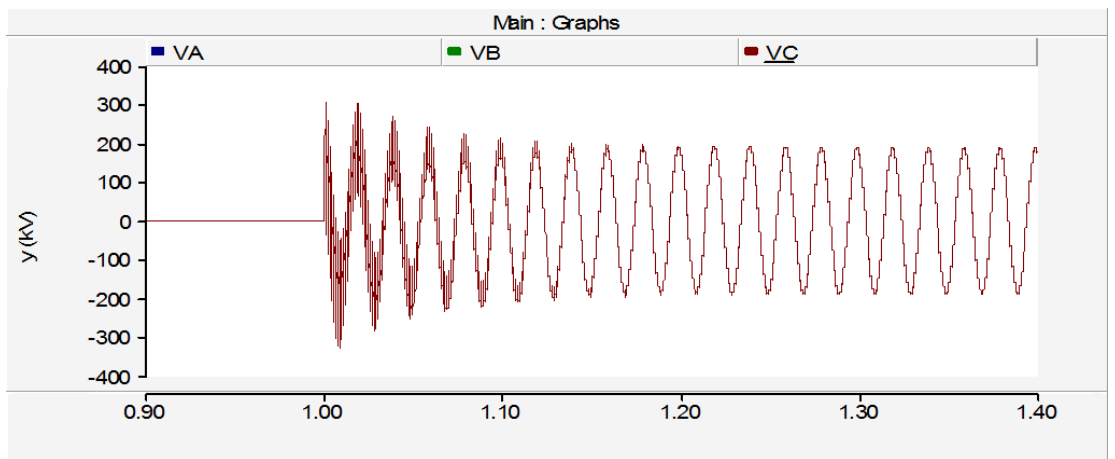


Figura 3.4.2.10.4. Sobretensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

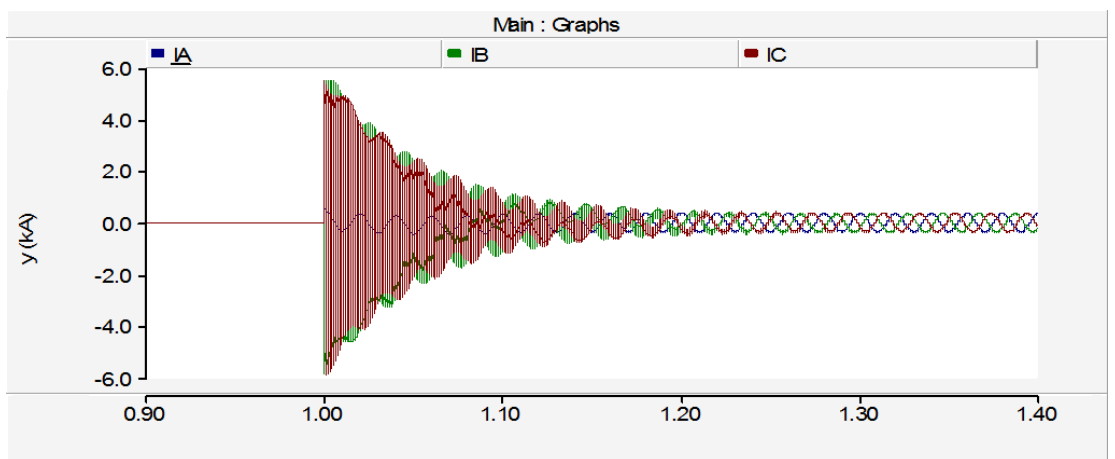


Figura 3.4.2.10.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

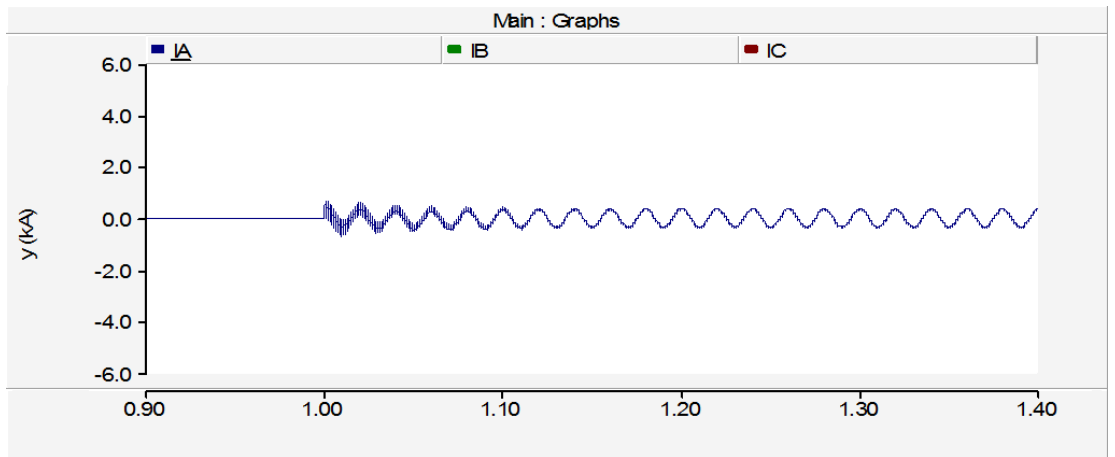


Figura 3.4.2.10.6. Intensidad de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

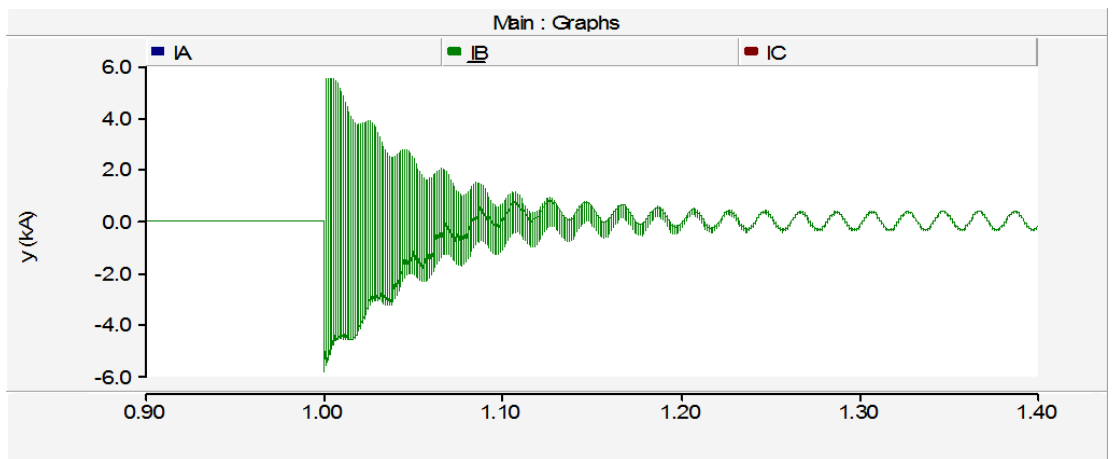


Figura 3.4.2.10.7. Intensidad de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

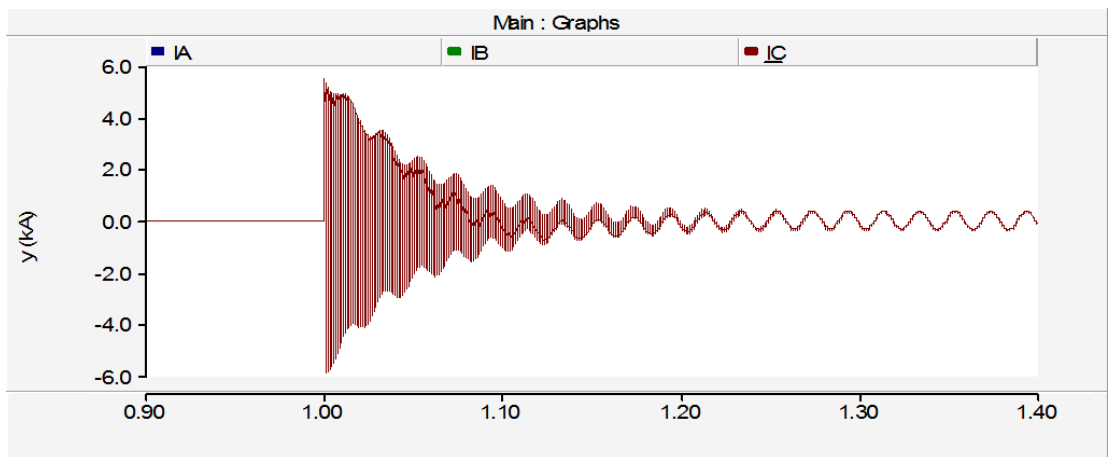


Figura 3.4.2.10.8. Intensidad de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

En la Figura 3.4.2.10.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un banco de condensadores de 200 MVar, conectado a una fuente de 230 kV de tensión compuesta y 1100 MVA de potencia.

En este caso, la fase con más sobrecorriente y sobretensión es la B, con una intensidad máxima en el instante de conexión de 5.53 kA, 15.8 veces mayor que la intensidad máxima de pico esperada y una tensión de 318.30 kV, 1.58 veces mayor que la esperada.

En estas 3 últimas simulaciones se puede observar que cuanto más potencia tenga la fuente, mayor será la intensidad de pico.

Estos fenómenos adversos pueden provocar una inestabilidad en el sistema al que se conecten, además de una degradación en las cámaras del interruptor. Como consecuencia, será necesario realizar un mayor mantenimiento en la apartamentada, así como la sustitución de las cámaras por perforaciones en el teflón.

Simulaciones de impedancia fuente variable

Se muestran las simulaciones de la impedancia fuente variable. Se han realizado 7, correspondientes a las impedancias fuentes de las subestaciones calculadas en el apartado anterior de cálculos de impedancias con la herramienta PSS-E. Estas se muestran en la tabla 3.4.2.5, en la que se podrá observar para cada simulación la impedancia de la fuente y las tensiones e intensidades de pico. Estos datos se recogen en los gráficos 3.4.2.14 y 3.4.2.15.

El esquema adoptado es el siguiente:

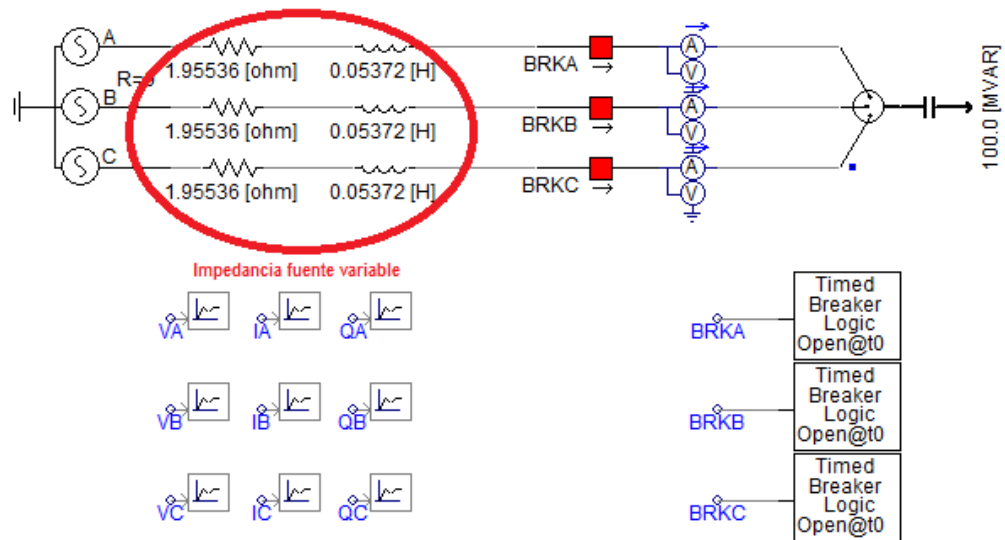


Figura 3.4.2.13. Esquema de la simulación de banco de condensadores variando la impedancia fuente.

IMPEDANCIA FUENTE VARIABLE										
Prueba Nº	Resistencia de la fuente	Reactancia de la fuente	Intensidad nominal	Tensión nominal	Intensidad de pico A	Tensión de pico A	Intensidad de pico B	Tensión de pico B	Intensidad de pico C	Tensión de pico C
1	1,95536 Ω	0,05372 H	0,35 kA	132,79 kV	0,66 kA	212,64 kA	1,95 kA	324,58 kA	1,76 kA	298,85 kA
2	0,30492 Ω	0,01220 H	0,35 kA	132,79 kV	0,69 kA	203,45 kA	3,71 kA	329,09 kA	3,46 kA	317,81 kA
3	0,30976 Ω	0,01262 H	0,35 kA	132,79 kV	0,69 kA	204,12 kA	3,66 kA	327,92 kA	3,41 kA	319,98 kA
4	0,93000 Ω	0,02859 H	0,35 kA	132,79 kV	0,68 kA	212,50 kA	2,50 kA	316,60 kA	2,29 kA	299,65 kA
5	0,44528 Ω	0,02757 H	0,35 kA	132,79 kV	0,68 kA	212,16 kA	2,66 kA	327,83 kA	2,56 kA	326,89 kA
6	31,27600 Ω	0,43104 H	0,35 kA	132,79 kV	0,48 kA	301,60 kA	1,07 kA	389,23 kA	0,99 kA	273,70 kA
7	0,12584 Ω	0,00843 H	0,35 kA	132,79 kV	0,70 kA	200,75 kA	4,49 kA	336,95 kA	4,30 kA	327,43 kA

Tabla 3.4.2.5. Tabla de la simulación de banco de condensadores variando la impedancia fuente.

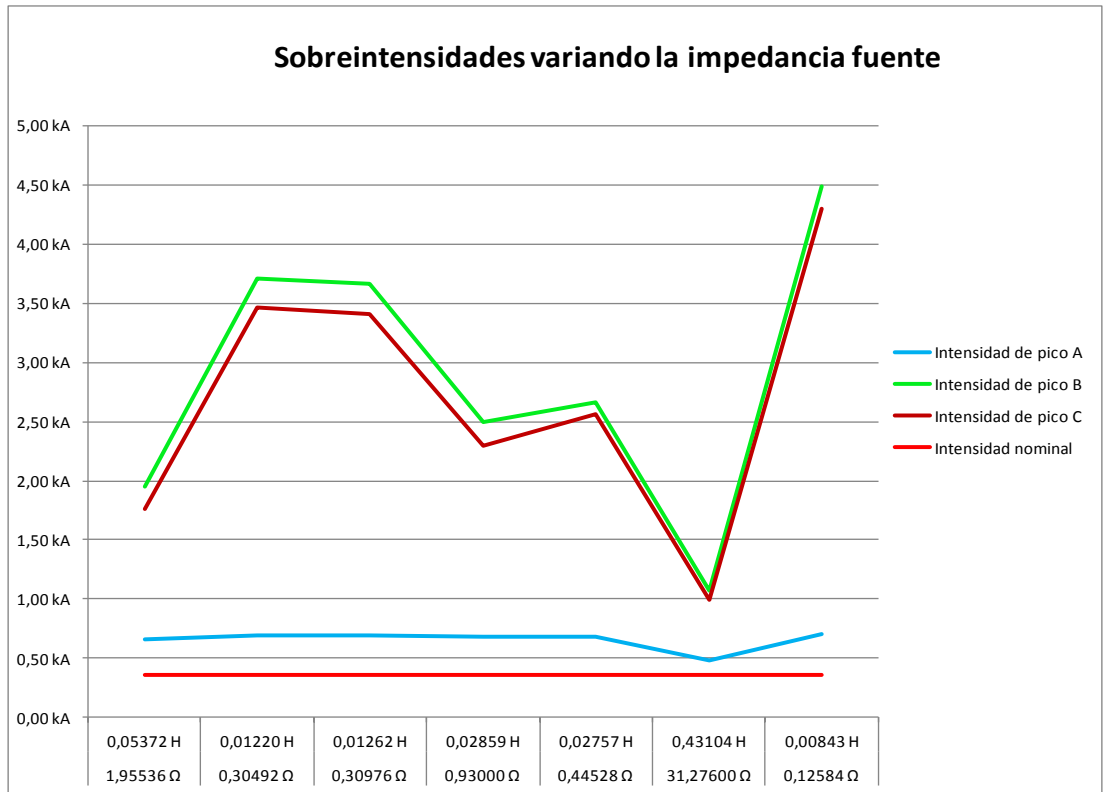


Figura 3.4.2.14. Gráfica de la simulación de banco de condensadores variando la impedancia fuente.

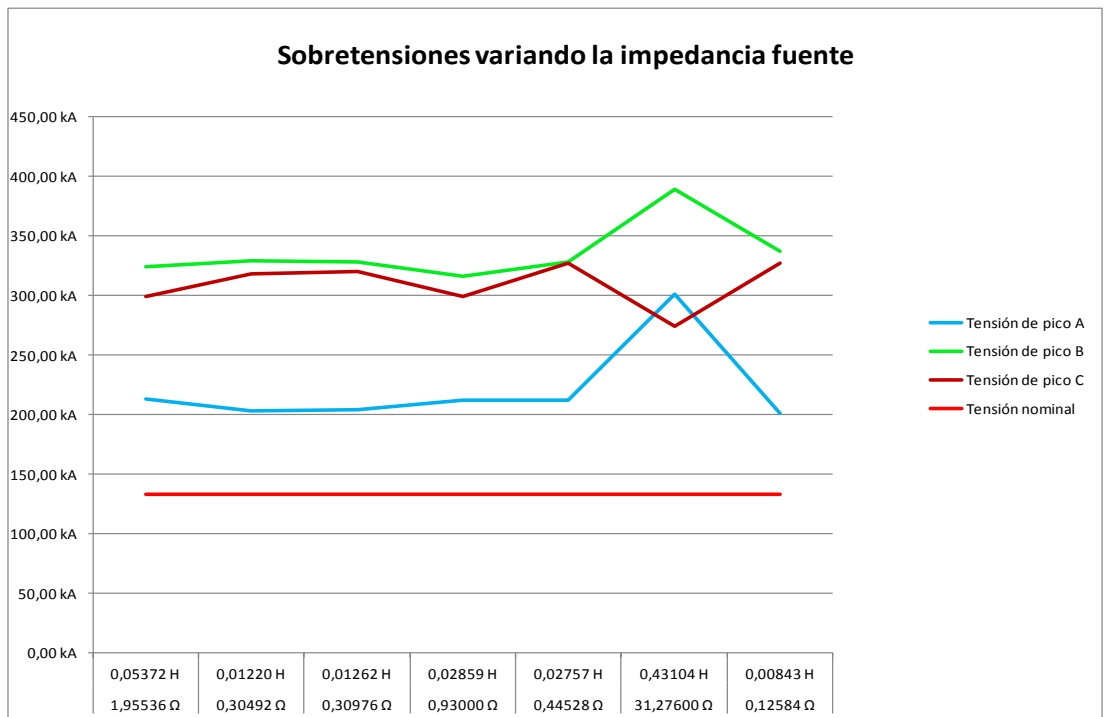


Figura 3.4.2.15. Gráfica de la simulación de banco de condensadores variando la impedancia fuente.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.4.2.5.

3.4.2.11. Simulación 11 - Cierre de un banco de condensadores.

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
1	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Banco de condensadores	200 MVar

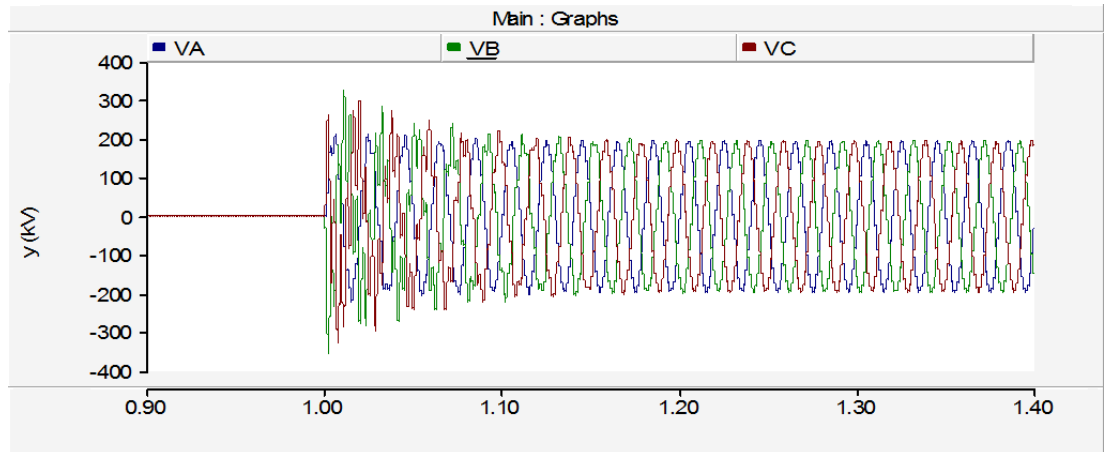


Figura 3.4.2.11.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

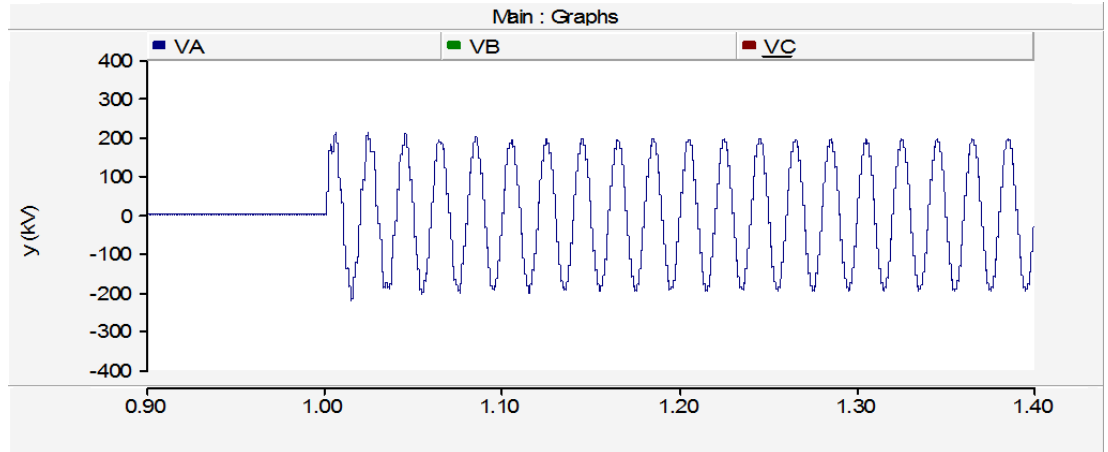


Figura 3.4.2.11.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

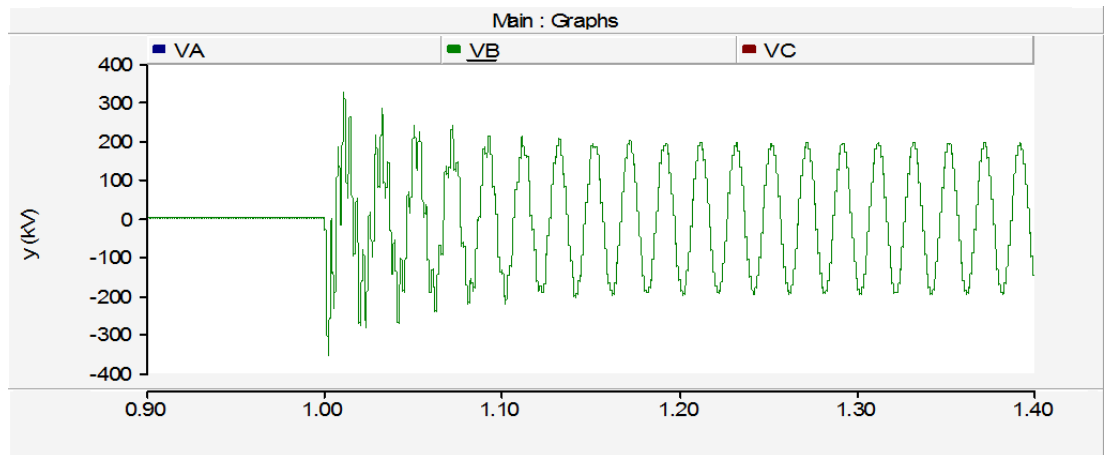


Figura 3.4.2.11.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

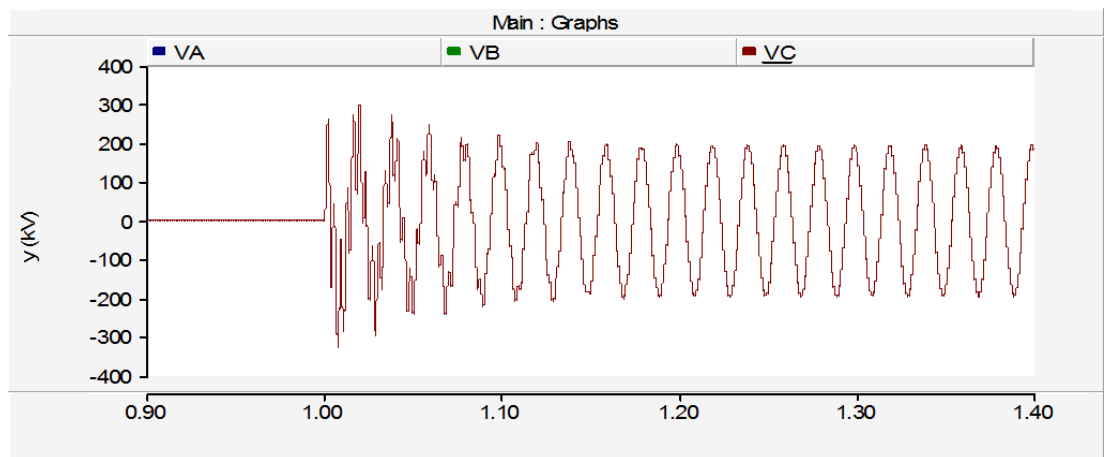


Figura 3.4.2.11.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

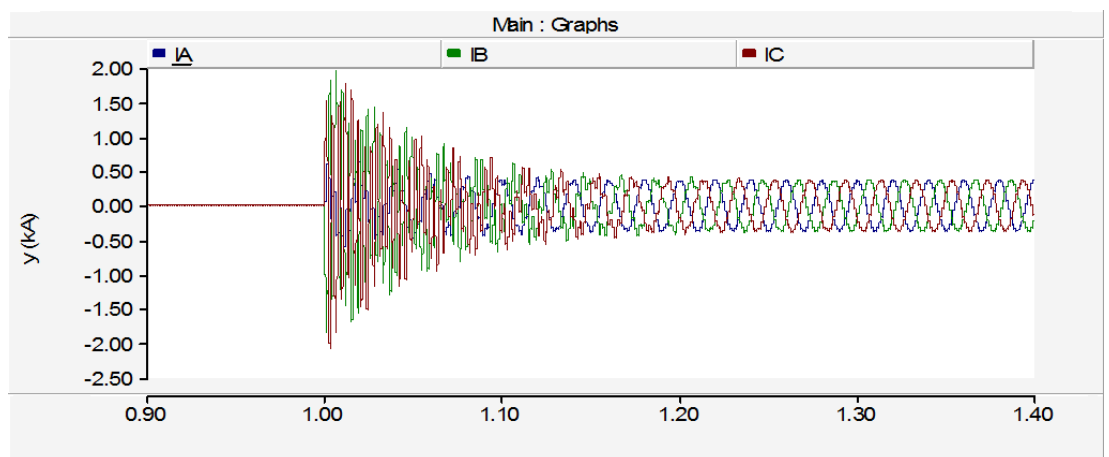


Figura 3.4.2.11.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

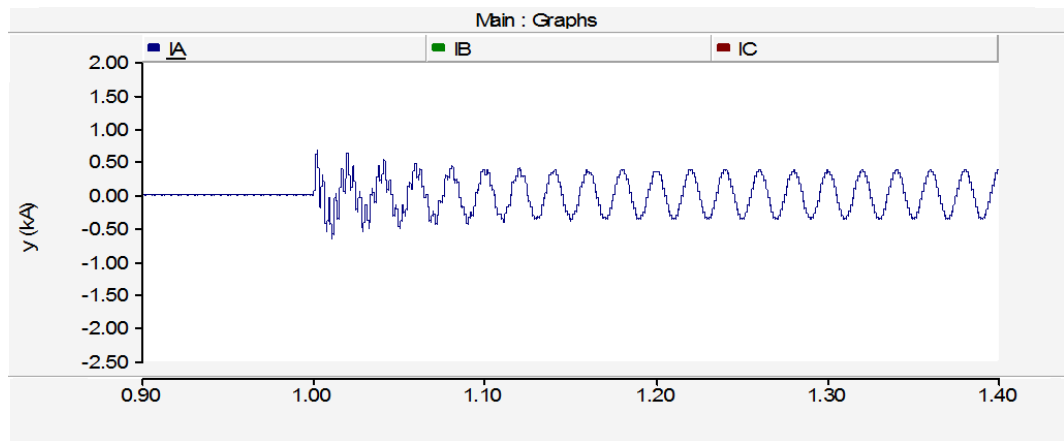


Figura 3.4.2.11.6. Intensidad de la fase A de banco de condensadores 200 MVar.

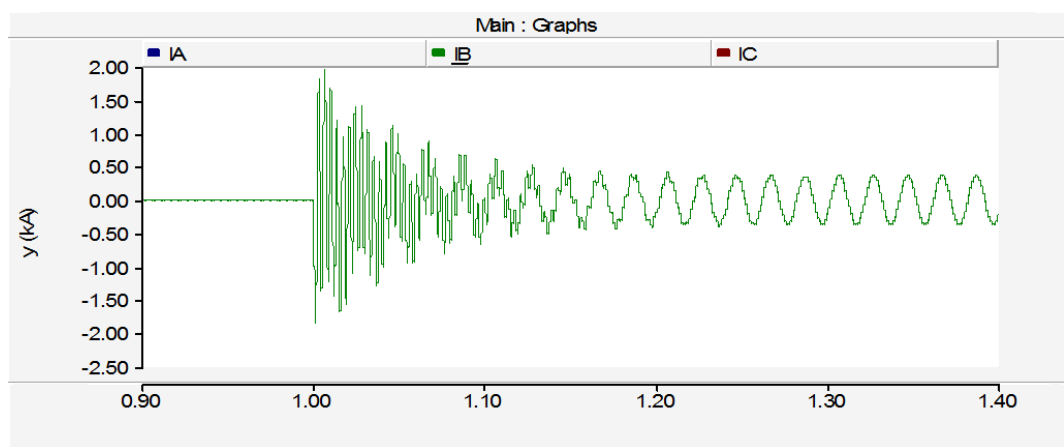


Figura 3.4.2.11.7. Intensidad de la fase B de banco de condensadores 200 MVar.

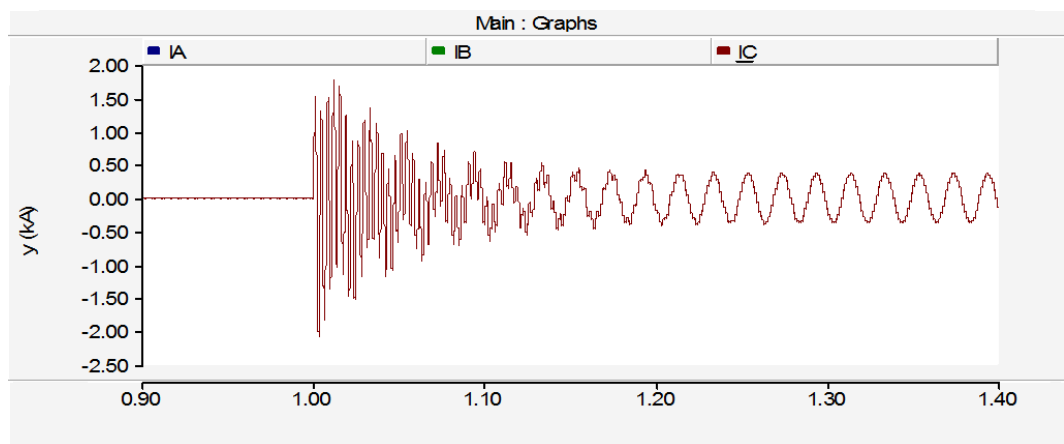


Figura 3.4.2.11.8. Intensidad de la fase C de banco de condensadores 200 MVar.

En la Figura 3.4.2.11.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un banco de condensadores de 200 MVar, conectado a una fuente de 230 kV de tensión compuesta.

En este caso, la fase con más sobrecorriente y sobretensión es la B, con una intensidad máxima en el instante de conexión de 1.95 kA, 5.57 veces mayor que la intensidad máxima de pico esperada y una tensión de 324.58 kV, 1.61 veces mayor que la esperada.

3.4.2.12. Simulación 12 - Cierre de un banco de condensadores.

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
6	31.276Ω 0.43104H	230 kV	Banco de condensadores	200 MVar

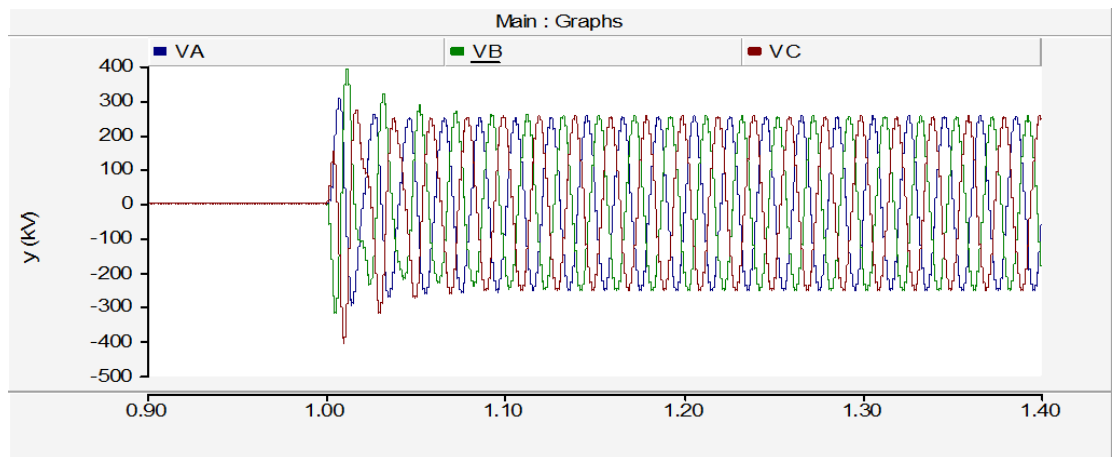


Figura 3.4.2.12.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

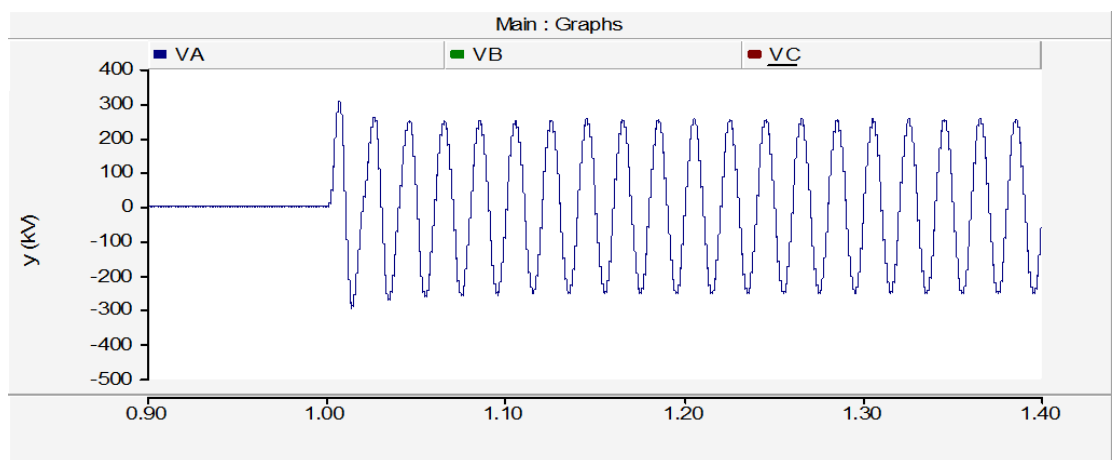


Figura 3.4.2.12.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

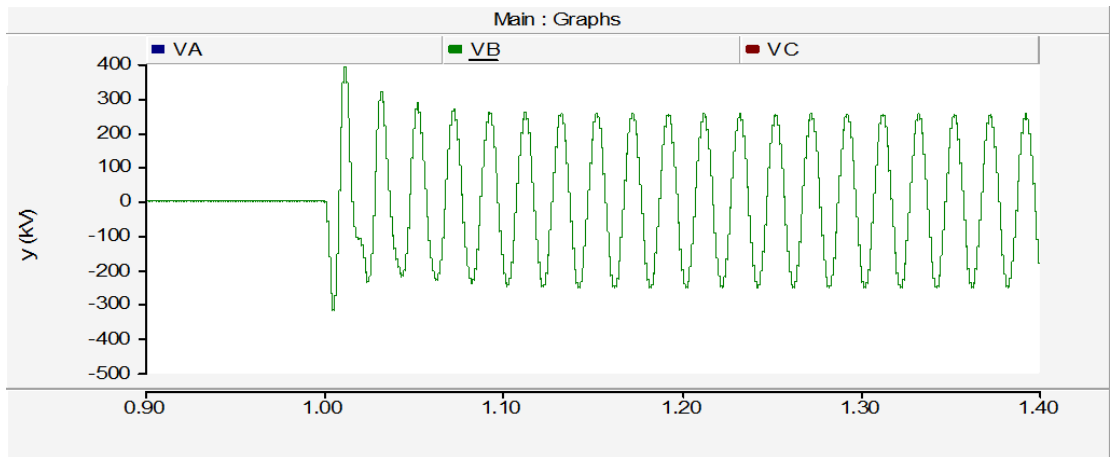


Figura 3.4.2.12.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

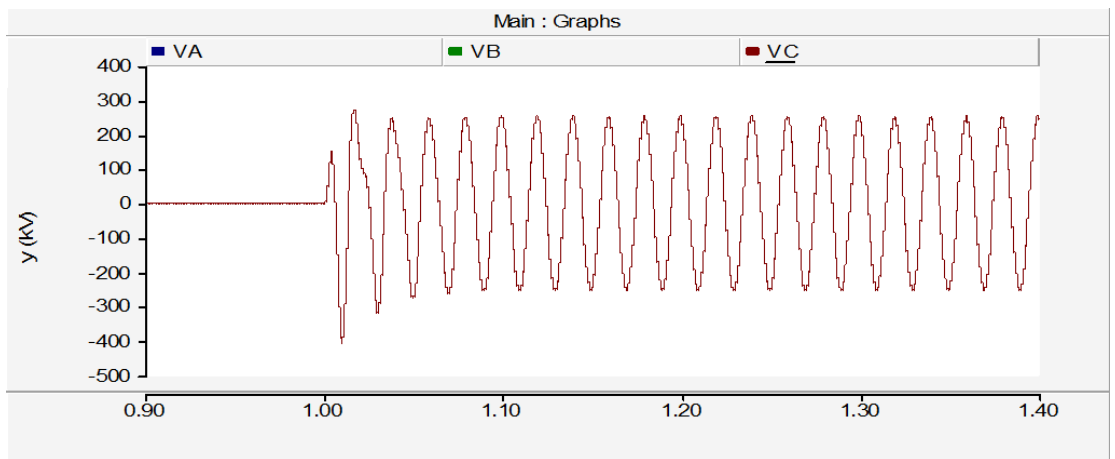


Figura 3.4.2.12.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

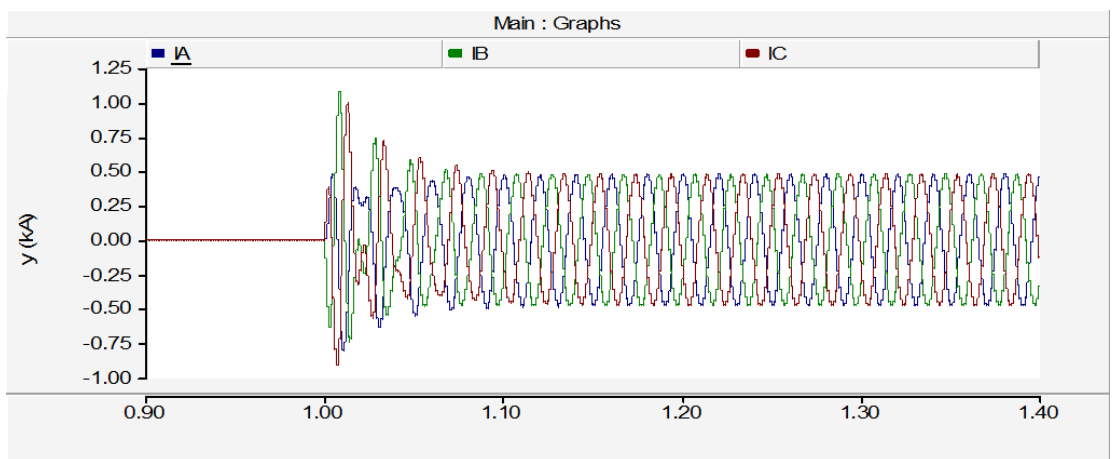


Figura 3.4.2.12.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

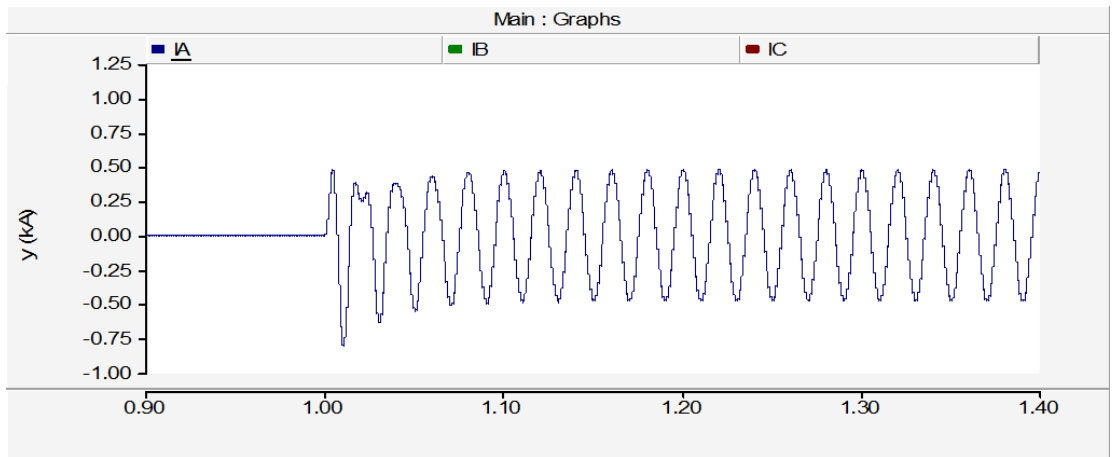


Figura 3.4.2.12.6. Intensidad de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

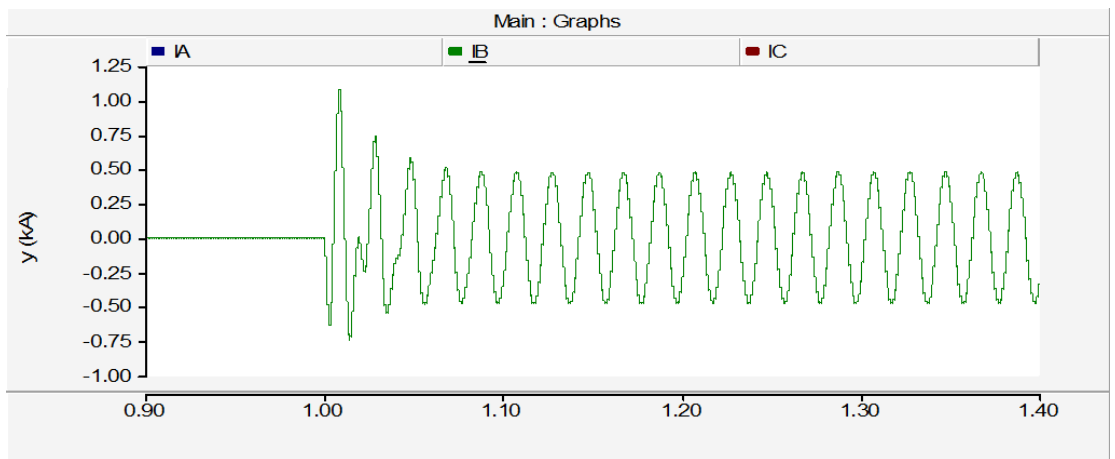


Figura 3.4.2.12.7. Intensidad de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

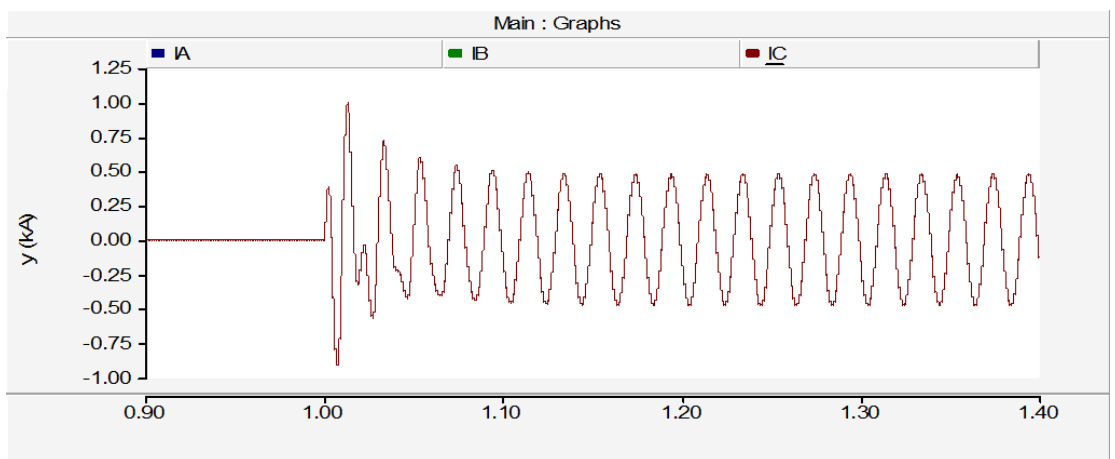


Figura 3.4.2.12.8. Intensidad de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

En la Figura 3.4.2.12.1 se aprecia el cierre en el instante $t=1$ de un banco de condensadores de 200 MVar, conectado a una fuente de 230 kV de tensión compuesta.

En este caso la fase con más sobrecorriente y sobretensión es la B, con una intensidad máxima en el instante de conexión de 1.07 kA, 3.05 veces mayor que la intensidad máxima de pico esperada y una tensión de 389.23 kV, 1.94 veces mayor que la esperada.

3.4.2.13. Simulación 13 - Cierre de un Banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
7	0.12584Ω 0.00843H	230 kV	Banco de condensadores	200 MVar

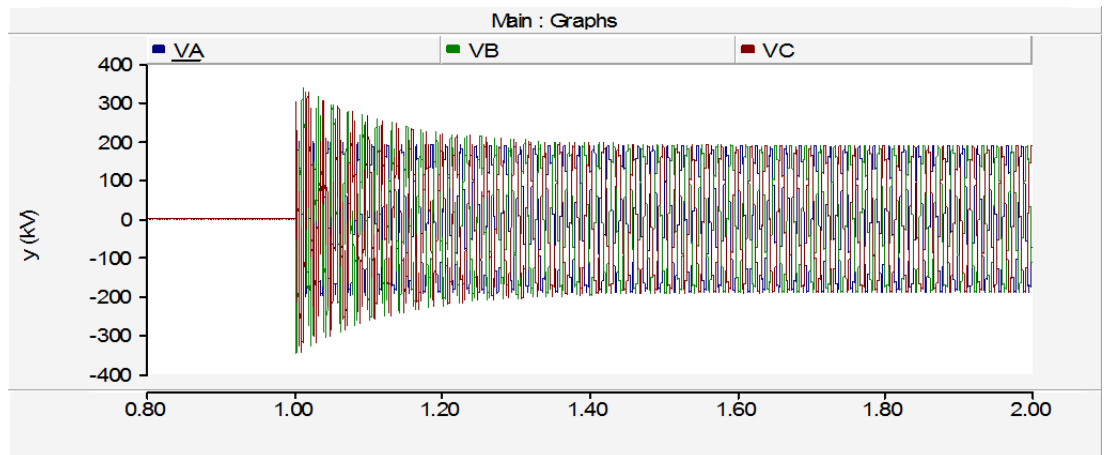


Figura 3.4.2.13.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

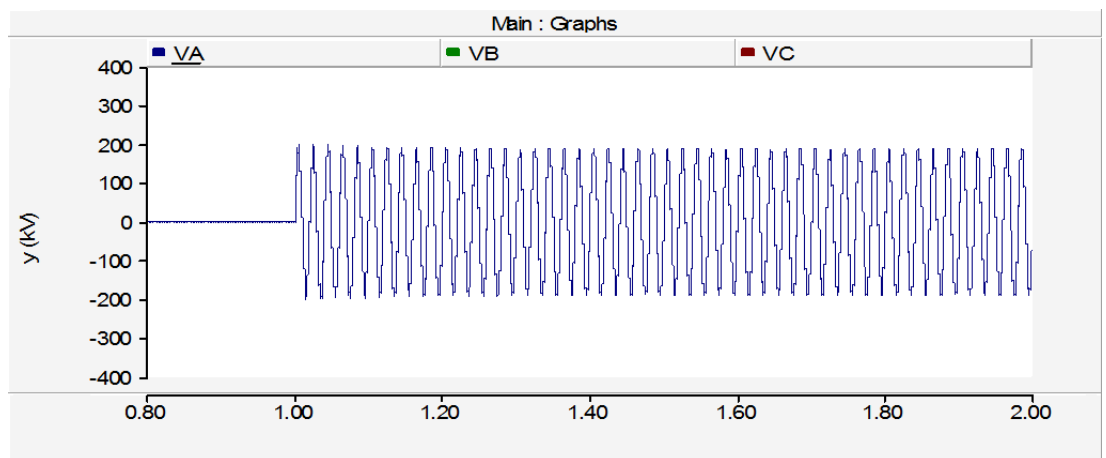


Figura 3.4.2.13.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

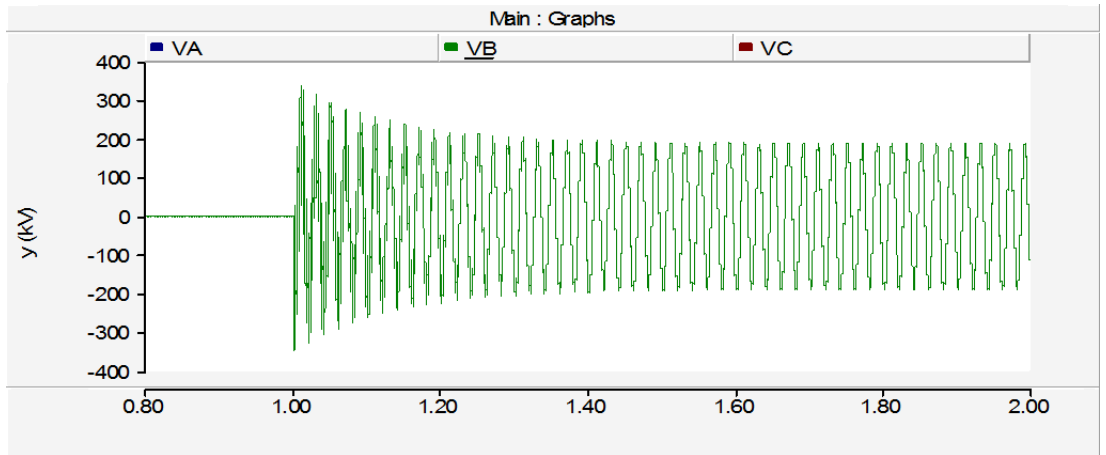


Figura 3.4.2.13.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

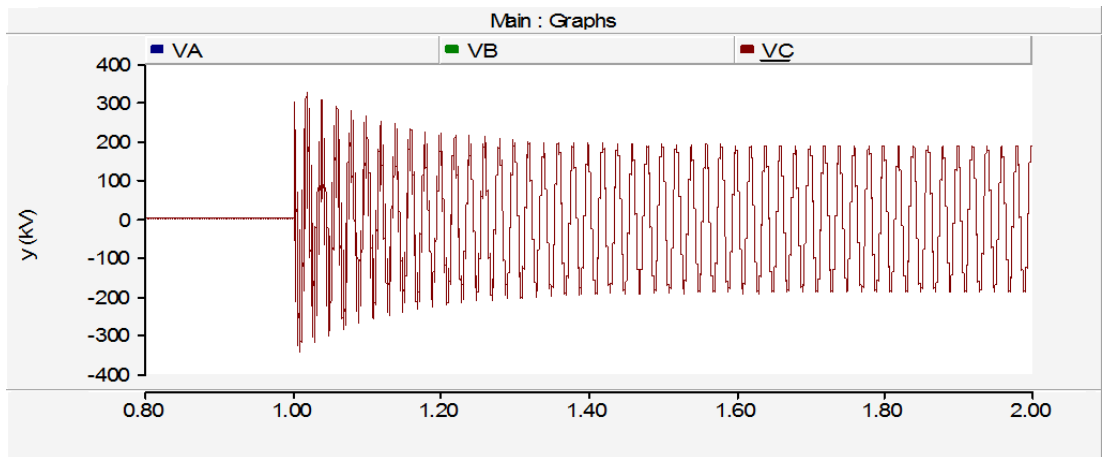


Figura 3.4.2.13.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

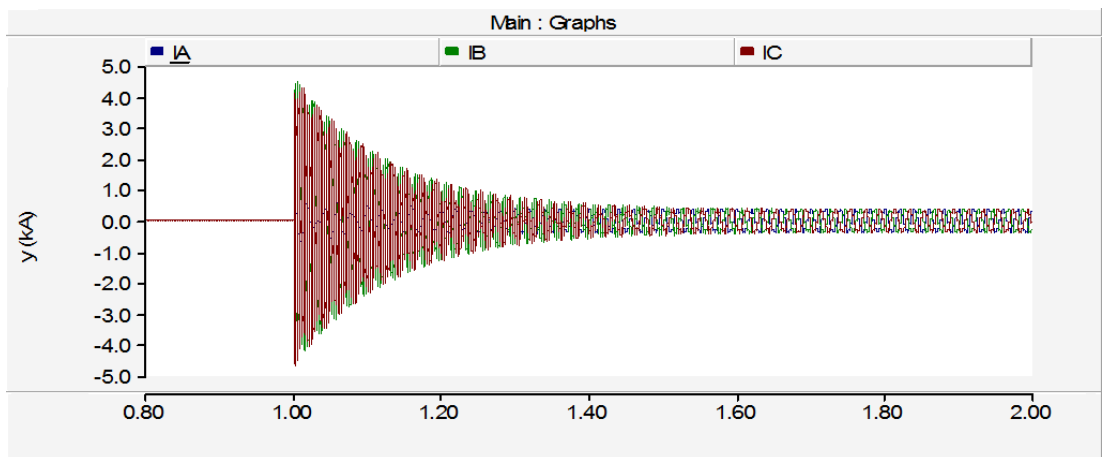


Figura 3.4.2.13.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

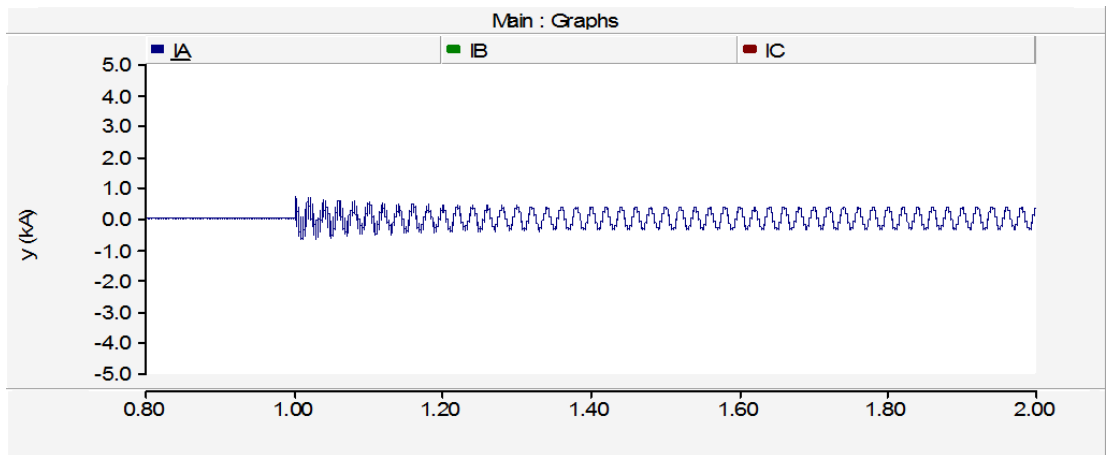


Figura 3.4.2.13.6. Intensidad de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

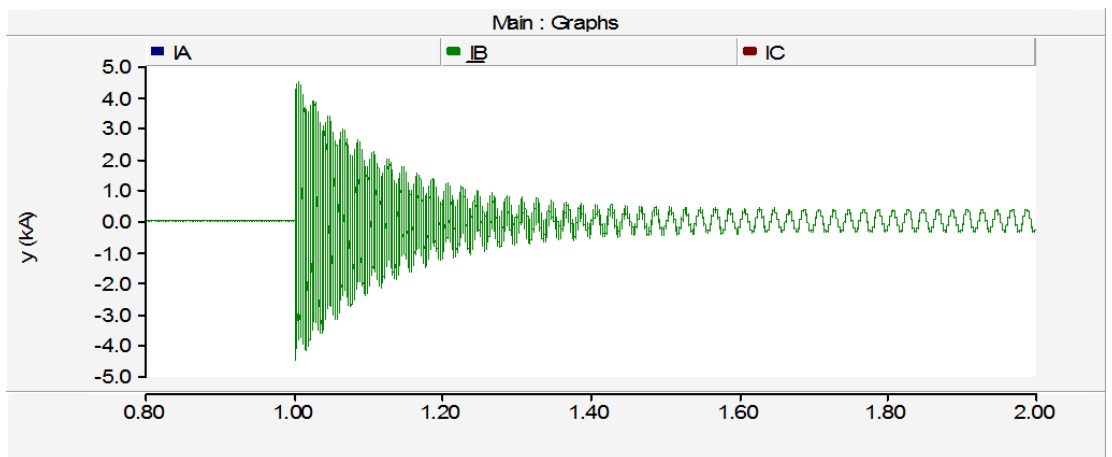


Figura 3.4.2.13.7. Intensidad de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

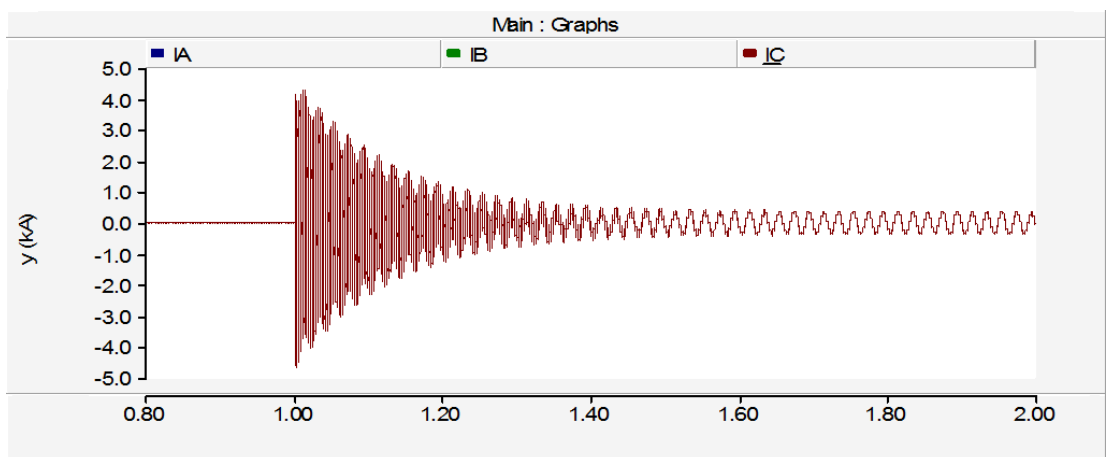


Figura 3.4.2.13.8. Intensidad de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

En la Figura 3.4.2.13.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un banco de condensadores de 200 MVar, conectado a una fuente de 230 kV de tensión compuesta.

En este caso la fase con más sobrecorriente y sobretensión es la B, con una intensidad máxima en el instante de conexión de 4.49 kA, 12.82 veces mayor que la intensidad máxima de pico esperada y una tensión de 336.95 kV, 1.68 veces mayor que la esperada.

En las tres simulaciones expuestas previamente se puede percibir que los fenómenos adversos son mayores cuanto menor es la impedancia de la fuente. Es decir, la estabilidad del sistema es directamente proporcional a la fuente o lo que es lo mismo, las sobrecorrientes y sobretensiones producidas son inversamente proporcionales a la impedancia fuente.

Simulaciones de tiempo de estabilización variando la potencia de la fuente

En este apartado se analizan las simulaciones del tiempo de estabilización variando la potencia fuente. Se han realizado 6 simulaciones, las cuales corresponden a los valores utilizados anteriormente para la misma. Estas se muestran en la tabla 3.4.2.6, en la que se podrá ver para cada simulación la tensión, la potencia de la fuente, los valores de impedancia de la fuente y el tiempo de estabilización. Estos datos se recogen en los gráficos 3.4.2.17 y 3.4.2.18.

El esquema adoptado es el siguiente:

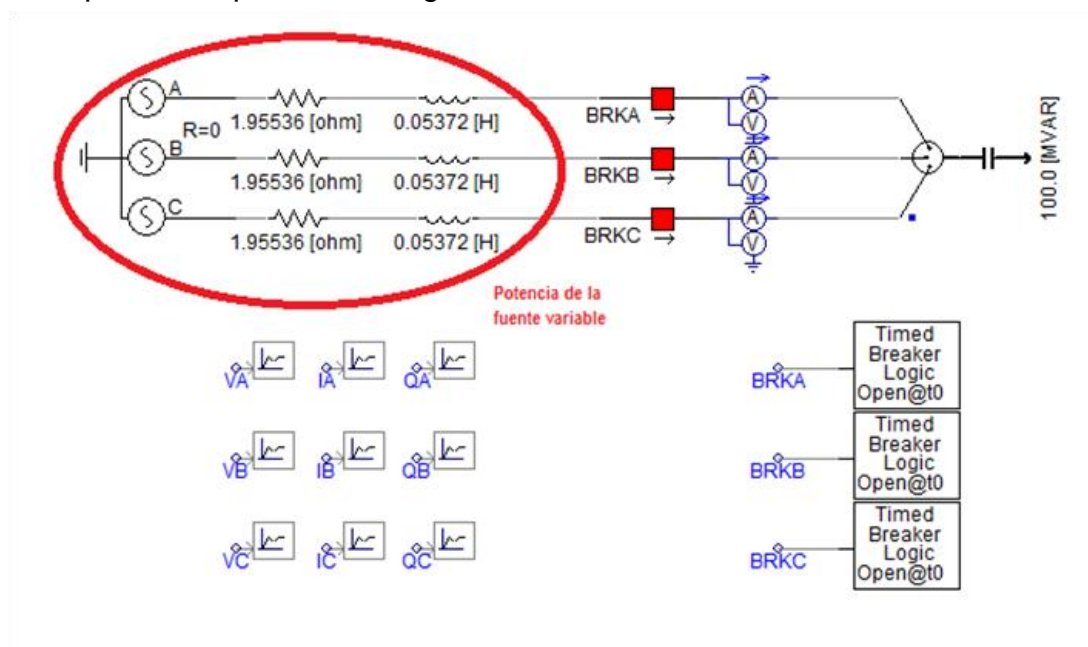


Figura 3.4.2.16. Esquema de la simulación de bancos de condensadores variando la potencia de la fuente.

TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN VARIANDO LA POTENCIA DE LA FUENTE						
Prueba Nº	Tensión	Potencia fuente	Resistencia de la fuente	Reactancia de la fuente	Tiempo de estabilización de la intensidad	Tiempo de estabilización de la tensión
1	230,00 kV	100 MVA	1,95536 Ω	0,05372 H	0,30 s	0,20 s
2	230,00 kV	300 MVA	0,65170 Ω	0,01790 H	0,30 s	0,20 s
3	230,00 kV	500 MVA	0,39100 Ω	0,01074 H	0,30 s	0,20 s
4	230,00 kV	700 MVA	0,27933 Ω	0,00767 H	0,30 s	0,20 s
5	230,00 kV	900 MVA	0,21720 Ω	0,00590 H	0,30 s	0,20 s
6	230,00 kV	1100 MVA	0,17770 Ω	0,00488 H	0,30 s	0,20 s

Tabla 3.4.2.6. Tabla de la simulación de bancos de condensadores variando la potencia de la fuente.

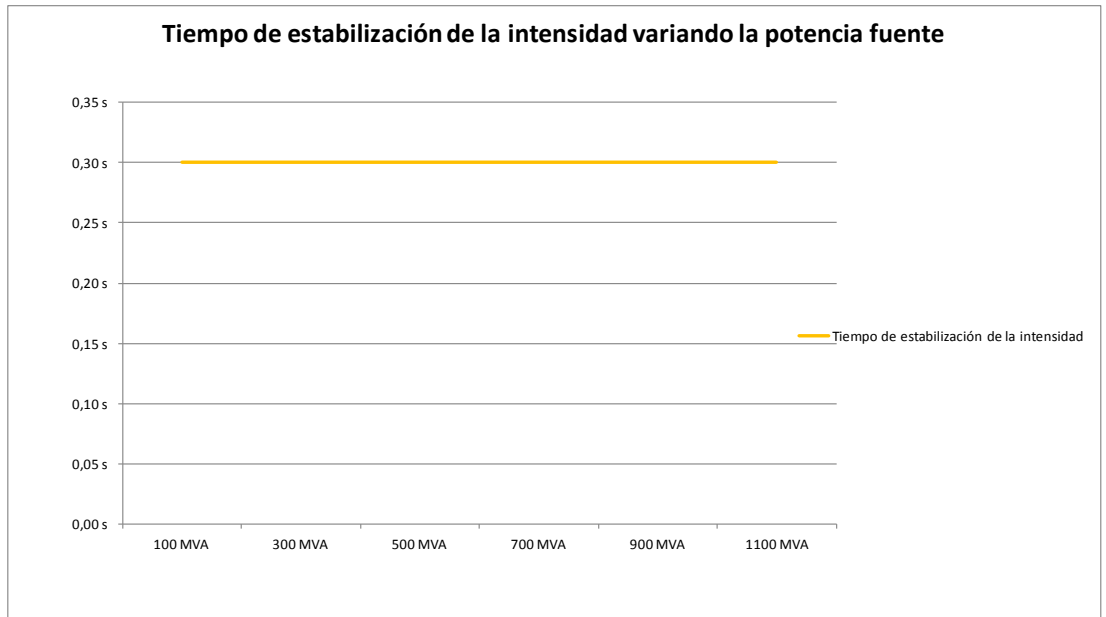


Figura 3.4.2.17. Gráfica de la simulación de bancos de condensadores variando la potencia de la fuente.

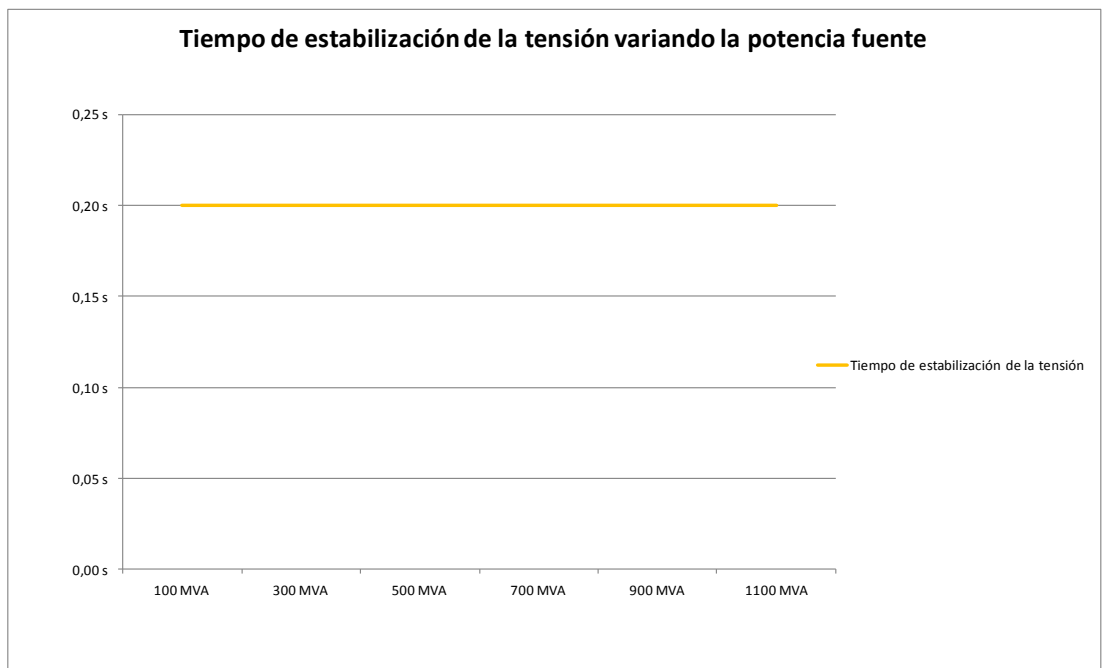


Figura 3.4.2.18. Gráfica de la simulación de bancos de condensadores variando la potencia de la fuente.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.4.2.6.

3.4.2.14. Simulación 14 - Cierre de un banco de condensadores.

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
1	1.95536Ω 0.053721H 100MVA	230 kV	Banco de condensadores	200 MVAr

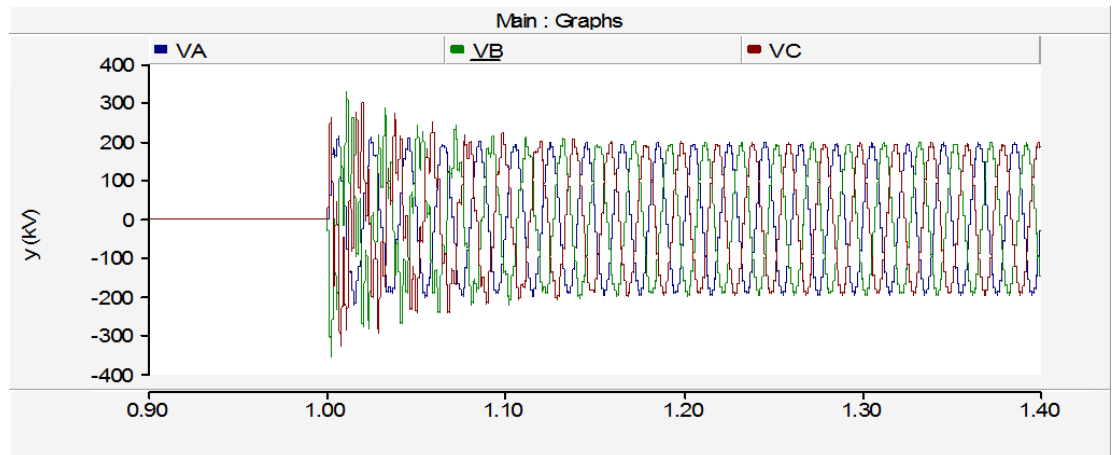


Figura 3.4.2.14.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 200 MVAr.

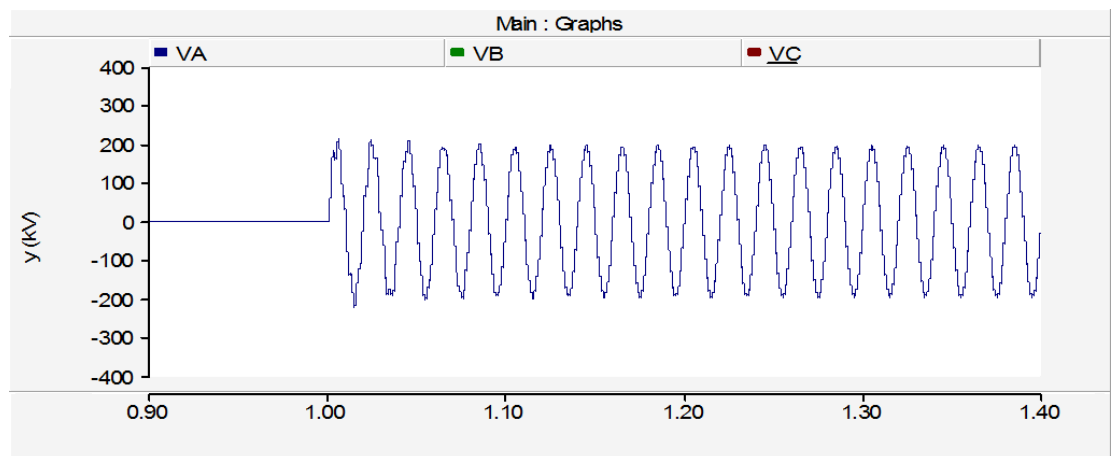


Figura 3.4.2.14.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVAr.

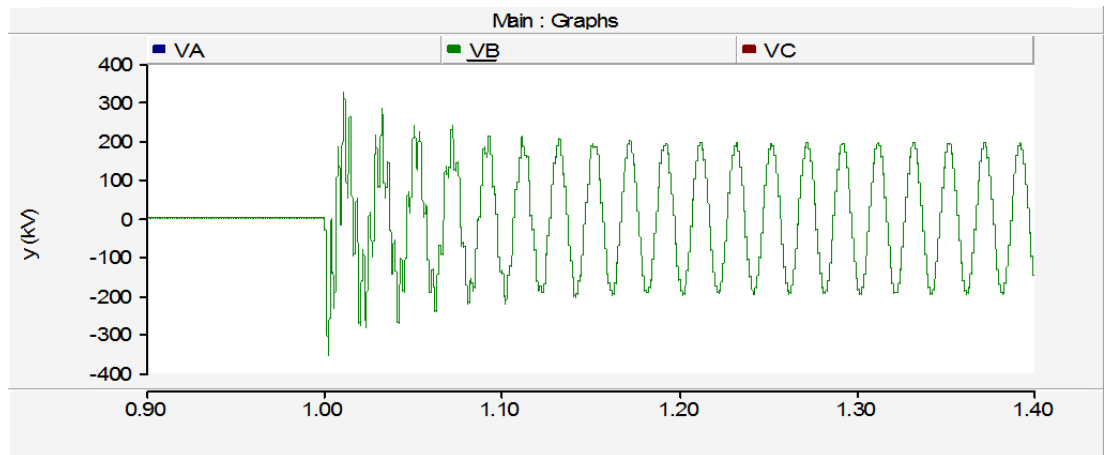


Figura 3.4.2.14.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

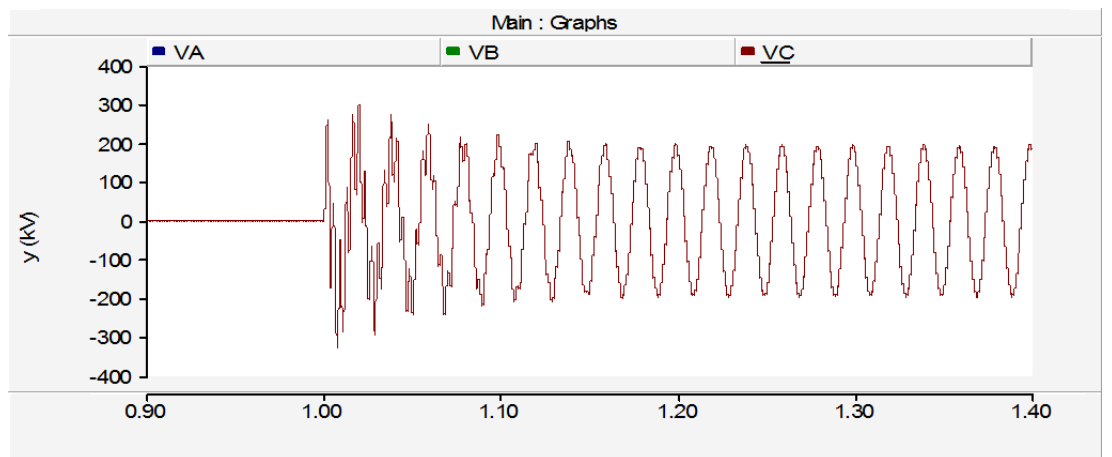


Figura 3.4.2.14.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

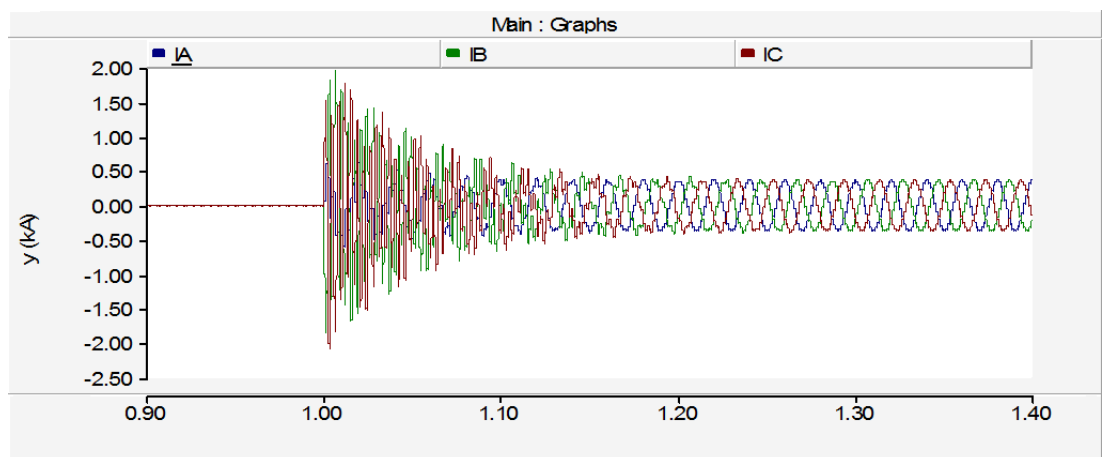


Figura 3.4.2.14.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

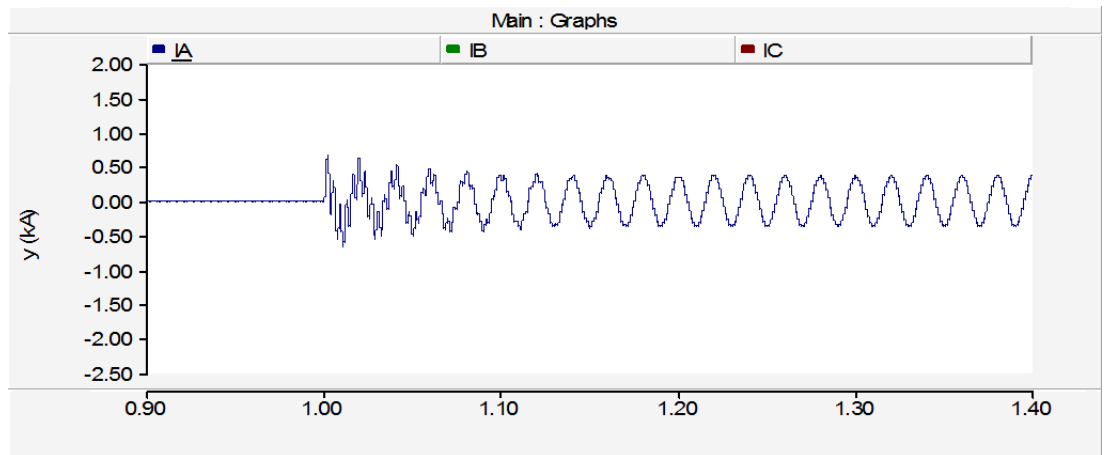


Figura 3.4.2.14.6. Intensidad de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

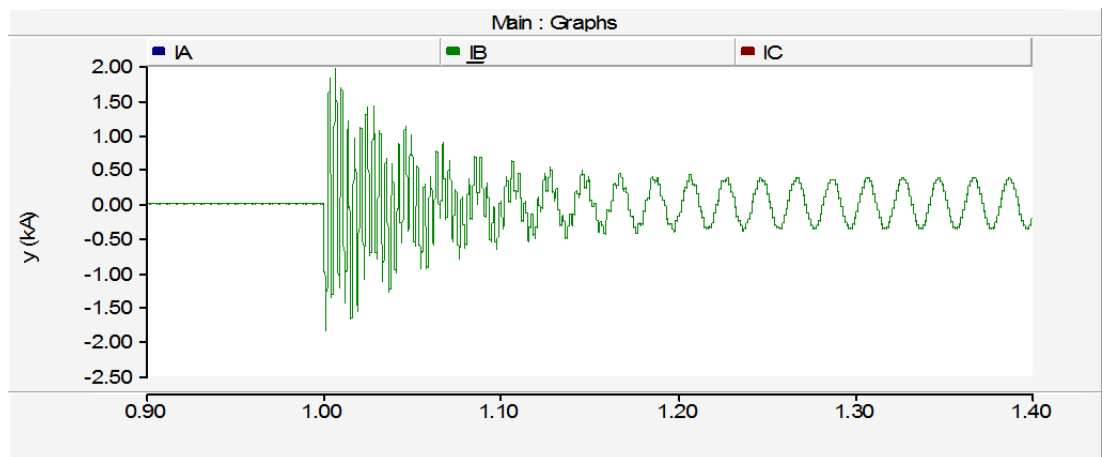


Figura 3.4.2.14.7. Intensidad de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

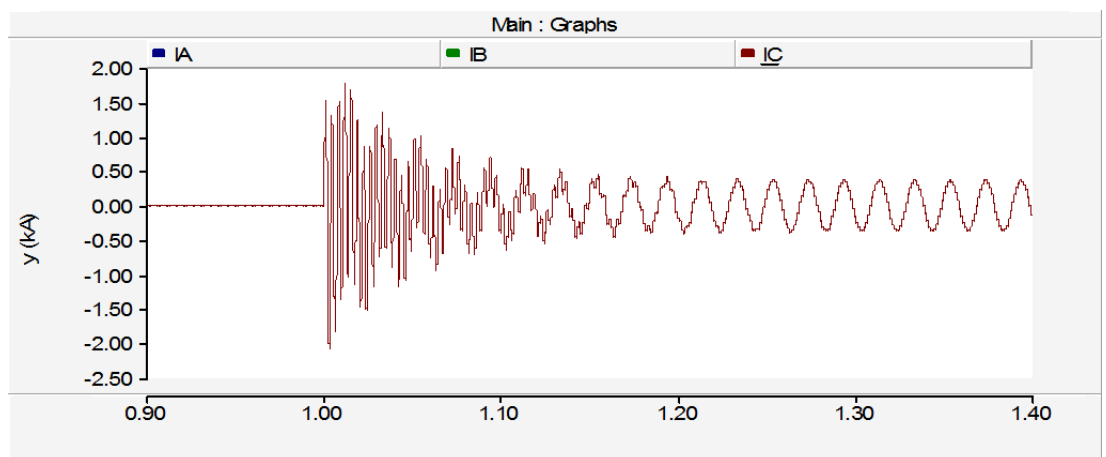


Figura 3.4.2.14.8. Intensidad de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

En la Figura 3.4.2.14.1 se observa que el tiempo de estabilización de la tensión es de 0.2 segundos, mientras que en la figura 3.4.2.14.5 el tiempo de estabilización para la intensidad es de 0.3 segundos.

3.4.2.15. Simulación 15 - Cierre de un banco de condensadores.

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
4	0.27933Ω 0.0767H 700MVA	230 kV	Banco de condensadores	200 MVAr

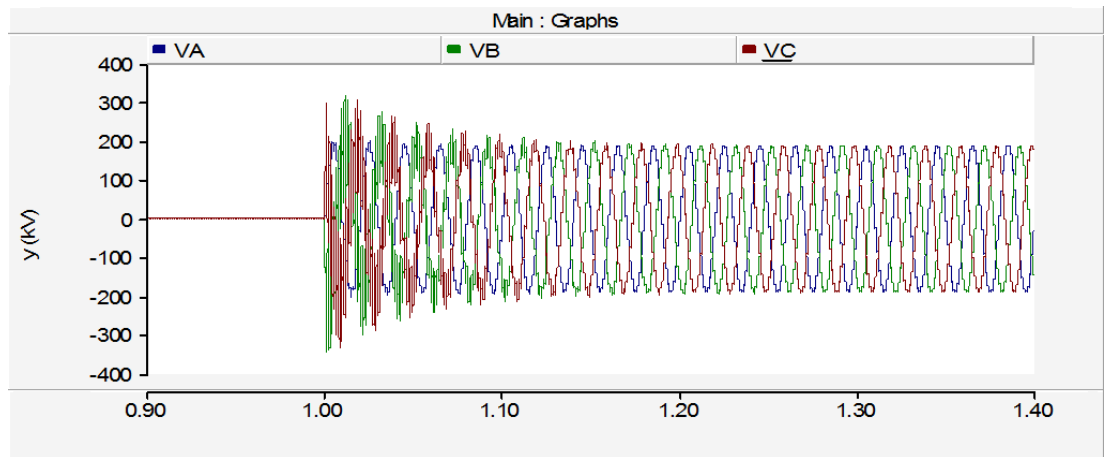


Figura 3.4.2.15.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 200 MVAr.

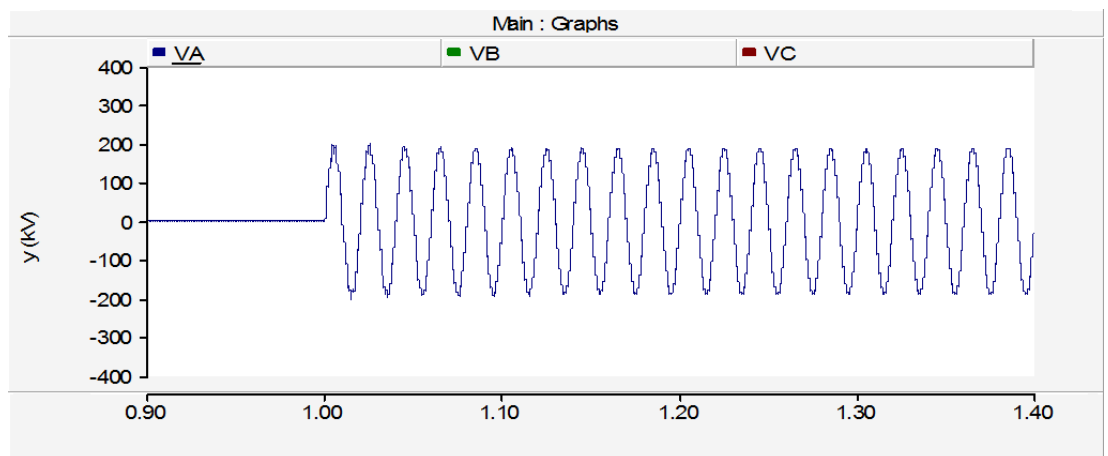


Figura 3.4.2.15.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVAr.

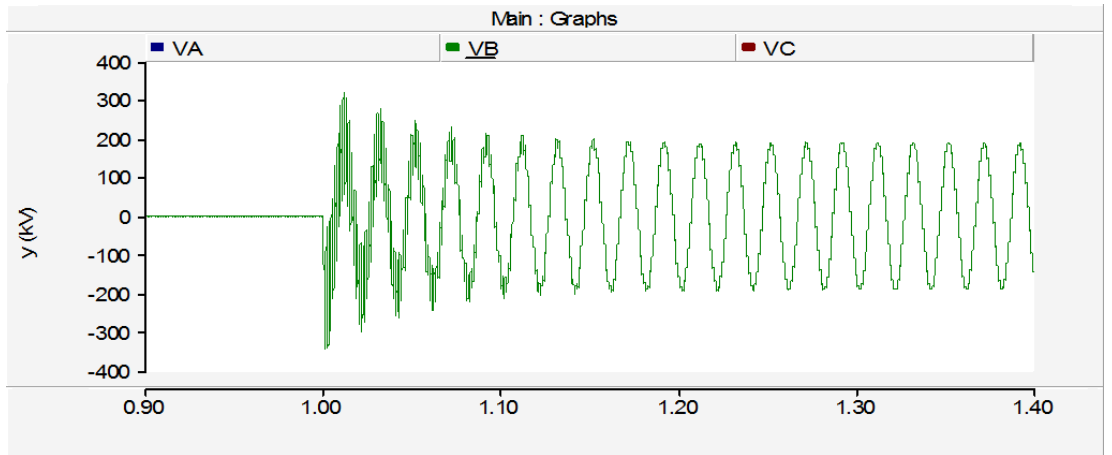


Figura 3.4.2.15.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

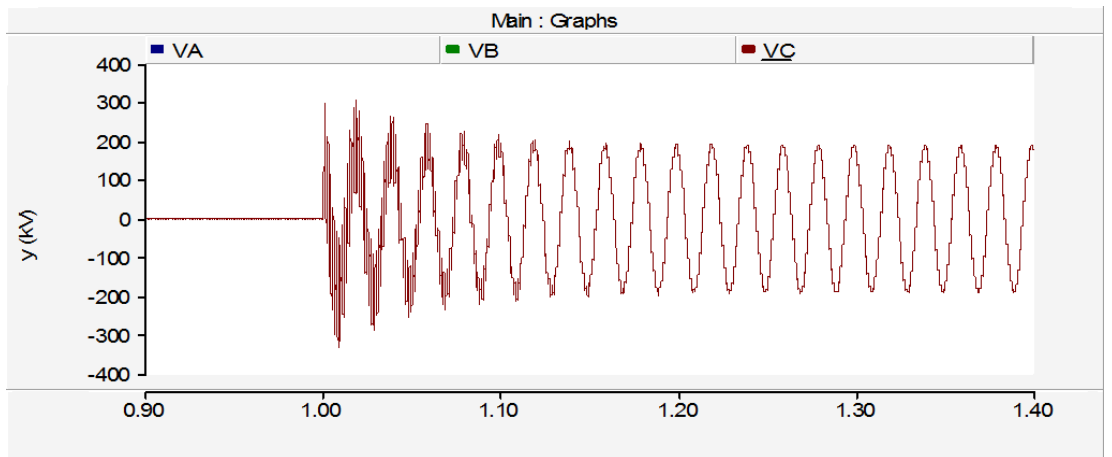


Figura 3.4.2.15.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

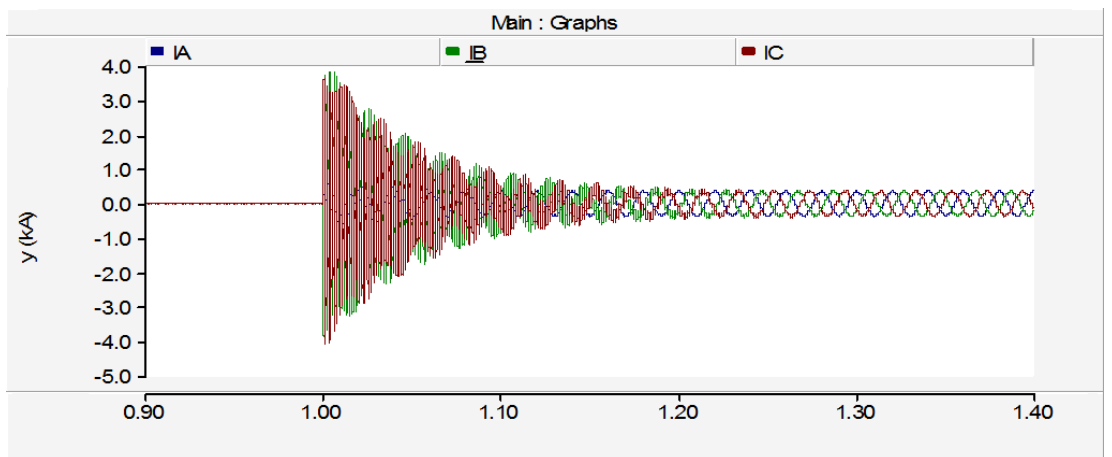


Figura 3.4.2.15.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

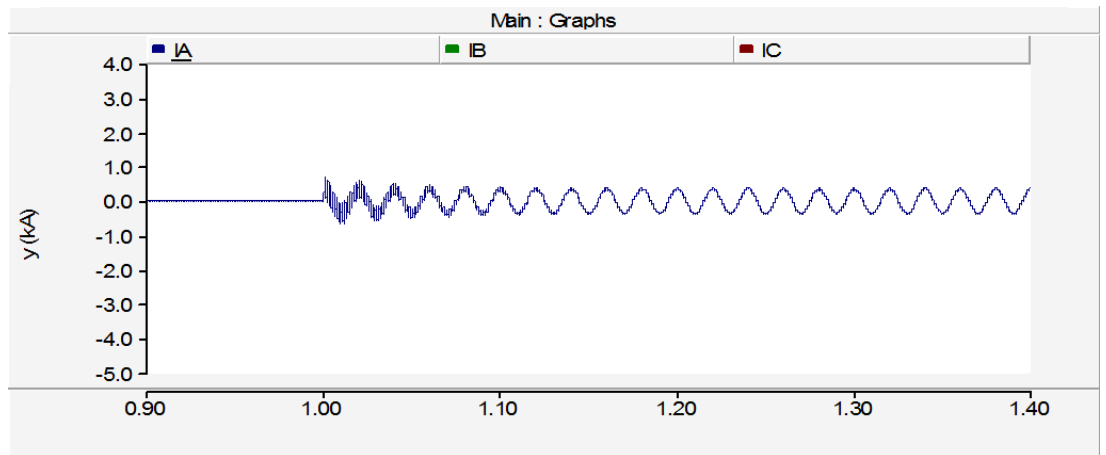


Figura 3.4.2.15.6. Intensidad de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

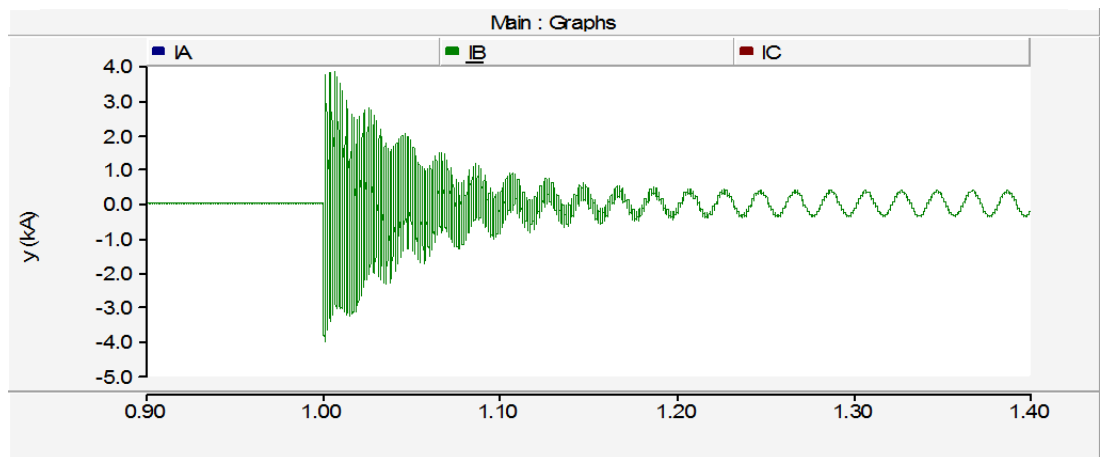


Figura 3.4.2.15.7. Intensidad de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

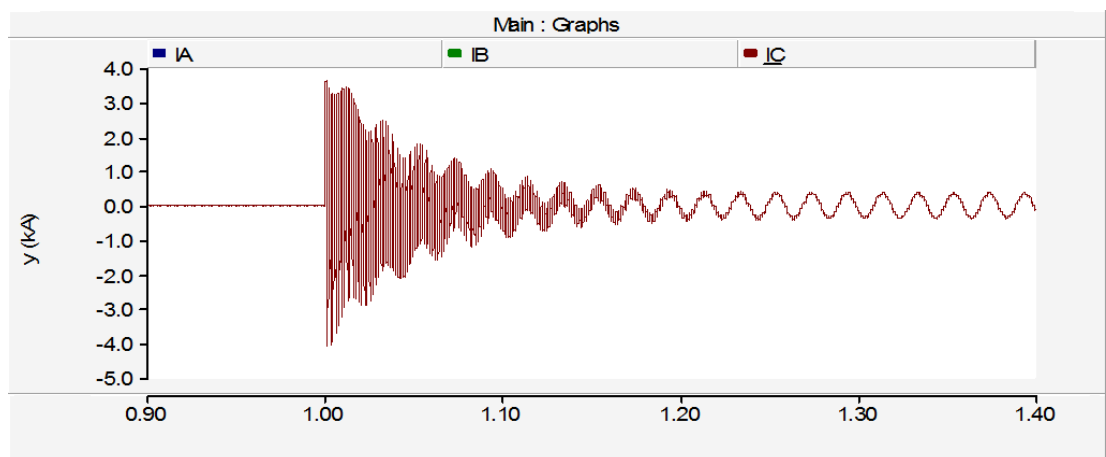


Figura 3.4.2.15.8. Intensidad de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

En la Figura 3.4.2.15.1 se aprecia que el tiempo de estabilización de la tensión es de 0.2 segundos, mientras que en la figura 3.4.2.15.5 el tiempo de estabilización para la intensidad es de 0.3 segundos.

3.4.2.16. Simulación 16 - Cierre de un banco de condensadores.

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
6	0.1777 Ω 0.00488H 1100MVA	230 kV	Banco de condensadores	200 MVar

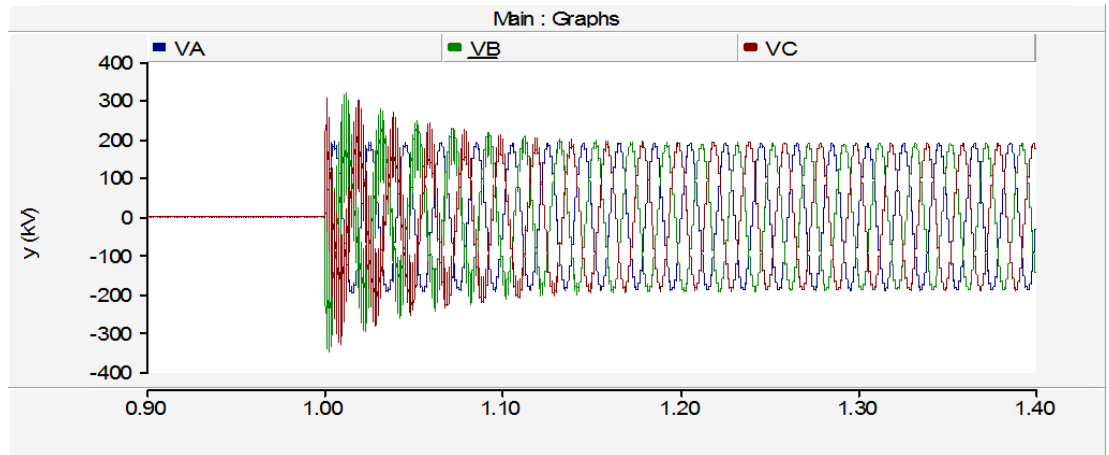


Figura 3.4.2.16.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

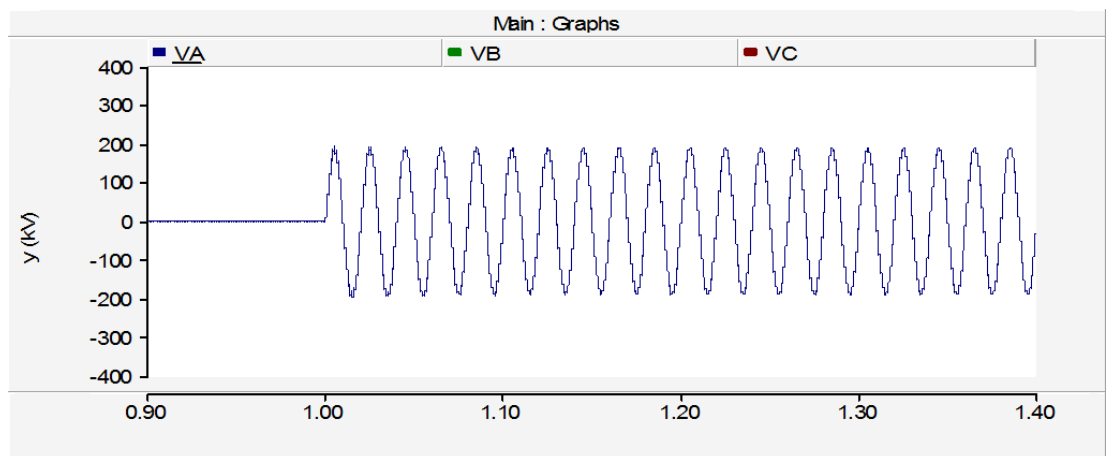


Figura 3.4.2.16.2. Tensión en la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

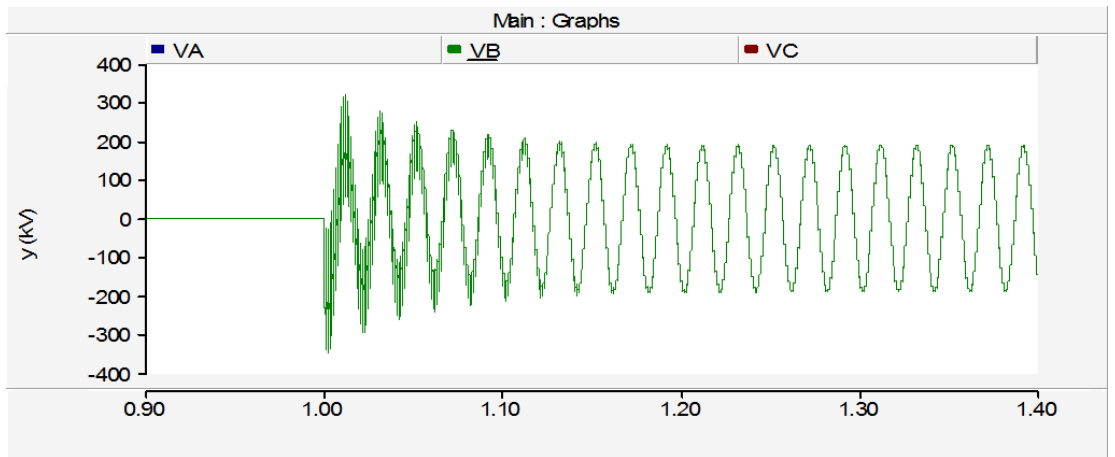


Figura 3.4.2.16.3. Tensión en la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

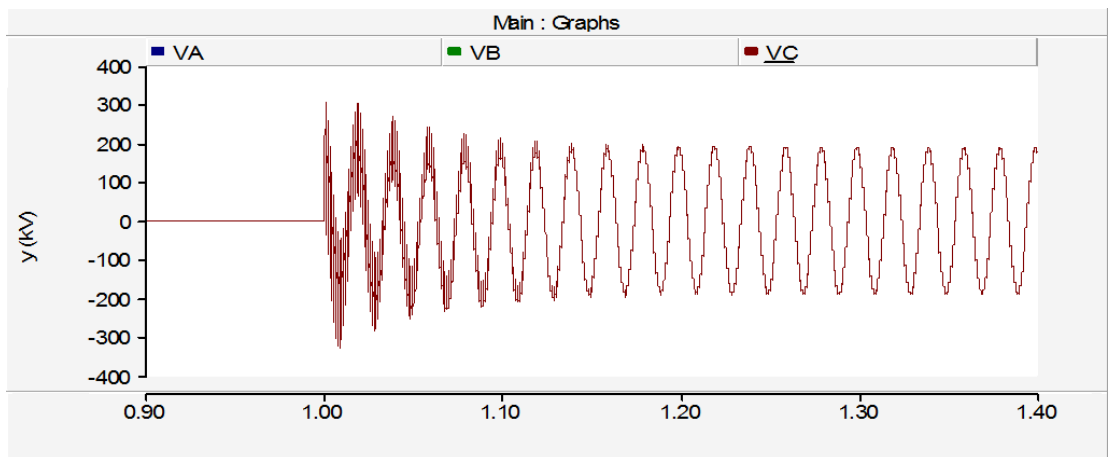


Figura 3.4.2.16.4. Tensión en la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

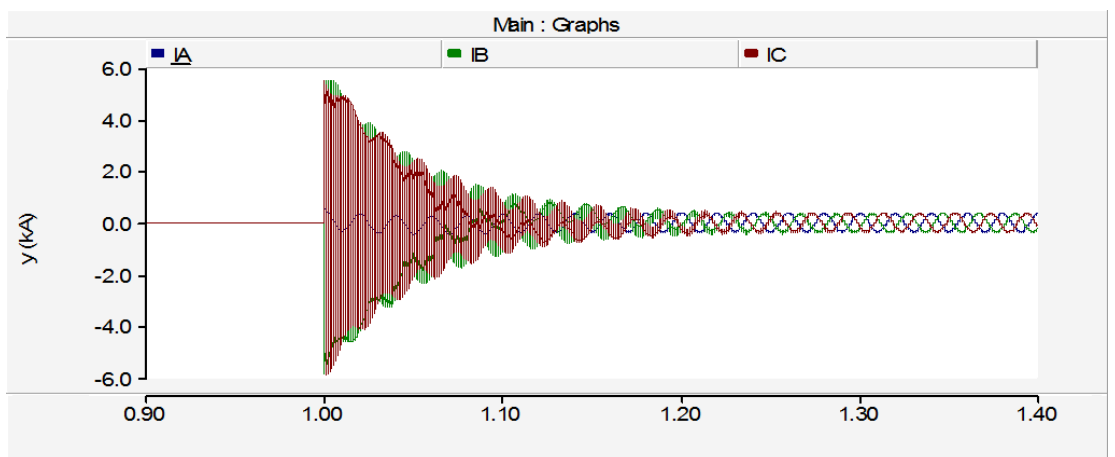


Figura 3.4.2.16.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

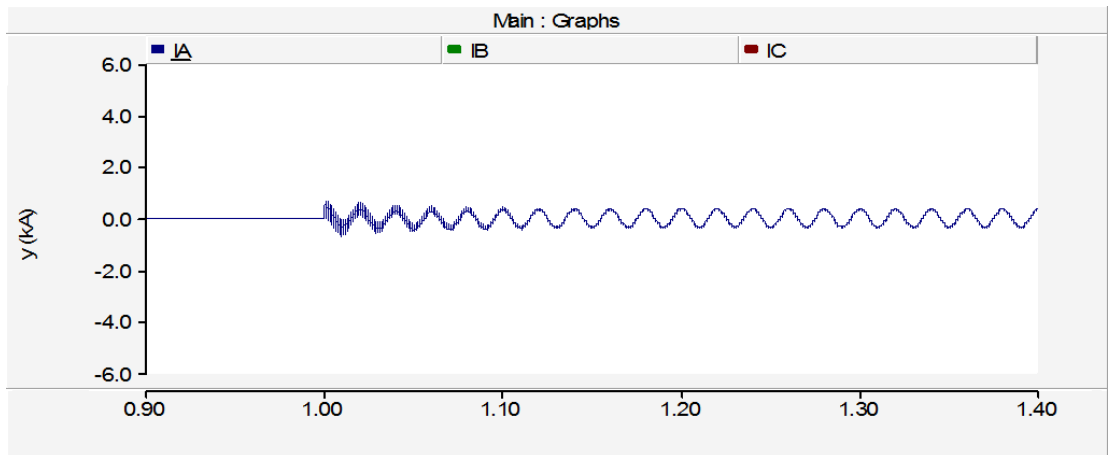


Figura 3.4.2.16.6. Intensidad de la fase A en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

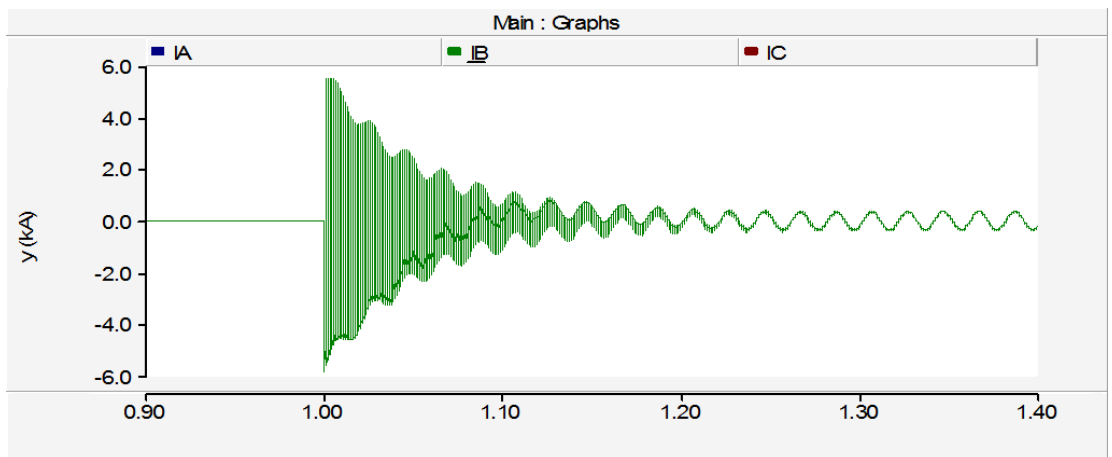


Figura 3.4.2.16.7. Intensidad de la fase B en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

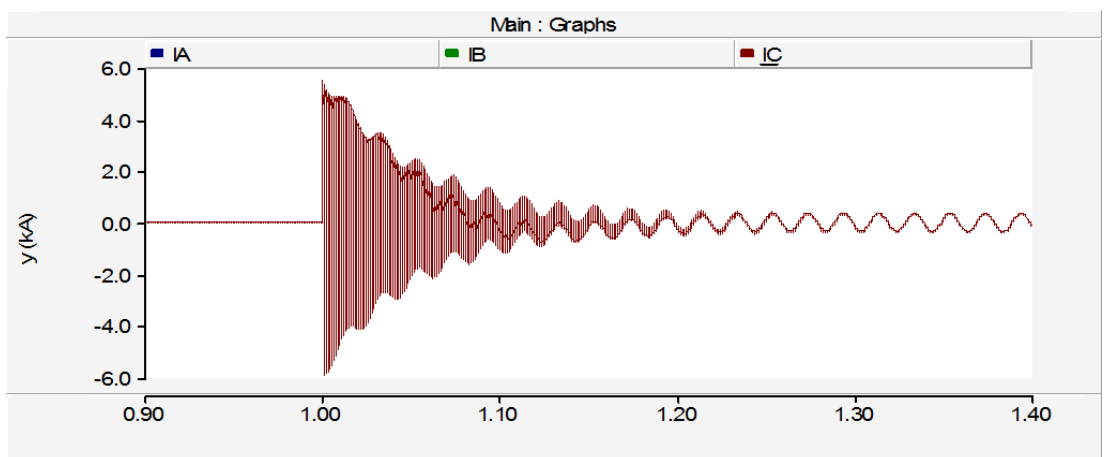


Figura 3.4.2.16.8. Intensidad de la fase C en cierre de banco de condensadores 200 MVar.

En la Figura 3.4.2.16.1 se observa que el tiempo de estabilización de la tensión es de 0.2 segundos y en la figura 3.4.2.16.5 que el tiempo de estabilización para la intensidad es de 0.3 segundos.

Simulaciones de tiempo de estabilización variando la potencia del elemento

Se muestran las simulaciones del tiempo de estabilización variando la potencia del elemento. Se han llevado a cabo 9 simulaciones, correspondientes a los valores tomados anteriormente para la misma. Estas se muestran en la tabla 3.4.2.7, en la que se podrá ver para cada simulación la tensión, la potencia del elemento y el tiempo de estabilización. Estos datos se recogen en los gráficos 3.4.2.20 y 3.4.2.21.

El esquema adoptado es el siguiente:

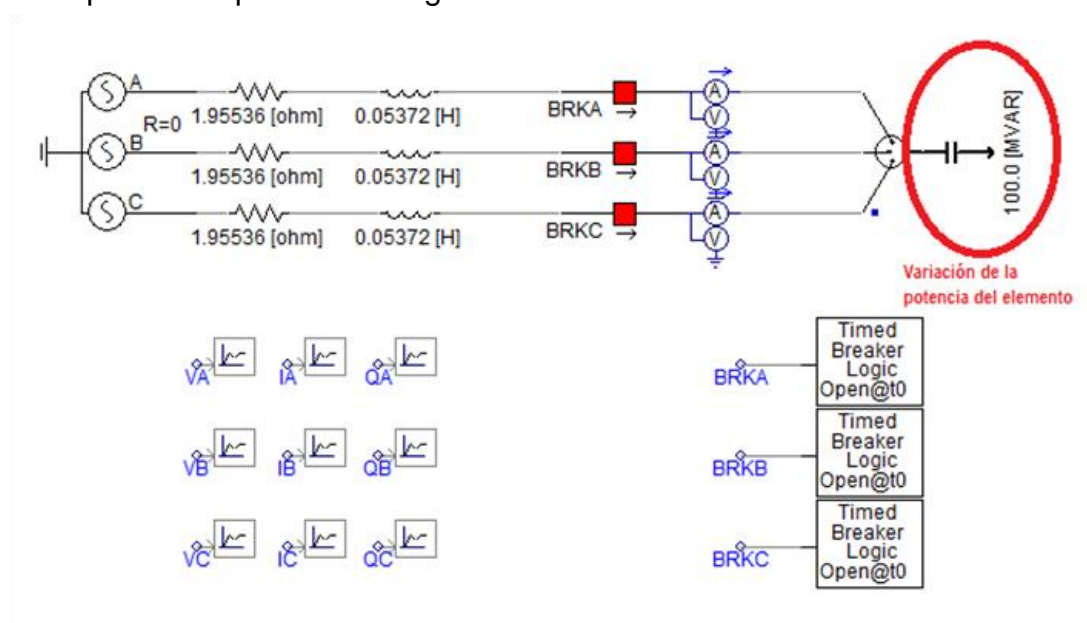


Figura 3.4.2.19. Esquema de la simulación de bancos de condensadores variando la potencia del elemento.

TIEMPO DE ESTABILIZACIÓN VARIANDO LA POTENCIA DEL ELEMENTO				
Prueba Nº	Tensión	Potencia del elemento	Tiempo de estabilización de la intensidad	Tiempo de estabilización de la tensión
1	230,00 kV	100 MVar	0,25 s	0,25 s
2	230,00 kV	130 MVar	0,25 s	0,25 s
3	230,00 kV	160 MVar	0,25 s	0,25 s
4	230,00 kV	190 MVar	0,25 s	0,25 s
5	230,00 kV	220 MVar	0,25 s	0,25 s
6	230,00 kV	250 MVar	0,25 s	0,25 s
7	230,00 kV	280 MVar	0,25 s	0,25 s
8	230,00 kV	300 MVar	0,25 s	0,25 s
9	230,00 kV	330 MVar	0,25 s	0,25 s

Tabla 3.4.2.7. Tabla de la simulación de bancos de condensadores variando la potencia del elemento.

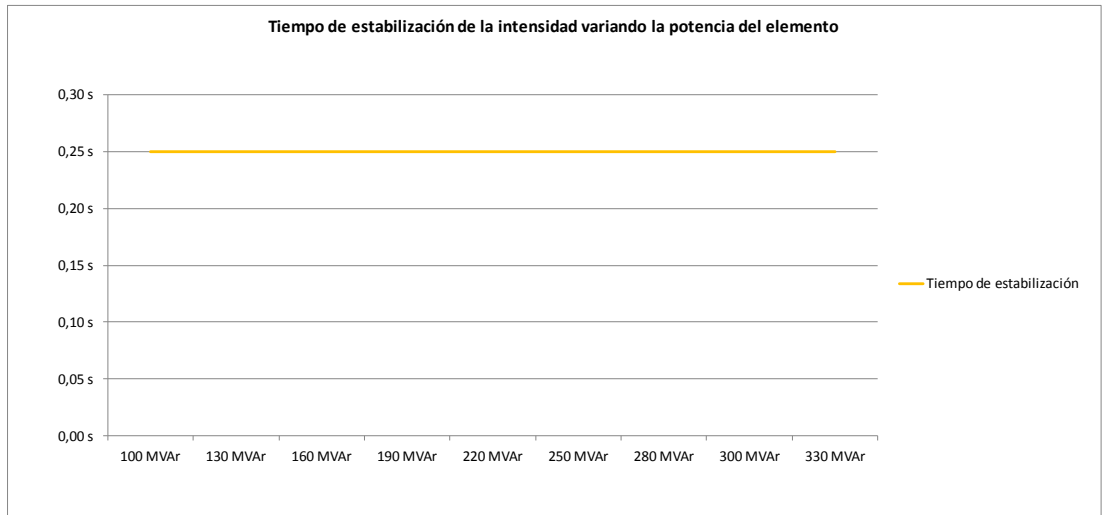


Figura 3.4.2.20. Gráfica de la simulación de bancos de condensadores variando la potencia del elemento.

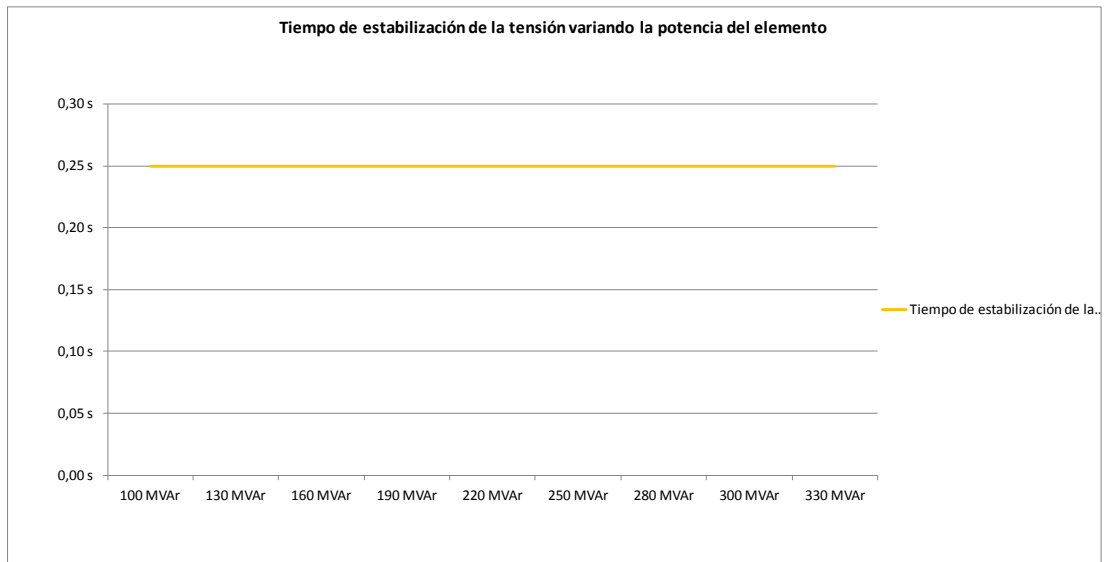


Figura 3.4.2.21. Gráfica de la simulación de bancos de condensadores variando la potencia del elemento.

A continuación, se muestran las simulaciones más representativas, señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.4.2.7.

3.4.2.17. Simulación 17 - Cierre de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
1	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Banco de condensadores	100 MVar

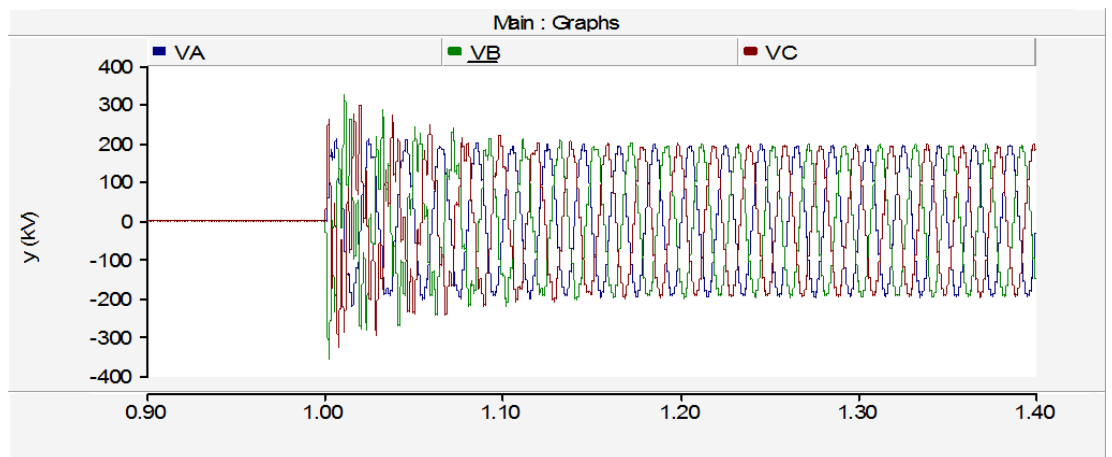


Figura 3.4.2.17.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

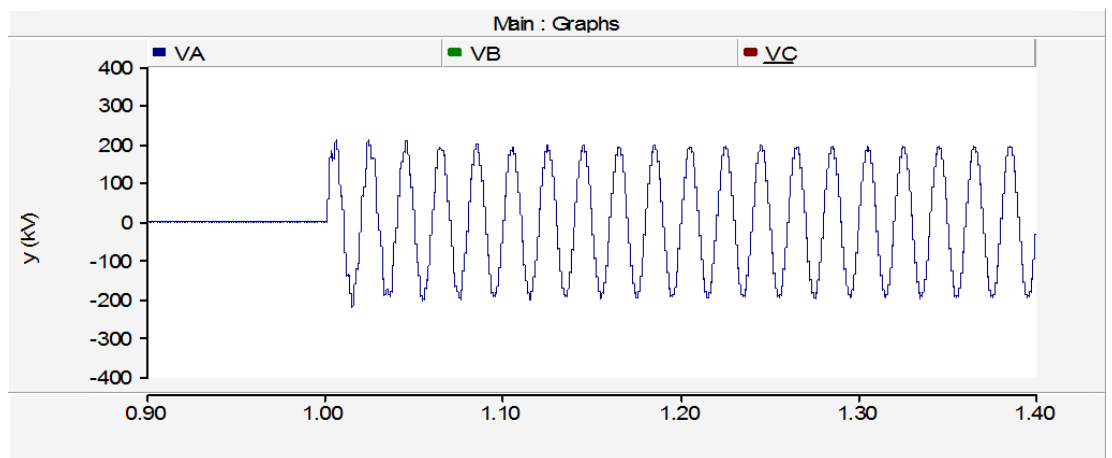


Figura 3.4.2.17.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

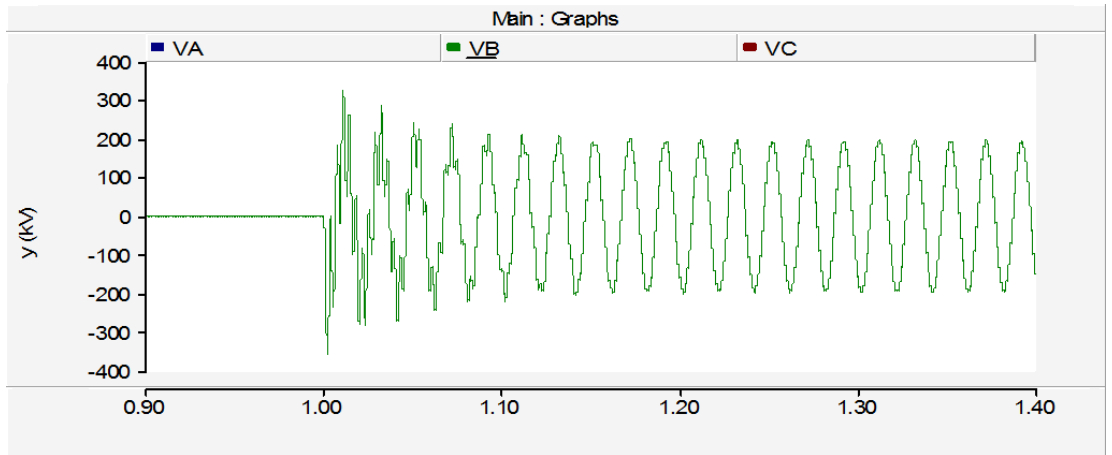


Figura 3.4.2.17.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

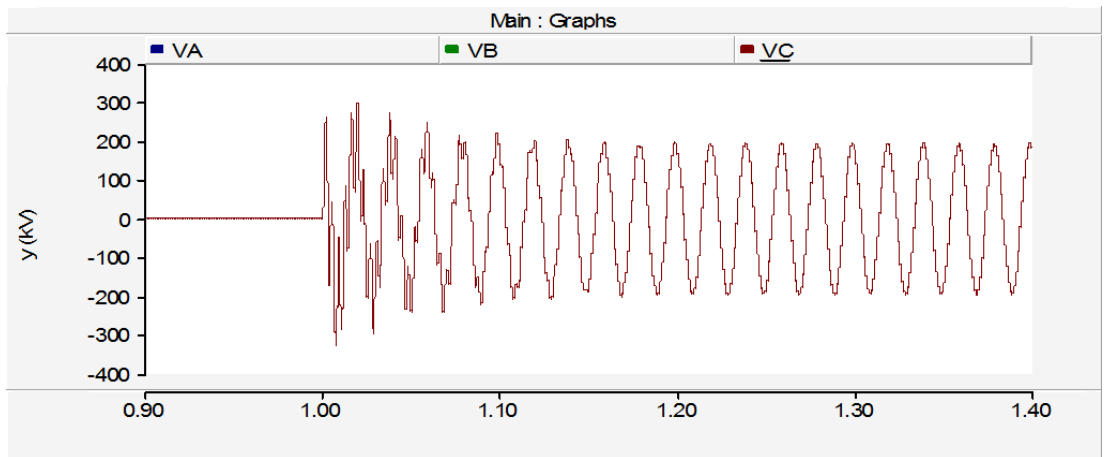


Figura 3.4.2.17.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

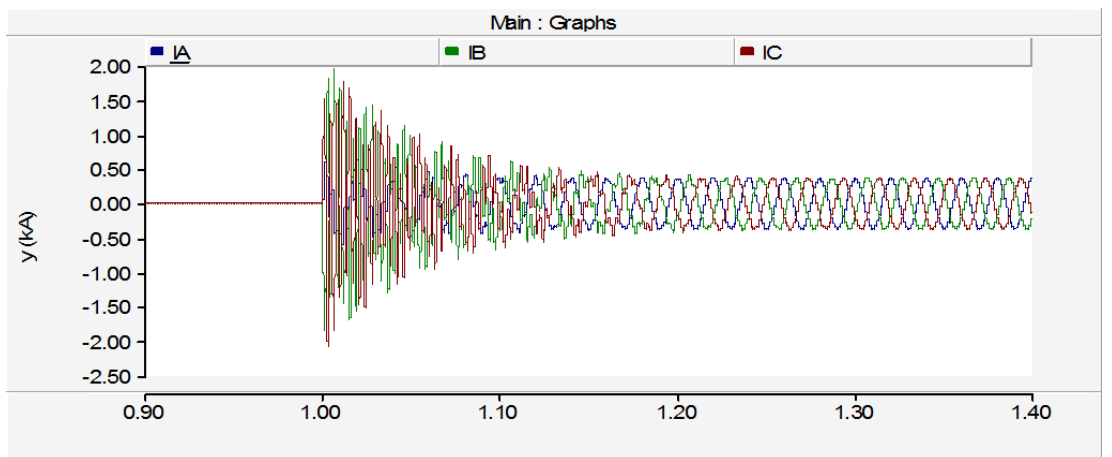


Figura 3.4.2.17.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 100 MVar.

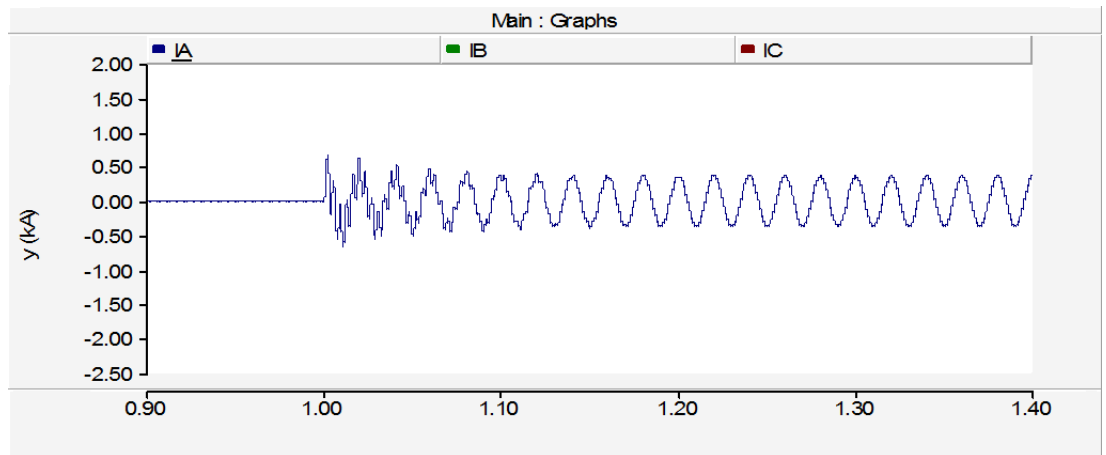


Figura 3.4.2.17.6. Intensidad de la fase A en cierre de banco de condensadores 100 MVAR.

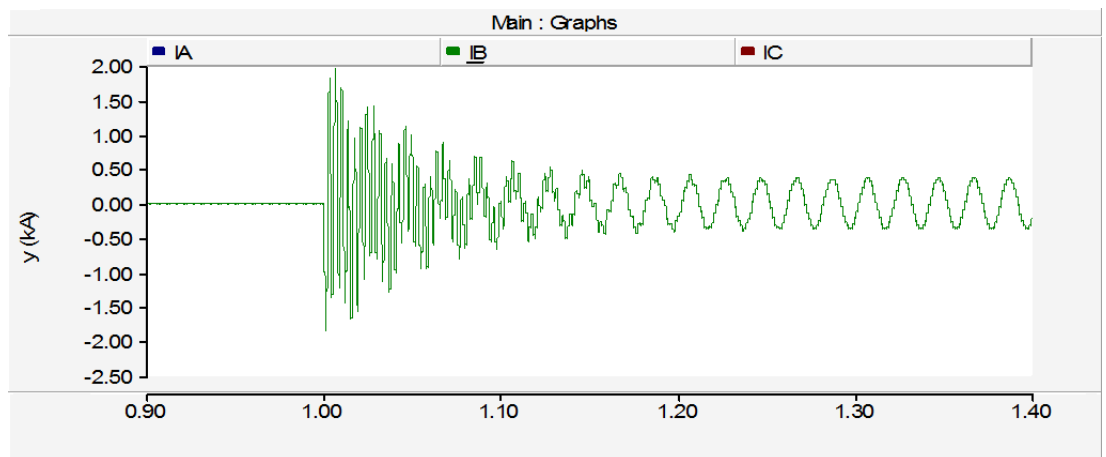


Figura 3.4.2.17.7. Intensidad de la fase B en cierre de banco de condensadores 100 MVAR.

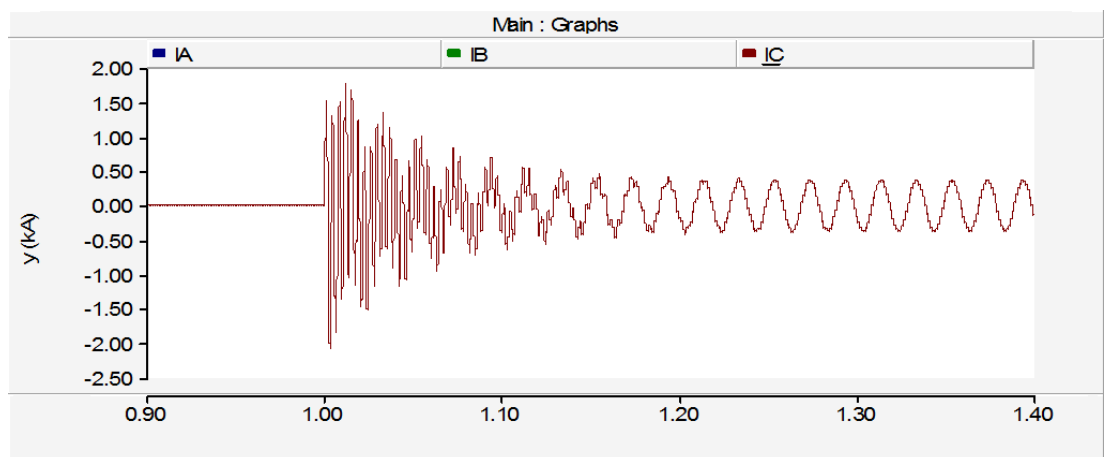


Figura 3.4.2.17.8. Intensidad de la fase C en cierre de banco de condensadores 100 MVAR.

En la Figura 3.4.2.17.1 se observa que el tiempo de estabilización de la tensión es de 0.2 segundos y en la figura 3.4.2.17.5 que el tiempo de estabilización para la intensidad es de 0.3 segundos.

3.4.2.18. Simulación 18 - Cierre de un banco de condensadores.

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia
9	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Banco de condensadores	330 MVar

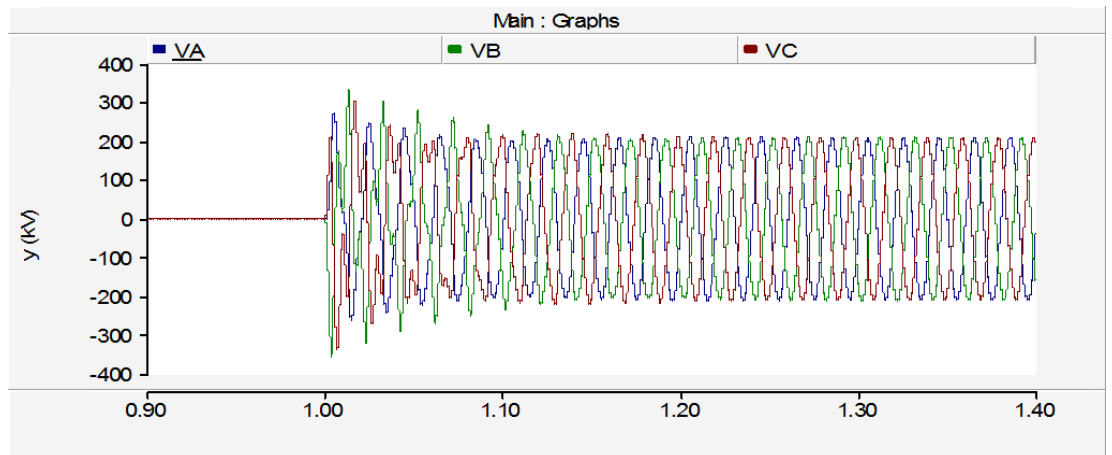


Figura 3.4.2.18.1. Tensiones en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

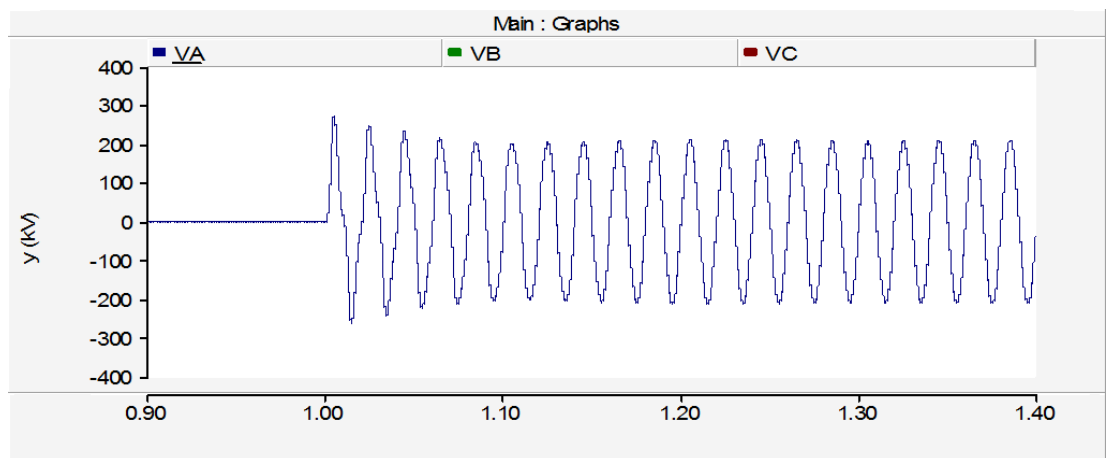


Figura 3.4.2.18.2. Tensión de la fase A en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

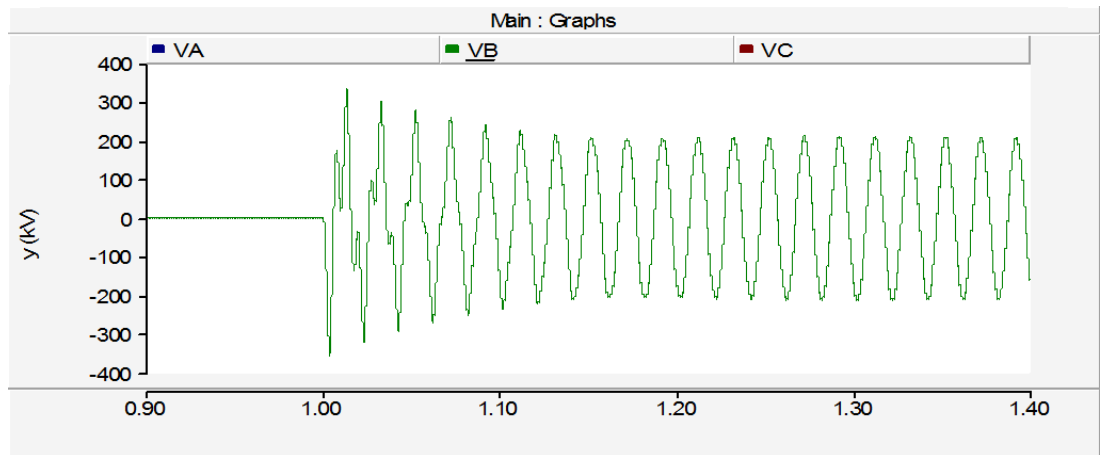


Figura 3.4.2.18.3. Tensión de la fase B en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

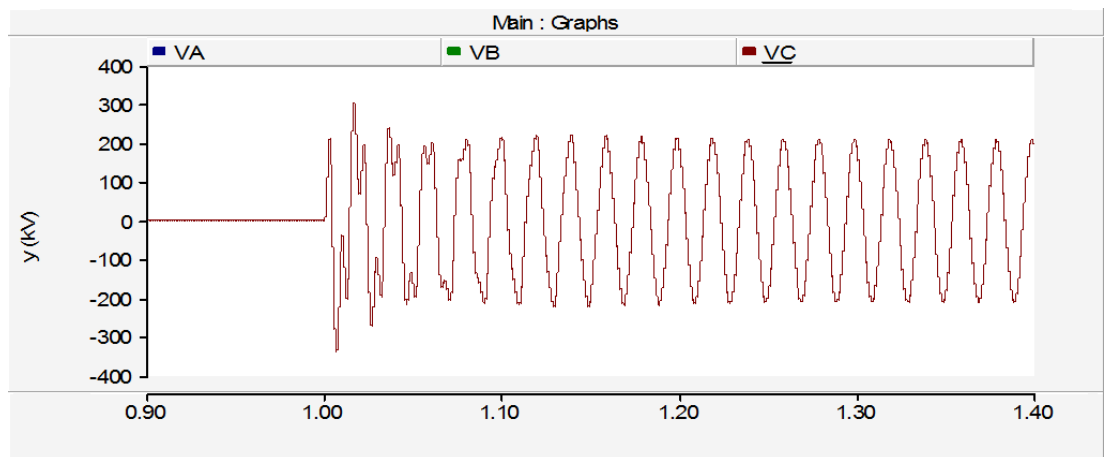


Figura 3.4.2.18.4. Tensión de la fase C en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

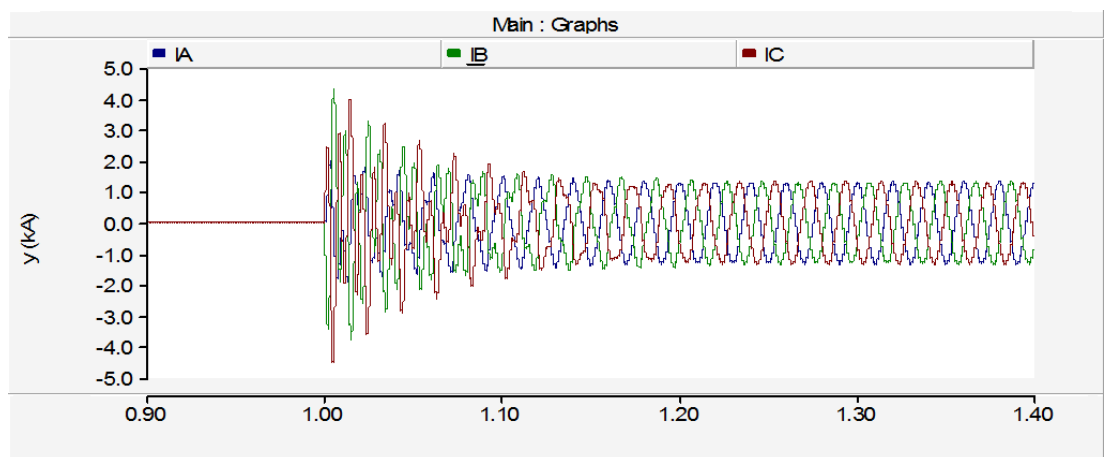


Figura 3.4.2.18.5. Intensidades en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

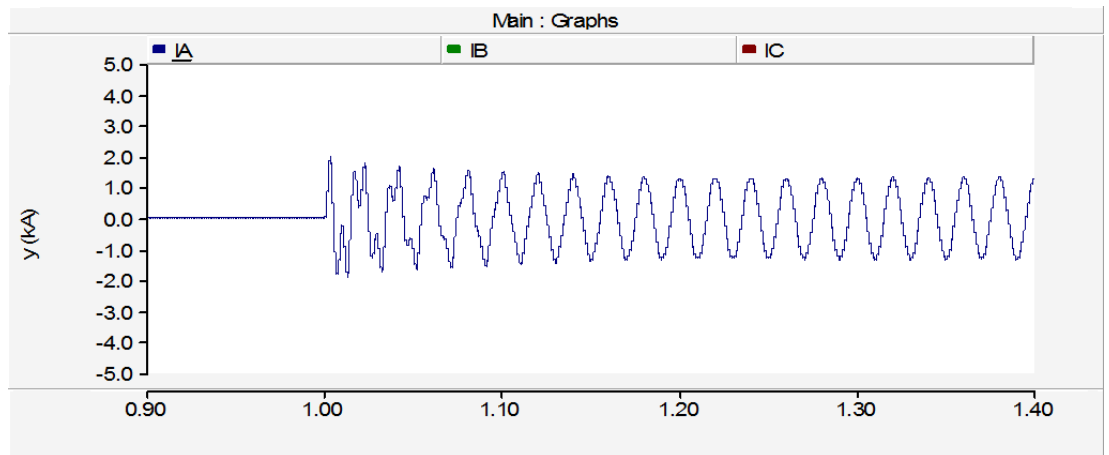


Figura 3.4.2.18.6. Intensidad de la fase A en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

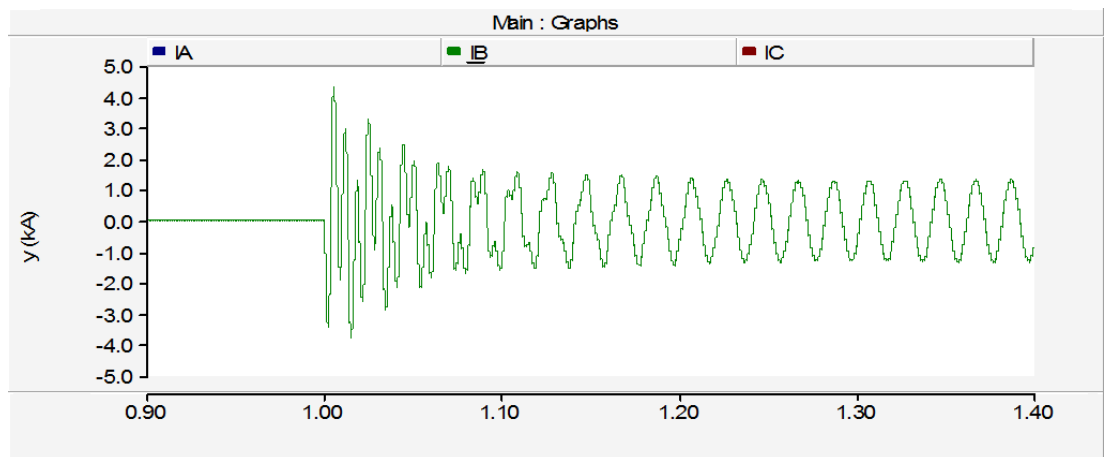


Figura 3.4.2.18.7. Intensidad de la fase B en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

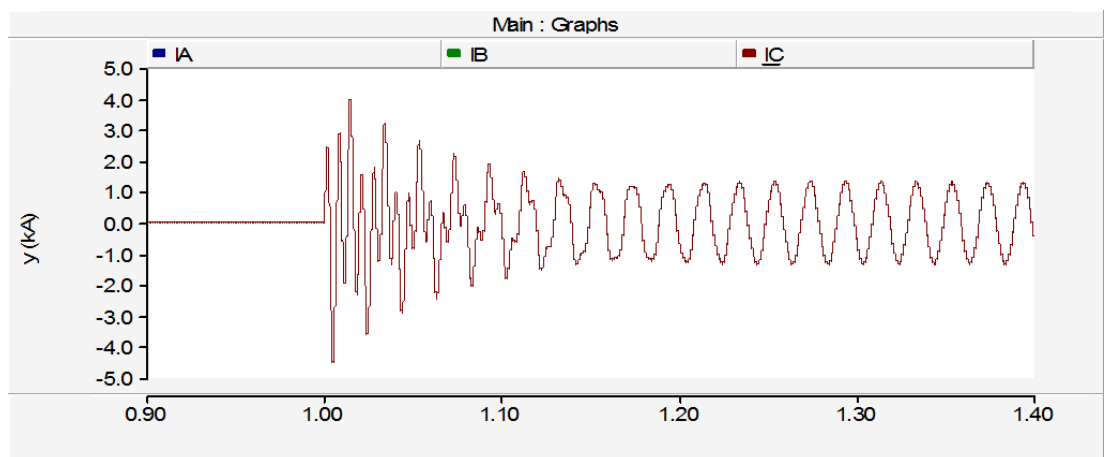


Figura 3.4.2.18.8. Intensidad de la fase C en cierre de banco de condensadores 330 MVar.

En la Figura 3.4.2.18.1 se observa que el tiempo de estabilización de la tensión es de 0.2 segundos y en la figura 3.4.2.18.5 que el tiempo de estabilización para la intensidad es de 0.3 segundos.

Analizando estas últimas simulaciones se llega a la conclusión de que la potencia del elemento influye en los valores a alcanzar de sobrecorriente y sobretensión, pero no así del tiempo de estabilización del sistema, en el que apenas influye y que dependerá en gran medida de la fuente a la que se conecten únicamente.

3.4.3. Simulaciones de apertura tripolar de bancos de condensadores

Se han realizado simulaciones de apertura de bancos de condensadores modificando diferentes variables, como son: el punto de cierre sobre la onda, la tensión de la red, la potencia del elemento y la potencia e impedancia de la fuente, es decir, la potencia del nudo del que se desconecten.

Debido a las limitaciones de licencia del PSCAD no se han podido realizar simulaciones de reencendidos, por lo que para el estudio de las sobretensiones teóricas que aparecen por la existencia de arco eléctrico tras la apertura mecánica, ha sido necesario realizar las simulaciones como si se comportaran como reactancias o como bancos de condensadores con descarga automática, generalmente utilizados al tener una máxima disponibilidad tras el cierre sin necesidad de un bloqueo para su descarga.

Simulaciones variando el instante de apertura sobre la onda de tensión

A continuación, se comienza mostrando los resultados tras las simulaciones realizadas variando el punto de apertura en diferentes instantes sobre la onda de tensión. Se han generado un total de 21 simulaciones en la tensión de la fase A, correspondientes a los 20 ms que dura un ciclo, comenzando en $t_1=10$ segundo (correspondiente a un paso por cero de la tensión de la fase A) y terminando en $t_{21}=10,02$ segundos. Los resultados se muestran en la tabla 3.4.3.1, en la que se puede ver para cada simulación el tiempo de orden de apertura, la intensidad nominal esperada en función de la potencia del banco de condensadores utilizado en cada una de ellas, los tiempos de corte de la intensidad, el tiempo de arco para cada fase y la sobretensión máxima producida por la presencia de arco eléctrico en las cámaras del interruptor. Estos datos se recogen en el gráfico 3.4.3.2.

El esquema adoptado para las simulaciones es el siguiente:

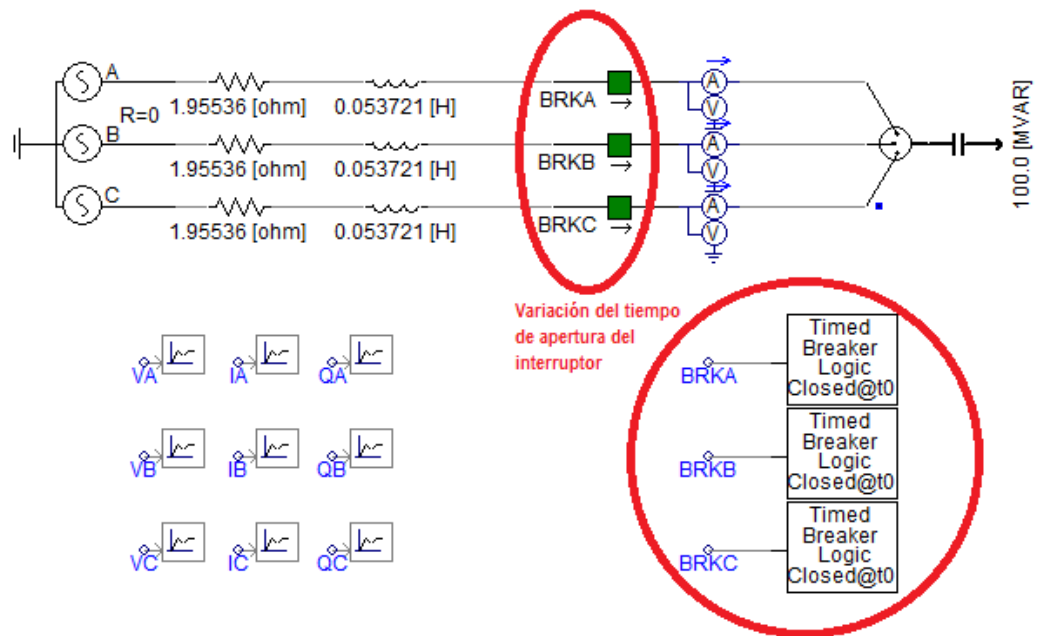


Figura 3.4.3.1. Esquema de la simulación de bancos de condensadores con variación del instante de apertura sobre la onda.

INSTANTE DE APERTURA VARIABLE												
Prueba Nº	Resistencia de la fuente	Reactancia de la fuente	Tensión compuesta nominal	Potencia del elemento	Intensidad nominal	Orden de apertura	Apertura fase A	Tiempo de arco	Apertura fase B	Tiempo de arco	Apertura fase C	Tiempo de arco
1	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0000 s	10,0024 s	0,0024 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s
2	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0010 s	10,0024 s	0,0014 s	10,0010 s	0,0000 s	10,0057 s	0,0047 s
3	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0020 s	10,0023 s	0,0003 s	10,0020 s	0,0000 s	10,0057 s	0,0037 s
4	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0030 s	10,0030 s	0,0000 s	10,0030 s	0,0000 s	10,0058 s	0,0028 s
5	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0040 s	10,0040 s	0,0000 s	10,0040 s	0,0000 s	10,0058 s	0,0018 s
6	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0050 s	10,0050 s	0,0000 s	10,0090 s	0,0040 s	10,0058 s	0,0008 s
7	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0060 s	10,0060 s	0,0000 s	10,0090 s	0,0030 s	10,0060 s	0,0000 s
8	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0070 s	10,0070 s	0,0000 s	10,0089 s	0,0019 s	10,0070 s	0,0000 s
9	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0080 s	10,0124 s	0,0044 s	10,0090 s	0,0010 s	10,0080 s	0,0000 s
10	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0090 s	10,0124 s	0,0034 s	10,0090 s	0,0000 s	10,0090 s	0,0000 s
11	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0100 s	10,0124 s	0,0024 s	10,0100 s	0,0000 s	10,0100 s	0,0000 s
12	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0110 s	10,0124 s	0,0014 s	10,0110 s	0,0000 s	10,0156 s	0,0046 s
13	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0120 s	10,0124 s	0,0004 s	10,0120 s	0,0000 s	10,0157 s	0,0037 s
14	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0130 s	10,0130 s	0,0000 s	10,0130 s	0,0000 s	10,0157 s	0,0027 s
15	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0140 s	10,0140 s	0,0000 s	10,0140 s	0,0000 s	10,0158 s	0,0018 s
16	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0150 s	10,0150 s	0,0000 s	10,0190 s	0,0040 s	10,0158 s	0,0008 s
17	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0160 s	10,0160 s	0,0000 s	10,0190 s	0,0030 s	10,0160 s	0,0000 s
18	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0170 s	10,0170 s	0,0000 s	10,0190 s	0,0020 s	10,0170 s	0,0000 s
19	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0180 s	10,0225 s	0,0045 s	10,0190 s	0,0010 s	10,0180 s	0,0000 s
20	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0190 s	10,0225 s	0,0035 s	10,0190 s	0,0000 s	10,0190 s	0,0000 s
21	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVA	0,35 kA	10,0200 s	10,0225 s	0,0025 s	10,0200 s	0,0000 s	10,0200 s	0,0000 s

Tabla 3.4.3.1. Resultado de las simulaciones realizadas de variación del instante de apertura sobre la onda.

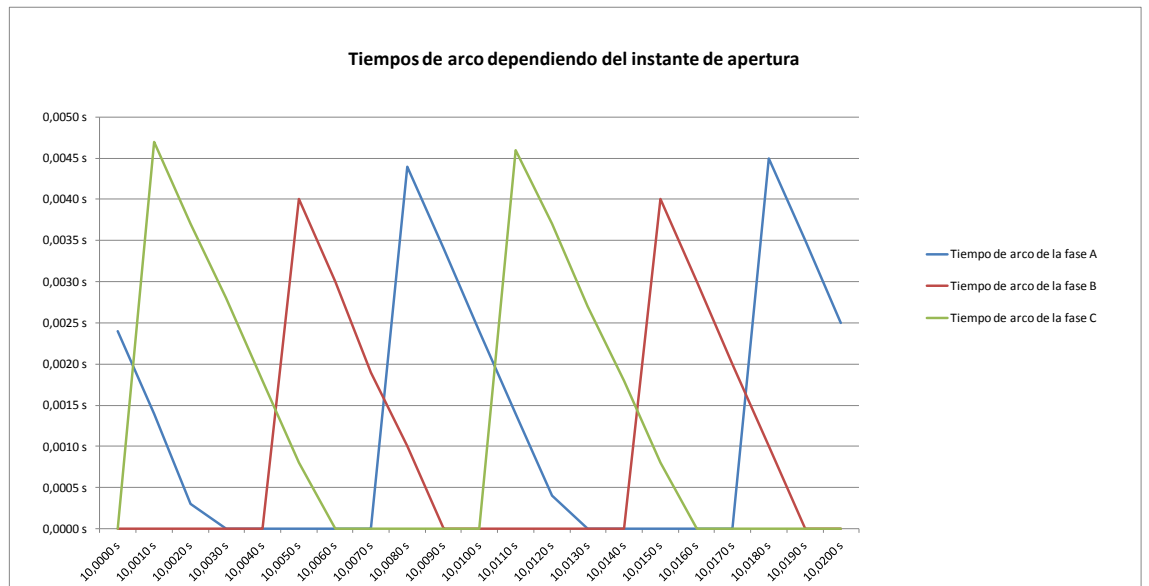


Figura 3.4.3.2. Gráfica de los valores de la tabla 3.4.3.1.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.4.3.1.

3.4.3.1. Simulación 1 - Apertura de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
6	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Banco de condensadores	100 MVA _r	10.005 s

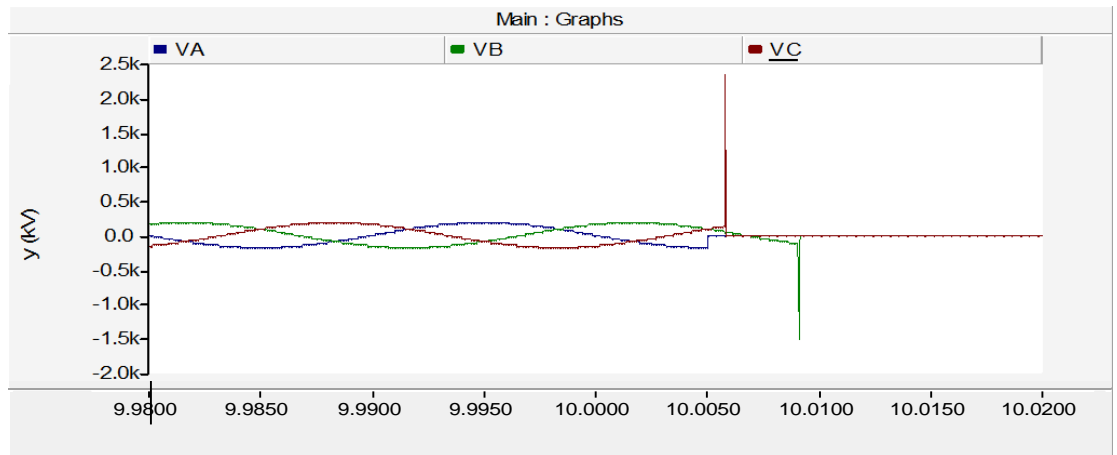


Figura 3.4.3.1.1. Tensiones en apertura banco de condensadores 100 MVA_r.

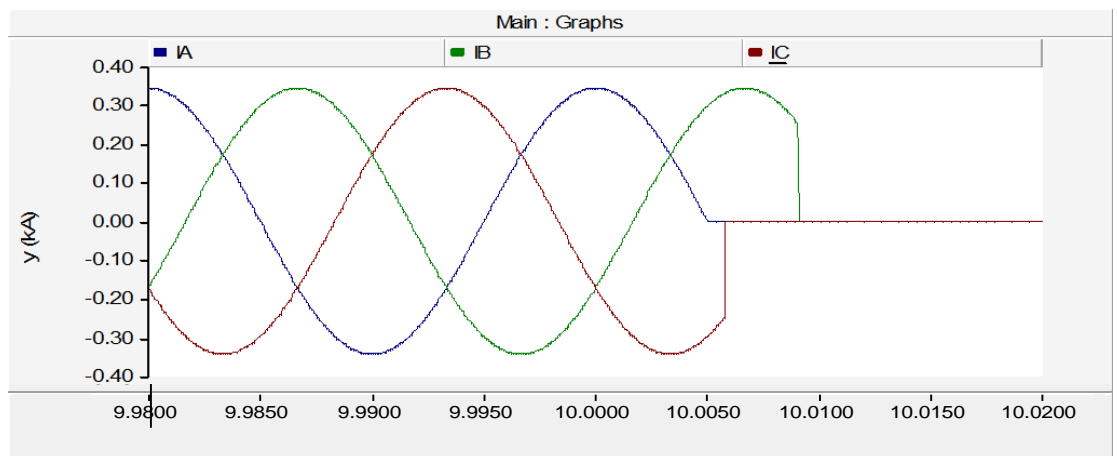


Figura 3.4.3.1.2. Corrientes en apertura banco de condensadores 100 MVA_r.

En la Figura 3.4.3.1.1 se observa la apertura en el instante $t=10.005$ de un banco de condensadores de 100 MVA_r. La intensidad nominal eficaz del banco de condensadores es 0.35 kA por fase.

Se ha tomado como modelo de interruptor un GL314 de fabricante ABB, comúnmente utilizado en la red de transporte de 220 kV en España, cuyo poder de corte de corriente capacitiva/reactiva son 0.25 kA (ver anexo 2).

Debido a esto, las fases que en el momento de apertura tengan una corriente instantánea superior a 0.25 kA, no podrán ser abiertas

eléctricamente, produciéndose un arco eléctrico tras la apertura mecánica y por lo tanto una sobretensión en la cámara de corte hasta el instante cuya corriente instantánea descienda por debajo de la corriente de corte capacitiva/reactiva del interruptor, con el consiguiente peligro de reencendido en la propia cámara de corte por ionización del gas aislante.

Las consecuencias de estas sobretensiones sobre el propio elemento de corte pueden ir desde la degradación en las cámaras del interruptor, por lo que será necesario realizar un mayor mantenimiento del mismo, hasta la explosión de las cámaras

En la figura 3.4.3.1.2 se puede apreciar que en la apertura, la fase A abre en el momento idóneo, es decir, en un máximo de tensión correspondiente a un mínimo de la corriente, no ocurriendo así en la fase C, que corta eléctricamente la corriente a los 0.8 ms, cuando la intensidad, en sentido descendente sobrepasa los 0.25 kA que puede cortar el interruptor. El caso es mas agravante en el de la fase B, ya que entre la apertura mecánica y eléctrica transcurren 4 ms, teniendo en el instante 10.0066 s un máximo de corriente y por lo tanto un valor de arco eléctrico y su consiguiente sobretensión mayor.

Cabe destacar que la simulación se ha realizado con descarga automática del banco de condensadores, por lo que no se ve tensión remanente de carga en el circuito. Generalmente la descarga se realiza por puesta a tierra del banco y a través de descargadores en los propios transformadores de tensión del que se toma la medida. De esta manera los bancos de condensadores no necesitan un tiempo largo de descarga tras una apertura y permiten el cierre casi inmediato en caso de necesidad. De esta simulación se desprende que los resultados obtenidos son similares a los de las reactancias.

3.4.3.2. Simulación 2 - Apertura de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
9	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	banco de condensadores	100 MVar	10.008 s

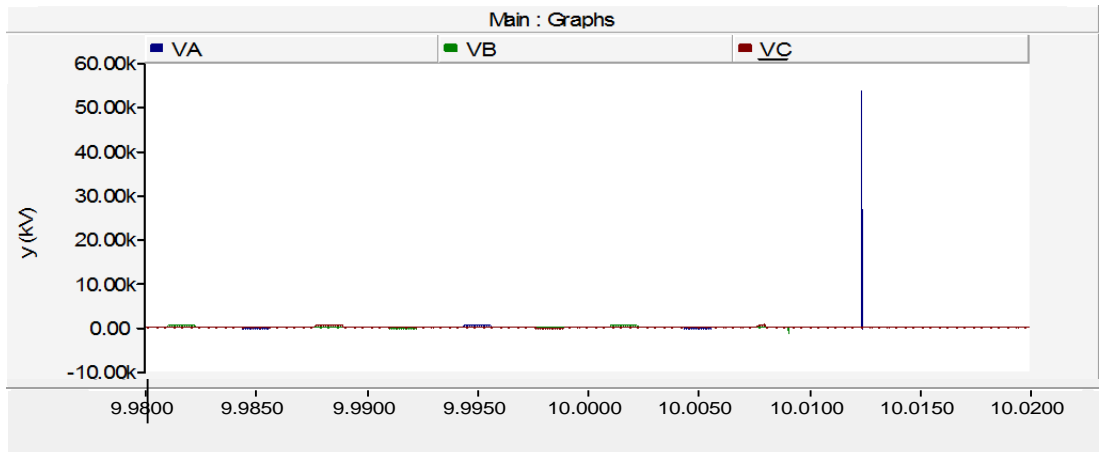


Figura 3.4.3.2.1. Tensiones en apertura banco de condensadores 100 MVar.

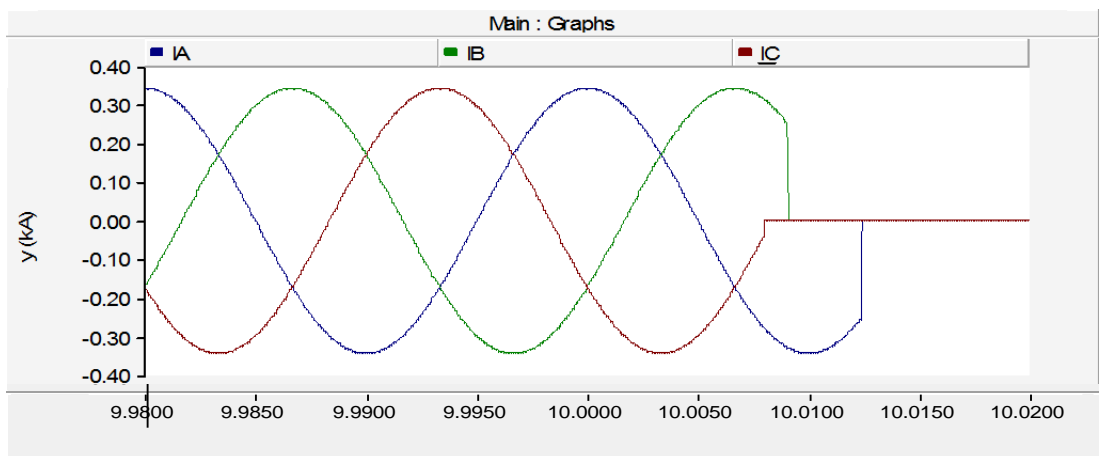


Figura 3.4.3.2.2. Corrientes en apertura banco de condensadores 100 MVar.

En la Figura 3.4.3.2.1 se observa la apertura en el instante $t=10.008$ de un banco de condensadores de 100 MVar, con una intensidad nominal de 0.35 kA por fase. Se sigue considerando que el poder de corte capacitivo/reactivo del interruptor son 0.25 kA.

En este caso las sobretensiones producidas son mayores en las fases A y B que en el caso anterior, ya que coinciden con mayores valores de corriente en el momento de apertura mecánica, prácticamente un máximo en la fase B y la fase A en un momento ascendente de la senoide, llegando a un pico de corriente antes del momento de corte eléctrico.

Simulaciones variando la tensión de la fuente y la potencia del elemento

Se muestran los resultados tras las simulaciones realizadas variando la tensión de la fuente y la potencia del elemento. Se ha realizado un total de 44 simulaciones, correspondientes a las tensiones de 400 kV, 220 kV, 132 kV, 66 kV, 45 kV y 20 kV. Con cada tensión se ha realizado una variación de la potencia del elemento, cada una con las potencias del elemento apropiadas. Los resultados se muestran en la tabla 3.4.3.2, en la que se podrá ver para cada simulación el tiempo de orden de apertura, la intensidad nominal esperada en función de la potencia del banco de condensadores utilizado en cada una de ellas, los tiempos de corte de la intensidad, el tiempo de arco para cada fase y la sobretensión máxima producida. Estos datos han sido recogidos en los gráficos del 3.4.3.4 al 3.4.3.9.

El esquema adoptado para las simulaciones es el siguiente:

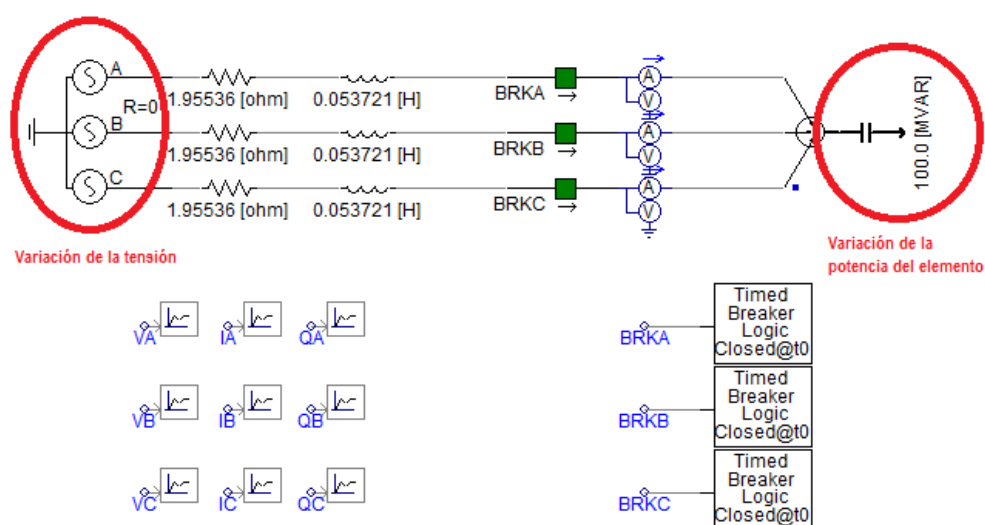


Figura 3.4.3.3. Esquema de la simulación de bancos de condensadores variando la potencia del elemento y la tensión de la fuente a la que se conectan.

POTENCIA DEL ELEMENTO VARIABLE													
Prueba Nº	Resistencia de la fuente	Reactancia de la fuente	Tensión compuesta	Potencia	Intensidad nominal	Orden de apertura	Apertura fase A	Tiempo de arco	Apertura fase B	Tiempo de arco	Apertura fase C	Tiempo de arco	Sobretensión
1	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	100 MVar	0,20 kA	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	30000,00 kV
2	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	150 MVar	0,31 kA	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	29000,00 kV
3	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	200 MVar	0,41 kA	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	26000,00 kV
4	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	220 MVar	0,45 kA	10,00 s	10,0009 s	0,0009 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10000,00 kV
5	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	250 MVar	0,51 kA	10,00 s	10,0018 s	0,0018 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	6000,00 kV
6	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	300 MVar	0,61 kA	10,00 s	10,0024 s	0,0024 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	89000,00 kV
7	6,46400 Ω	0,17759 H	400,00 kV	330 MVar	0,67 kA	10,00 s	10,0027 s	0,0027 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	4500,00 kV
8	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	50 MVar	0,18 kA	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	12000,00 kV
9	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	75 MVar	0,27 kA	10,00 s	10,0009 s	0,0009 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	58000,00 kV
10	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	100 MVar	0,35 kA	10,00 s	10,0023 s	0,0023 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	55000,00 kV
11	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	150 MVar	0,53 kA	10,00 s	10,0033 s	0,0033 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0066 s	0,0066 s	40000,00 kV
12	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	200 MVar	0,71 kA	10,00 s	10,0038 s	0,0038 s	10,0004 s	0,0004 s	10,0071 s	0,0071 s	9500,00 kV
13	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	250 MVar	0,89 kA	10,00 s	10,0040 s	0,0040 s	10,0006 s	0,0006 s	10,0073 s	0,0073 s	800,00 kV
14	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	300 MVar	1,06 kA	10,00 s	10,0041 s	0,0041 s	10,0008 s	0,0008 s	10,0075 s	0,0075 s	1800,00 kV
15	1,95536 Ω	0,05372 H	230,00 kV	330 MVar	1,17 kA	10,00 s	10,0042 s	0,0042 s	10,0008 s	0,0008 s	10,0075 s	0,0075 s	1800,00 kV
16	0,70393 Ω	0,01934 H	132,00 kV	50 MVar	0,31 kA	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	1800,00 kV
17	0,70393 Ω	0,01934 H	132,00 kV	75 MVar	0,46 kA	10,00 s	10,0015 s	0,0015 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	2800,00 kV
18	0,70393 Ω	0,01934 H	132,00 kV	100 MVar	0,62 kA	10,00 s	10,0027 s	0,0027 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	2000,00 kV
19	0,70393 Ω	0,01934 H	132,00 kV	150 MVar	0,93 kA	10,00 s	10,0035 s	0,0035 s	10,0002 s	0,0002 s	10,0069 s	0,0069 s	700,00 kV

Tabla 3.4.3.2. Resultado de las simulaciones realizadas variando la potencia del elemento y la tensión de la fuente a la que se conectan.

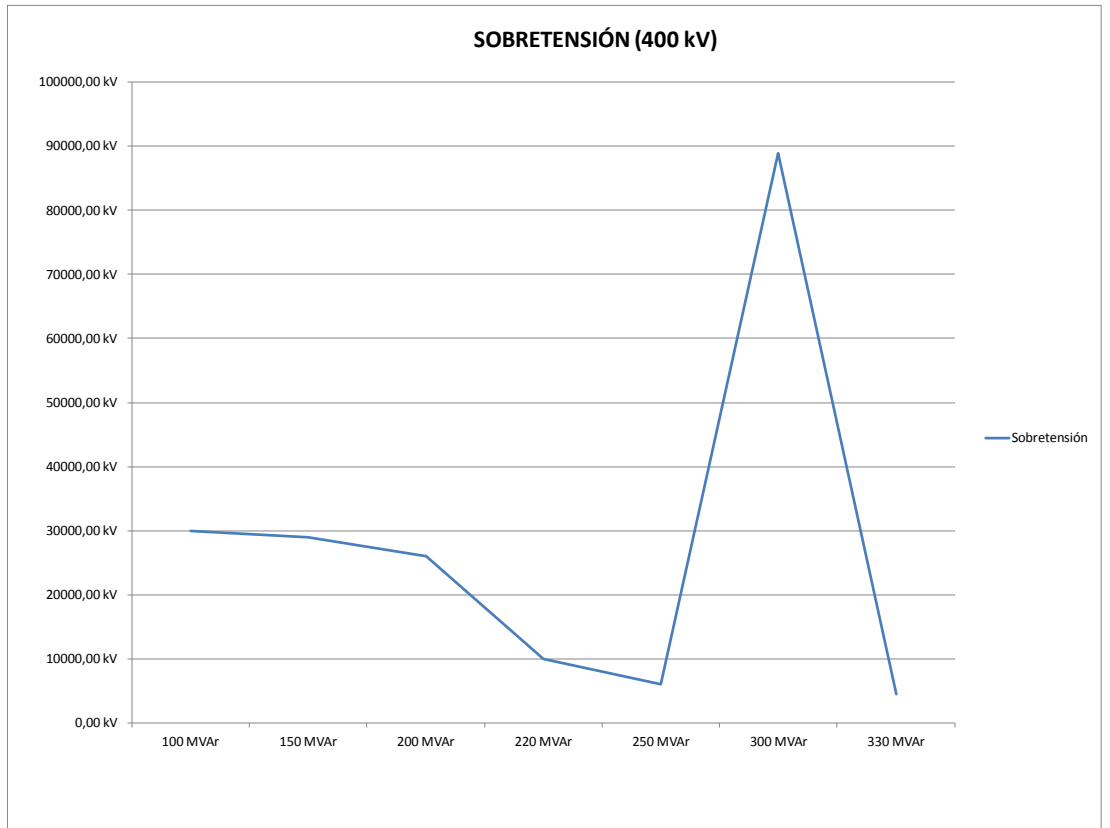


Figura 3.4.3.4. Gráfica de las sobretensiones de la tabla 3.4.3.2.

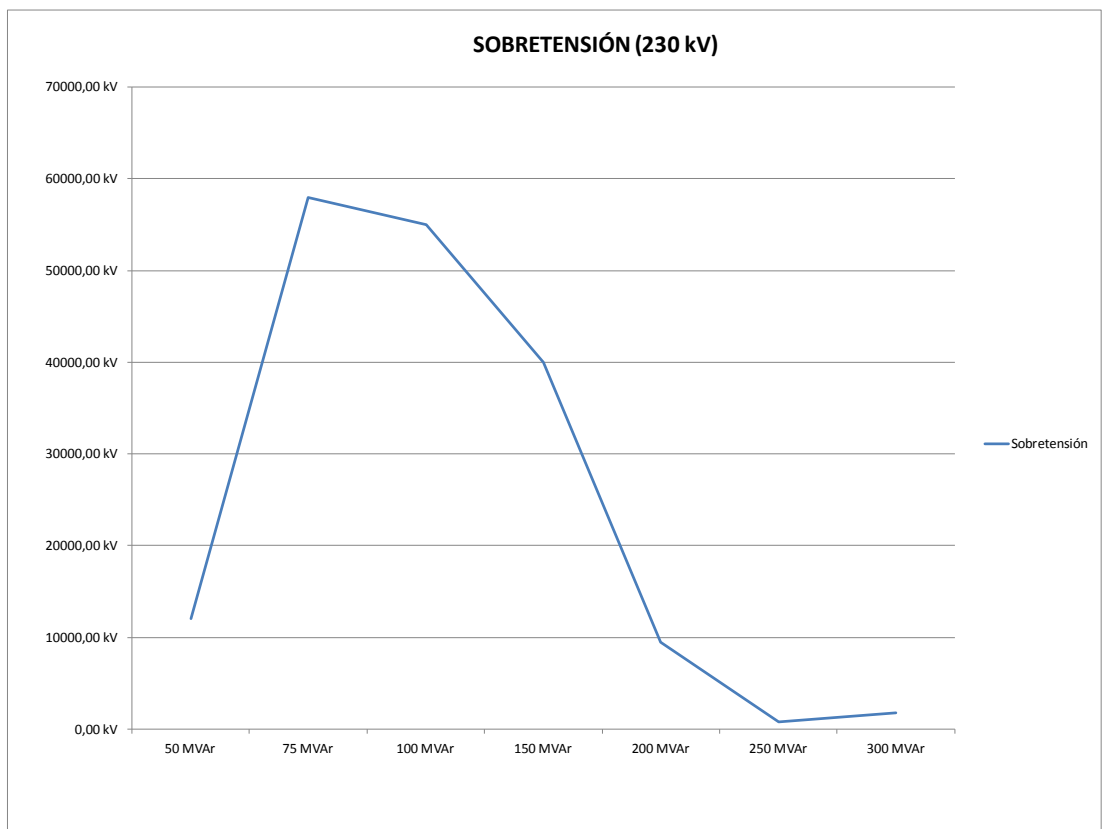


Figura 3.4.3.5. Gráfica de las sobretensiones de la tabla 3.4.3.2.

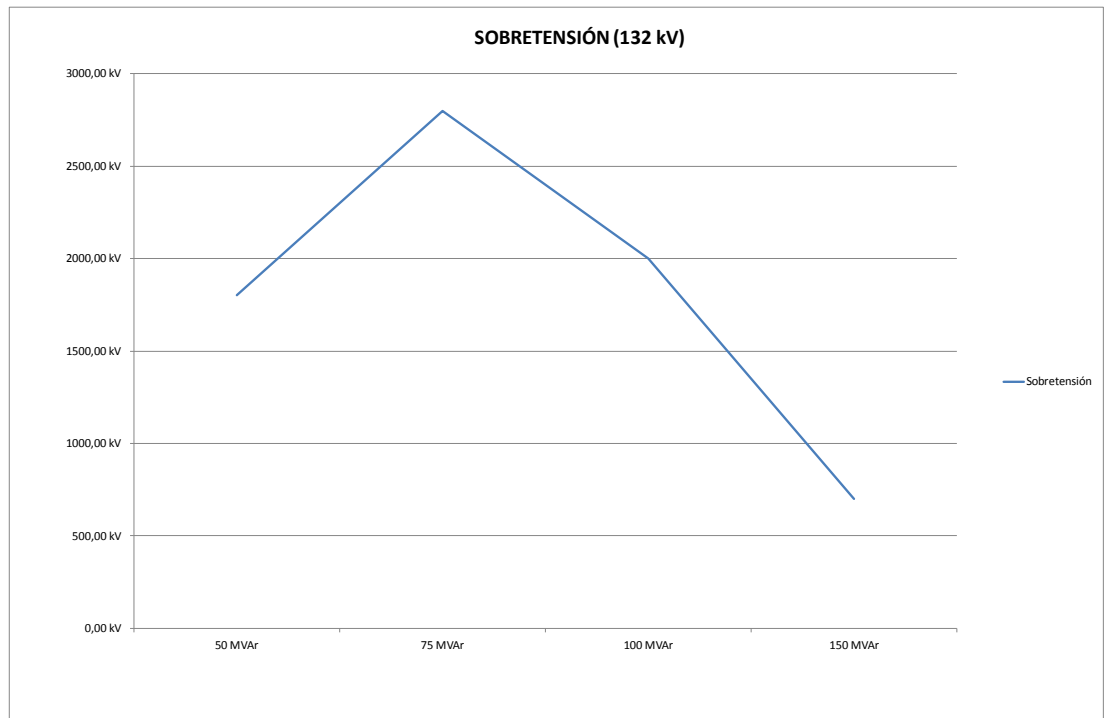


Figura 3.4.3.6. Gráfica de las sobretensiones de la tabla 3.4.3.2.



Figura 3.4.3.7. Gráfica de los tiempos de arcos para 400 kV de la tabla 3.4.3.2.



Figura 3.4.3.8. Gráfica de los tiempos de arcos para 230 kV de la tabla 3.4.3.2.



Figura 3.4.3.9. Gráfica de los tiempos de arcos para 132 kV de la tabla 3.4.3.2.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.4.3.2.

3.4.3.3. Simulación 3 - Apertura de un banco de condensadores.

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
3	6.464Ω 0.17759H	400 kV	Banco de condensadores	200 MVAr	10 s

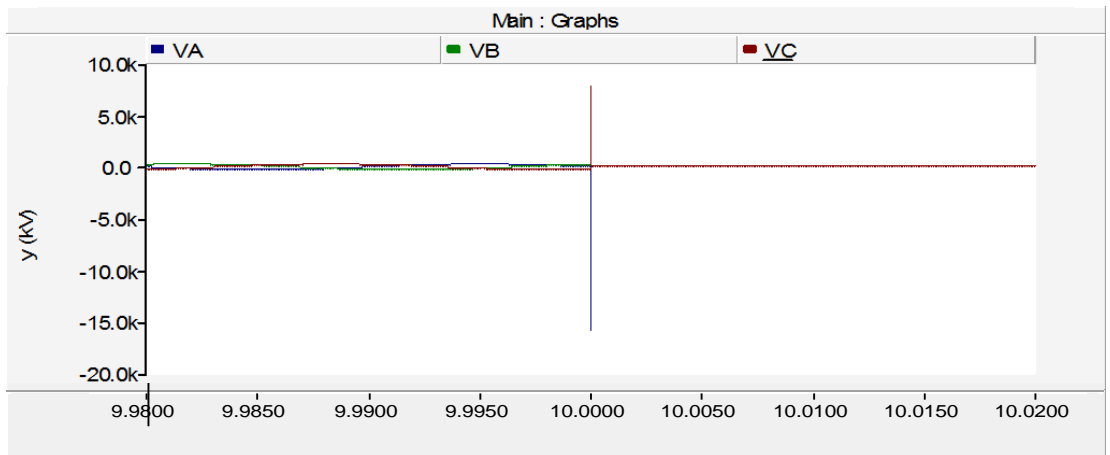


Figura 3.4.3.3.1. Tensiones en apertura banco de condensadores 200 MVAr.

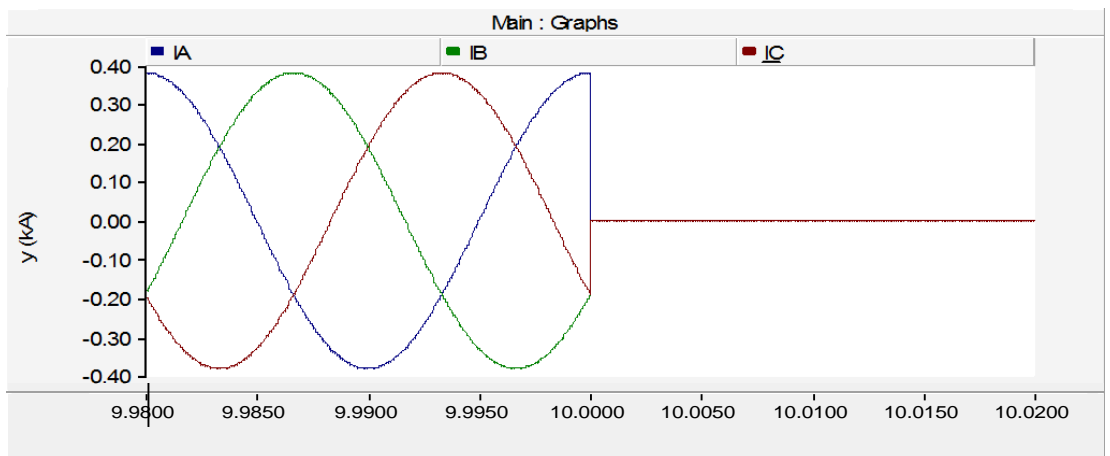


Figura 3.4.3.3.2. Corrientes en apertura banco de condensadores 200 MVAr.

En la Figura 3.4.3.3.1 se observa la apertura en el instante $t=10$ de un banco de condensadores de 200 MVAr. La intensidad nominal que absorbe este banco de condensadores es 0.2 kA por fase y como el interruptor utilizado solo puede cortar una intensidad de hasta 0.25 kA (ver anexo 2), este sistema será cortado sin que se produzca arco eléctrico.

3.4.3.4. Simulación 4 - Apertura de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
4	6.464Ω 0.17759H	400 kV	Banco de condensadores	220 MVar	10 s

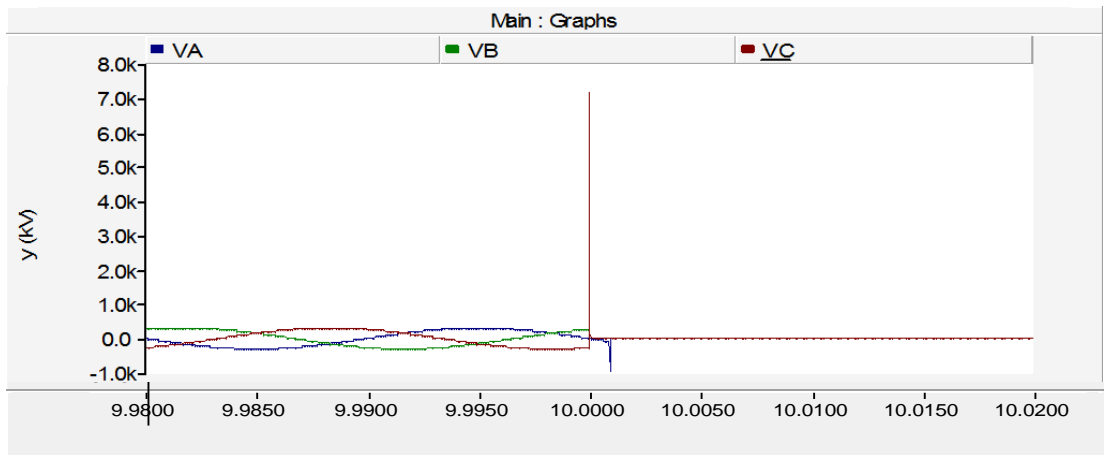


Figura 3.4.3.4.1. Tensiones en apertura banco de condensadores 220 MVar.

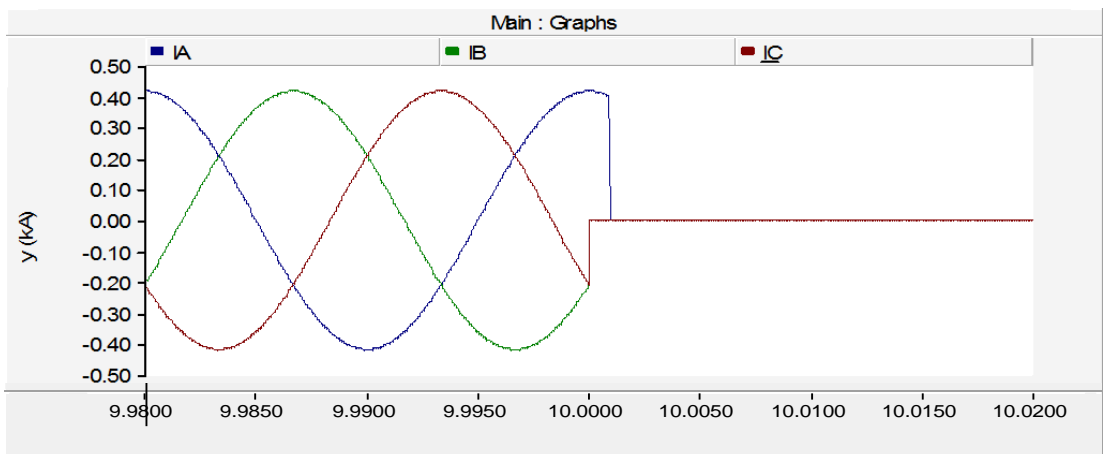


Figura 3.4.3.4.2. Corrientes en apertura banco de condensadores 220 MVar.

En la Figura 3.4.3.4.1 se observa la apertura en el instante $t=10$ de un banco de condensadores de 220 MVar.

En esta simulación la intensidad nominal es de 0.3 kA, por lo que en el instante de apertura, en las fases que superen la intensidad que puede cortar el interruptor saltará un arco eléctrico

3.4.3.5. Simulación 5 - Apertura de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
8	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Banco de condensadores	50 MVar	10 s

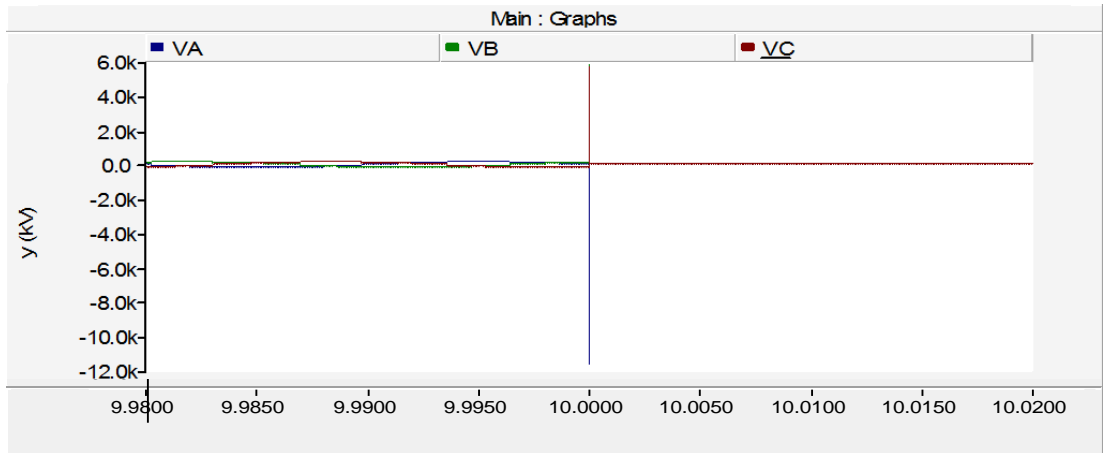


Figura 3.4.3.5.1. Tensiones en apertura banco de condensadores 50 MVar.

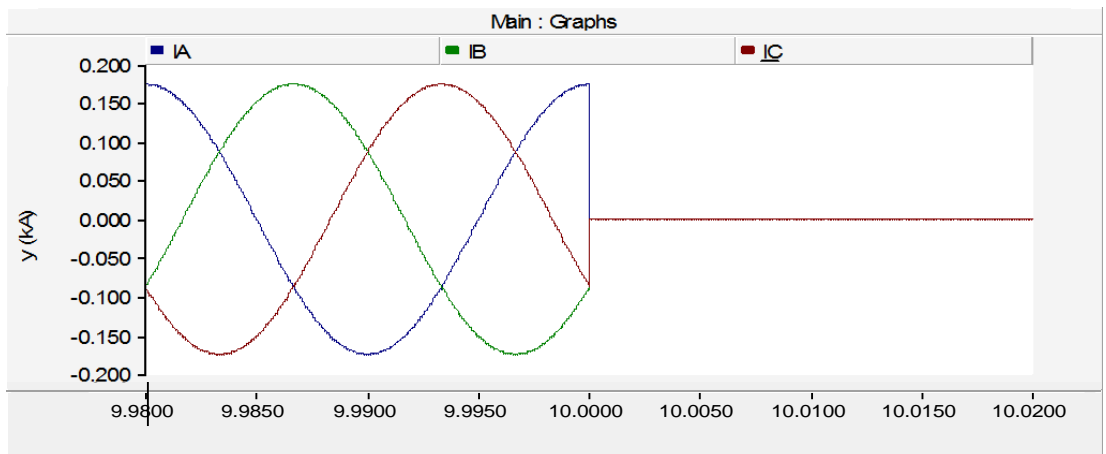


Figura 3.4.3.5.2. Corrientes en apertura banco de condensadores 50 MVar.

En la Figura 3.4.3.5.1 se observa la apertura, sin arco eléctrico en ninguna de las fases, de un banco de condensadores de 50 MVar.

3.4.3.6. Simulación 6 - Apertura de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
9	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Banco de condensadores	75 MVAr	10 s

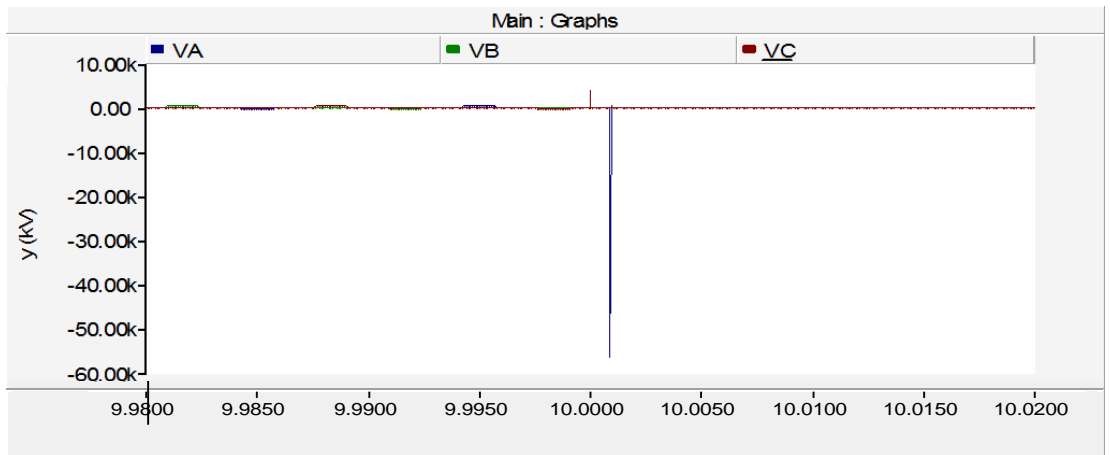


Figura 3.4.3.6.1. Tensiones en apertura banco de condensadores 75 MVAr.

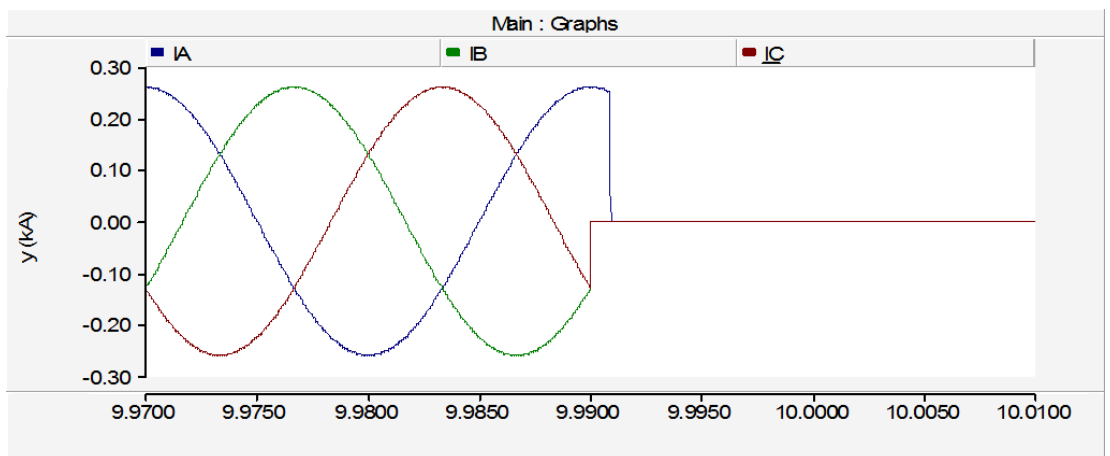


Figura 3.4.3.6.2. Corrientes en apertura banco de condensadores 75 MVAr.

En la Figura 3.4.3.6.1 se observa la apertura en el instante $t=10$ de un banco de condensadores de 75 MVAr. La intensidad nominal eficaz que absorbe este banco de condensadores es de 0.27 kA por fase y por tanto habrá arco eléctrico en algún polo del interruptor. Dependiendo del instante de apertura el arco eléctrico se producirá en una fase o en otra.

3.4.3.7. Simulación 7 - Apertura de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
15	1.95536Ω 0.053721H	230 kV	Banco de condensadores	330 MVar	10 s

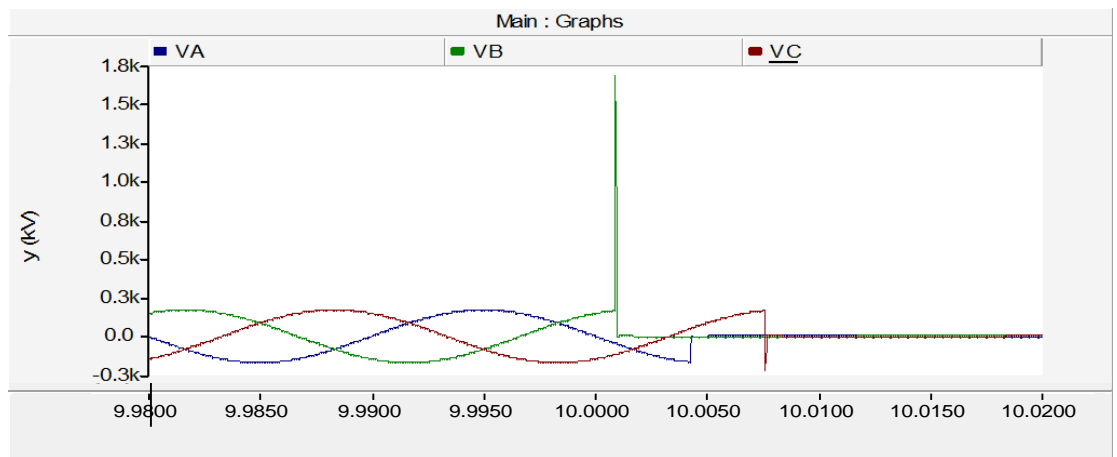


Figura 3.4.3.7.1. Tensiones en apertura banco de condensadores 330 MVar.

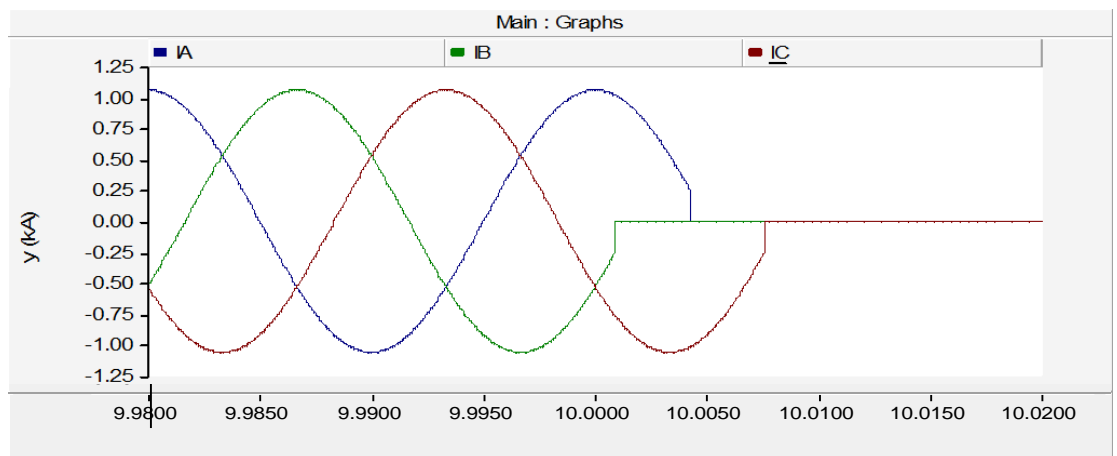


Figura 3.4.3.7.2. Corrientes en apertura banco de condensadores 330 MVar.

En la Figura 3.4.3.7.1 se observa la apertura de un banco de condensadores de 330 MVar conectada a una red con tensión de 230 kV. En la desconexión, al tener una intensidad superior a la que puede cortar el interruptor, saltará el arco eléctrico en las tres fases.

3.4.3.8. Simulación 8 - Apertura de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
16	0.70393Ω 0.01934H	132 kV	Banco de condensadores	50 MVar	10 s

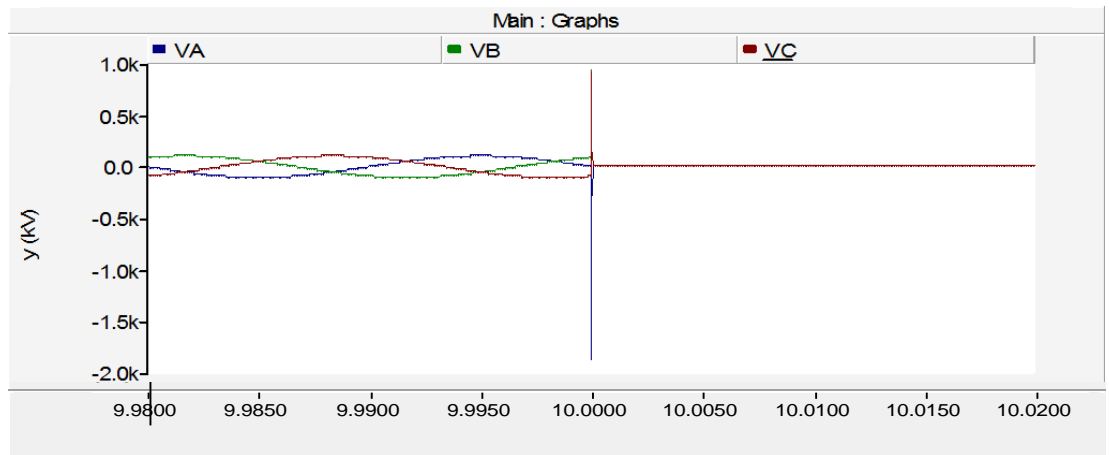


Figura 3.4.3.8.1. Tensiones en apertura banco de condensadores 50 MVar.

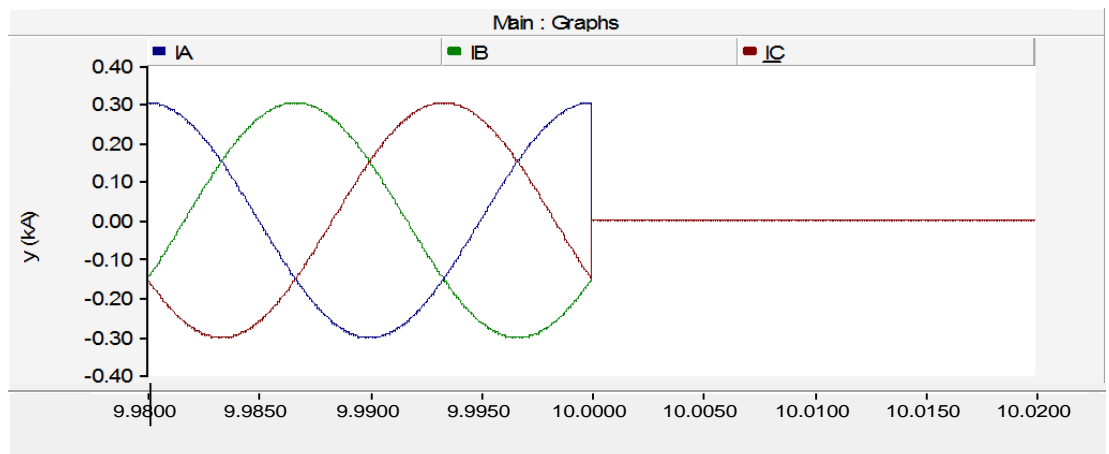


Figura 3.4.3.8.2. Tensiones en cierre banco de condensadores 50 MVar.

En la Figura 3.4.3.8.1 se observa la apertura en el instante $t=10$ de un banco de condensadores de 50 MVar conectada a un sistema de 132 kV. La intensidad nominal es de 0.12 kA por lo que el interruptor podrá cortar esta corriente.

3.4.3.9. Simulación 9 - Apertura de un banco de condensadores

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia	Tiempo de apertura
17	0.70393Ω 0.01934H	132 kV	Banco de condensadores	75 MVAr	10 s

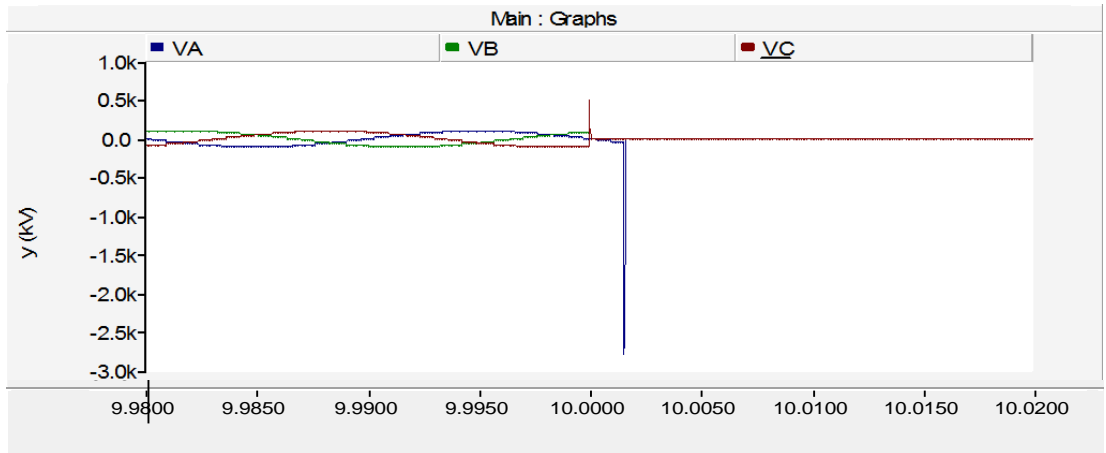


Figura 3.4.3.9.1. Tensiones en apertura banco de condensadores 75 MVAr.

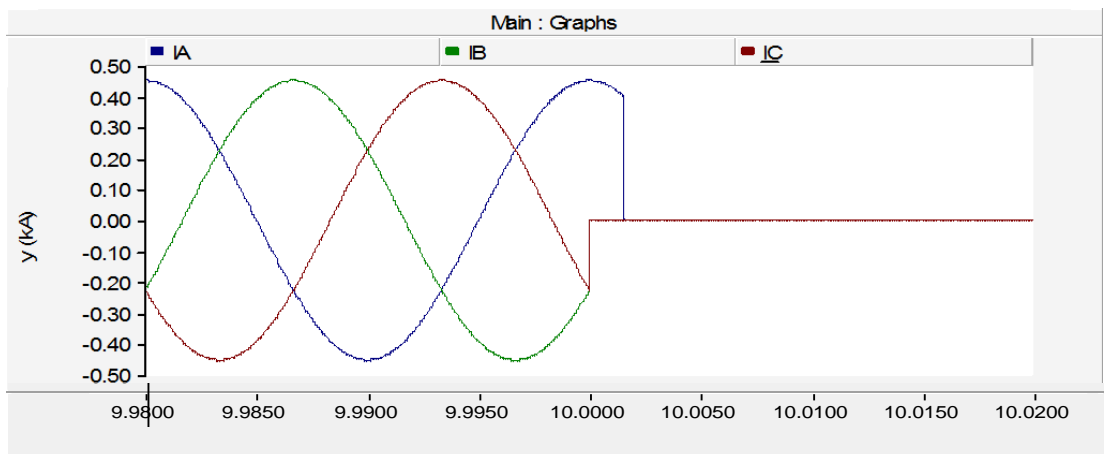


Figura 3.4.3.9.2. Corrientes en apertura banco de condensadores 75 MVAr.

En la Figura 3.4.3.9.1 se observa la apertura en el instante $t=10$ de un banco de condensadores de 75 MVAr. La intensidad nominal que absorbe este banco de condensadores es 0.8 kA por fase y como el interruptor utilizado solo puede cortar una intensidad de hasta 0.25 kA (ver anexo 2), se producirá en todas las fases un arco eléctrico hasta que pueda ser extinguido.

3.5. Líneas eléctricas

La red de energía eléctrica es la parte del sistema de suministro eléctrico constituida por los elementos necesarios para llevar hasta los puntos de consumo y a través de grandes distancias la energía generada en las centrales eléctricas.

Físicamente las líneas se definen como un sistema de dos o más conductores separados por un dieléctrico y con las características siguientes:

- Los conductores se encuentran en disposición paralela.
- Los conductores están inmersos en un medio dieléctrico.
- La sección transversal del sistema no cambia a lo largo de su recorrido.

Los parámetros que caracterizan a una línea son:

- Su longitud, l .
- Su impedancia característica, Z_0 .
- Su coeficiente de propagación, β .

Las líneas eléctricas son elementos que intervienen activamente en el control de tensiones, por lo que a continuación se demostrará con que elemento se asimilan.

Los tipos de líneas pueden ser:

- Aéreas: están construidas al aire libre y formadas principalmente por conductores desnudos.



Figura 3.5.1. Líneas aéreas.

- Subterráneas: están construidas bajo tierra y formadas principalmente por conductores aislados.



Figura 3.5.2. Líneas subterráneas.

- Mixtas: este tipo de líneas son una mezcla de las dos anteriores.

3.5.1. Ecuaciones generales de las líneas

En el estudio de las líneas se distinguen tres tipos:

- Líneas cortas: longitud menor de 80 km.
- Líneas medias: longitud entre 80 km y 240 km.
- Líneas largas: longitud mayor de 240 km.

A continuación se estudiarán las ecuaciones de cada una de ellas.

3.5.1.1. Ecuaciones generales de una línea corta

El circuito equivalente de una línea de transmisión corta es el mostrado en la siguiente figura:

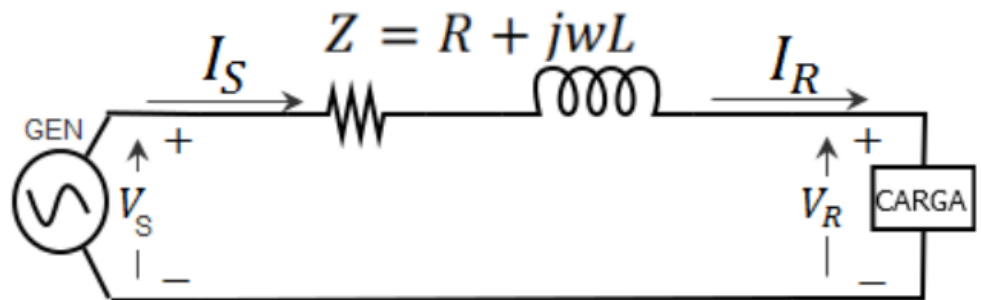


Figura 3.5.1.1.1. Circuito equivalente a una línea de transmisión corta.

Donde I_S e I_R son las corrientes salientes y entrantes respectivamente, V_S y V_R son las tensiones de las líneas respecto al neutro entre la fuente y la carga que alimenta.

Las ecuaciones del circuito son:

$$I_S = I_R \quad 3.5.1.1.1.$$

$$V_S = V_R + I_R \cdot Z \quad 3.5.1.1.1.$$

Donde $Z = z \cdot l$, la impedancia serie total. La reactancia inductiva de una línea de transmisión es más grande que la resistencia.

3.5.1.2. Ecuaciones generales de las líneas medianas

La admitancia en paralelo, usualmente capacitiva pura, es incluida en los cálculos para líneas de longitud media. Si la admitancia shunt total de la línea es dividida en dos partes iguales, colocadas en la entrada y la salida de la línea, al circuito se lo conoce como circuito en forma de π .

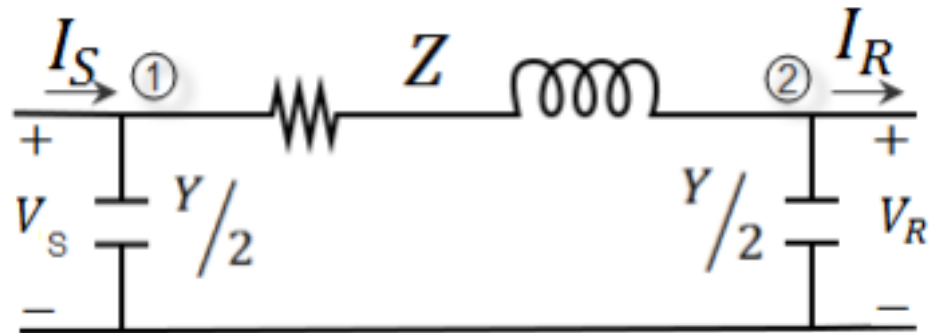


Figura 3.5.1.2.1. Circuito equivalente a una línea de transmisión media.

Para obtener una expresión de V_S , se anota que, la corriente en la capacidad del nudo 1 es $V_S \cdot Y/2$ y la corriente en la rama serie es $V_R \cdot Y/2 + I_R$, entonces:

$$V_S = (V_R \cdot Y/2 + I_R)Z + V_R \quad 3.5.1.2.1.$$

$$V_S = \left(\frac{Y \cdot Z}{2} + 1 \right) V_R + I_R \cdot Z \quad 3.5.1.2.2.$$

Para hallar I_S , se realiza Kirchoff en el nudo 1, donde la I de la capacidad shunt es $V_S \cdot Y/2$, la cual es sumada a la corriente en la rama serie:

$$I_S = V_S \cdot Y/2 + V_R \cdot Y/2 + I_R \quad 3.5.1.2.3.$$

Sustituyendo V_S por la ecuación 3.5.1.2.2 en la anterior de I_S quedaría:

$$I_S = \left[\left(\frac{Y \cdot Z}{2} + 1 \right) \cdot V_R + I_R \cdot Z \right] \cdot Y/2 + V_R \cdot Y/2 + I_R = Y \cdot \left(\frac{Y \cdot Z}{4} + 1 \right) \cdot V_R + \left(\frac{Y \cdot Z}{2} + 1 \right) \cdot I_R \quad 3.5.1.2.4.$$

La ecuación 3.5.1.2.2 y ecuación 3.5.1.2.4 pueden ser expresadas de la siguiente forma:

$$V_S = A \cdot V_R + B \cdot I_R \quad 3.5.1.2.5.$$

$$I_S = C \cdot V_R + D \cdot I_R \quad 3.5.1.2.6.$$

Donde:

$$\begin{cases} B = Z \\ A = D = \frac{Y \cdot Z}{2} + 1 \\ C = Y \cdot \left(\frac{Y \cdot Z}{4} + 1 \right) \end{cases} \quad 3.5.1.2.7.$$

Las constantes ABCD son conocidas como constantes de líneas de transmisión. En general son números complejos. A y D son adimensionales e iguales, esto último solo se cumple si, la línea es la misma mirada de los dos lados. Las dimensiones de B y C son Ω . Las constantes se aplican a cualquier línea pasiva. Si I_R es 0 en la Ecuación 3.5.1.2.5, se observa que A es la relación entre V_S y V_R . De la misma forma, B es la relación entre V_S y V_R , cuando la línea receptora está en cortocircuito.

3.5.1.3. Ecuaciones generales de las líneas largas (líneas de transporte)

En las líneas de transmisión resulta práctico y sencillo obtener las ecuaciones generales a partir de un circuito, en términos de resistencia, inductancia, conductancia y capacidad por unidad de longitud de la línea.

Se representará esquemáticamente la línea como dos conductores perfectos en paralelo.

En las líneas de transmisión se representa la línea con los llamados “elementos distribuidos”, que se definen de la siguiente manera:

Se considera un elemento diferencial de la línea, de longitud dx , el cual, está descrito por los siguientes parámetros distribuidos:

- R , la resistencia por unidad de longitud, en Ω/m .
- L , la inductancia por unidad de longitud, en H/m .
- G , la conductancia entre los dos hilos, ya que el dieléctrico puede tener pérdidas, por unidad de longitud, en S/m .
- C , la capacidad entre los dos hilos por unidad de longitud, en F/m .

R y L son elementos en serie, mientras que G y C lo son en paralelo, como se muestra en la figura, que representa el circuito eléctrico equivalente de un elemento dx de la línea.

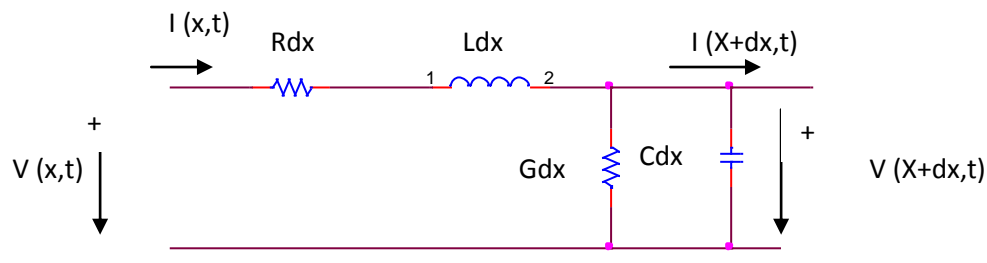


Figura 3.5.1.3.1. Circuito equivalente de una línea de transmisión larga.

Donde $V(x,t)$ y $V(X+dx,t)$ representan las tensiones instantáneas en x y $x+dx$, respectivamente y análogamente para $I(x,t)$ e $I(X+dx,t)$.

Si aplicamos las Leyes de Kirchoff a este circuito:

$$V(x + dx, t) = V(x, t) - (RI(x, t) + L \frac{\partial I}{\partial t})dx \Rightarrow \Delta V = -(RI(x, t) + L \frac{\partial I}{\partial t})dx$$

$$I(x + dx, t) = I(x, t) - (GV(x, t) + C \frac{\partial V}{\partial t})dx \Rightarrow \Delta I = -(GV(x, t) + C \frac{\partial V}{\partial t})dx$$

3.5.1.3.1.

En el límite de $dx \rightarrow 0$, estas ecuaciones se pueden expresar de forma diferencial:

$$-\frac{\partial V}{\partial x} = RI + L \frac{\partial I}{\partial t}$$

$$-\frac{\partial I}{\partial x} = GV + C \frac{\partial V}{\partial t}$$

3.5.1.3.2.

Estas ecuaciones reciben el nombre de ecuaciones generales de la línea de transmisión.

Si la señal que se propaga depende sinusoidalmente del tiempo, resulta conveniente utilizar la notación fasorial para poner de manifiesto esa dependencia temporal:

$$V(x, t) = \text{Re}[V(z)e^{i\omega t}]$$

$$I(x, t) = \text{Re}[I(z)e^{i\omega t}]$$

3.5.1.3.3.

Si se sustituyen estas expresiones en las ecuaciones anteriores (3.5.1.3.2) se puede llegar a las siguientes ecuaciones diferenciales ordinarias de segundo grado de la línea de transmisión para tensión e intensidad fasorial:

$$\frac{d^2 V}{dx^2} = \gamma^2 V$$

$$\frac{d^2 I}{dx^2} = \gamma^2 I$$

3.5.1.3.4.

Donde:

$$\gamma = \alpha + i\beta = \sqrt{(R + i\omega L)(G + i\omega C)}$$

3.5.1.3.5.

es la constante de propagación, cuya parte real e imaginaria, α y β , son las constante de atenuación (Np/m) y la constante de

fase (rad/m). La constante de fase está relacionada con la velocidad de fase mediante:

$$\beta = \frac{\omega}{v_f} = \frac{2\pi}{\lambda} \quad 3.5.1.3.6.$$

La solución de las ecuaciones anteriores (las de 2º grado) es del tipo:

$$\begin{aligned} V(z) &= V_0^i e^{-\gamma z} + V_0^r e^{\gamma z} \\ I(z) &= I_0^i e^{-\gamma z} + I_0^r e^{\gamma z} \end{aligned} \quad 3.5.1.3.6.$$

que representa la superposición de dos ondas que se propagan en la línea en el sentido positivo del eje Z (onda incidente) y la otra en el sentido opuesto (onda reflejada).

Se define la impedancia característica de la línea, Z_0 , como:

$$Z_0 = \frac{V_0^i}{V_0^r} \quad 3.5.1.3.7.$$

Se puede demostrar que:

$$Z_0 = \frac{V_0^i}{I_0^i} = -\frac{V_0^r}{I_0^r} = \sqrt{\frac{R + i\omega L}{G + i\omega C}} \quad 3.5.1.3.7.$$

3.5.1.3.1. Línea de transmisión sin pérdidas

En el modelo de línea larga se tomará como referencia la línea sin pérdidas para realizar los cálculos:

En ese caso se cumple que $R=0$ y $G=0$.

A continuación se muestra cómo afecta esto a los siguientes aspectos:

Constante de propagación:

$$\begin{aligned}\gamma &= \alpha + i\beta = i\omega\sqrt{LC} \\ \alpha &= 0 \\ \beta &= \omega\sqrt{LC}\end{aligned}\tag{3.5.1.3.1.1.}$$

Velocidad de fase:

$$v_f = \frac{\omega}{\beta} = \frac{1}{\sqrt{LC}} = \frac{1}{\sqrt{\mu\varepsilon}}\tag{3.5.1.3.1.2.}$$

donde μ y ε son la permeabilidad magnética y permitividad eléctrica del medio dieléctrico de la línea de transmisión por el que se propaga la onda de tensión.

Impedancia característica:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}\tag{3.5.1.3.1.3.}$$

Ecuaciones de la onda de tensión e intensidad que se propaga por una línea en un circuito.

$$\begin{aligned}V(z') &= \frac{I_L}{2} \left[(Z_L + Z_0)e^{i\beta z'} + (Z_L - Z_0)e^{-i\beta z'} \right] \\ I(z') &= \frac{I_L}{2Z_0} \left[(Z_L + Z_0)e^{i\beta z'} - (Z_L - Z_0)e^{-i\beta z'} \right]\end{aligned}\tag{3.5.1.3.1.4.}$$

o bien, utilizando los coeficientes de reflexión:

$$V(x') = \frac{Z_0 V_g}{Z_0 + Z_g} e^{-i\beta x} \left[\frac{1 + \Gamma_{V_L} e^{-2i\beta x'}}{1 - \Gamma_{V_g} \Gamma_{V_L} e^{-2i\beta l}} \right]$$

$$I(x') = \frac{V_g}{Z_0 + Z_g} e^{-i\beta x} \left[\frac{1 - \Gamma_{V_L} e^{-2i\beta x'}}{1 - \Gamma_{V_g} \Gamma_{V_L} e^{-2i\beta l}} \right]$$

3.5.1.3.1.5.

Impedancia de la línea a una distancia z' de la carga:

Como

$$\tanh(j\beta x') = j \tan(\beta x')$$

3.5.1.3.1.6.

se tiene que:

$$Z(x') = Z_0 \frac{Z_L + iZ_0 \tan(\beta x')}{Z_0 + iZ_L \tan(\beta x')}$$

3.5.1.3.1.7.

De modo que, la impedancia de la línea en la entrada ($x = 0, x' = l$):

$$Z_{ENT} = Z(x' = l) = Z_0 \frac{Z_L + iZ_0 \tan(\beta l)}{Z_0 + iZ_L \tan(\beta l)}$$

3.5.1.3.1.8.

Que puede transformarse en:

$$Z_{ENT} = Z(x' = l) = Z_0 \frac{Z_L + jZ_0 \tan(\beta l)}{Z_0 + jZ_L \tan(\beta l)} = Z_0 \frac{Z_L \frac{\cos \beta l}{\cos \beta l} + jZ_0 \frac{\text{sen} \beta l}{\cos \beta l}}{Z_0 \frac{\cos \beta l}{\cos \beta l} + jZ_L \frac{\text{sen} \beta l}{\cos \beta l}} = Z_0 \frac{Z_L \cos \beta l + jZ_0 \text{sen} \beta l}{Z_0 \cos \beta l + jZ_L \text{sen} \beta l}$$

3.5.1.3.1.9.

3.5.2. Potencia reactiva en función de la tensión, la intensidad y la longitud de la línea.

La potencia reactiva de una línea viene definida por la siguiente fórmula:

$$Q_V = (Q_C - Q_L) \cdot l \quad 3.5.2.1.$$

Donde:

Q_C es la potencia reactiva capacitiva que se descompone en los siguientes parámetros:

$$Q_C = X_C \cdot I^2 = X_C \cdot \left(\frac{V}{X_C} \right)^2 = \frac{V^2}{X_C} = \frac{V^2}{\frac{1}{\omega C}} = V^2 \cdot \omega C \quad 3.5.2.2.$$

X_C es la reactancia capacitiva
 V es la tensión de la red
 ω la pulsación ($\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$)
 C es la capacidad por unidad de longitud

Q_L es la potencia reactiva inductiva que se descompone en los siguientes parámetros:

$$Q_L = X_L \cdot I^2 = I^2 \cdot \omega L \quad 3.5.2.3.$$

X_L es la reactancia inductiva
 I es la intensidad de la línea
 ω la pulsación ($\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$)
 L es la autoinducción por unidad de longitud

Con lo cual resulta:

$$Q_V = (V^2 \cdot \omega C - I^2 \cdot \omega L) \cdot l \quad 3.5.2.4.$$

Q_V también se puede expresar en función de la potencia que transporte la línea con respecto a su potencia natural:

$$Q_v = P_0 \cdot \theta \cdot \left[1 - \left(\frac{P}{P_0} \right)^2 \right]$$

3.5.2.5.

Para P mayor a P0, la potencia reactiva requerida es capacitiva y viceversa. La potencia reactiva se incrementa con el cuadrado de la potencia transmitida.

3.5.3. Autoinducción

3.5.3.1. Coeficiente de autoinducción en el caso de una línea monofásica.

Ya que una línea monofásica está formada por dos conductores recorridos por corrientes i_1 e i_2 , se verifica que:

$$i_1 = -i_2 = I_0 \cdot \text{sen}(\omega t) \quad 3.5.3.1.1.$$

Por lo tanto

$$\frac{di_1}{dt} = -\frac{di_2}{dt} = \omega \cdot I_0 \cdot \text{cos}(\omega t) \quad 3.5.3.1.2.$$

Como la fórmula general tiene la expresión:

$$e_{1r} = \left(\frac{1}{2} - 2 \cdot \ln(r) \right) \frac{di_1}{dt} + 2 \cdot \ln(d) \cdot \frac{di_2}{dt} \quad 3.5.3.1.3.$$

Al realizar la sustitución queda:

$$e_{1r} = \left(\frac{1}{2} - 2 \cdot \ln(r) \right) \frac{di_1}{dt} + 2 \cdot \ln(d) \cdot \frac{di_2}{dt} = \left(\frac{1}{2} - 2 \cdot \ln(r) + 2 \cdot \ln(d) \right) \frac{di_1}{dt} \quad 3.5.3.1.4.$$

Comparando con la expresión de la fuerza electromotriz

$$e_{1r} = L_1 \cdot \frac{di_1}{dt} + M_{21} \cdot \frac{di_2}{dt} + M_{31} \cdot \frac{di_3}{dt} + M_{41} \cdot \frac{di_4}{dt} \dots \quad 3.5.3.1.5.$$

resulta:

$$L_1 = \frac{1}{2} - 2 \cdot \ln(r); M_{21} = -2 \cdot \ln(d) \quad 3.5.3.1.6.$$

y teniendo en cuenta la expresión

$$e_{IT} = \omega L_{A1} \cdot I_{01} \cdot \cos(\omega t \pm \delta_1) \quad 3.5.3.1.7.$$

Se obtiene:

$$(L_1 - M_{21}) \frac{di_1}{dt} = \omega L_{A1} \cdot I_0 \cdot \cos(\omega t \pm \delta_1) \quad 3.5.3.1.8.$$

y con el valor de $\frac{di_1}{dt}$ anterior, se deduce:

$$(L_1 - M_{21}) \omega L_{A1} \cdot I_0 \cdot \cos(\omega t) = \omega L_{A1} \cdot I_0 \cdot \cos(\omega t \pm \delta_1) \quad 3.5.3.1.9.$$

lo que implica que:

$$\cos(\omega t) = \cos(\omega t \pm \delta_1); \delta_1 = 0 \quad 3.5.3.1.10.$$

Y además:

$$(L_1 - M_{21}) = L_{A1} \quad 3.5.3.1.11.$$

Dando los valores correspondientes a L_1 y a M_{21} queda:

$$L_{A1} = L_1 - M_{21} = \frac{1}{2} - 2 \cdot \ln(r) + 2 \cdot \ln(d) = \frac{1}{2} + 2 \cdot \ln\left(\frac{d}{r}\right) \quad 3.5.3.1.12.$$

Obteniéndose finalmente:

$$L_{A1} = \frac{1}{2} + 2 \cdot \ln\left(\frac{d}{r}\right) \text{ u.e.e/cm} \quad 3.5.3.1.13.$$

Expresando L_A en unidades del sistema internacional ($1\text{H} = 109 \text{ u.e.e.}$ y $1 \text{ km} = 105 \text{ cm}$) y sustituyendo el valor del radio por el del diámetro, resulta que:

$$L_{A1} = \frac{1}{2} + 2 \cdot \ln\left(\frac{2d}{D}\right) \cdot 10^{-9} \cdot 10^5 \text{ H/km} \quad 3.5.3.1.14.$$

$$L_{A1} = \frac{1}{2} + 2 \cdot \ln\left(\frac{2d}{D}\right) \cdot 10^{-4} \text{ H/km} \quad 3.5.3.1.15.$$

en la que "d" es la separación entre los conductores y "D" es el diámetro del conductor.

3.5.3.2. Coeficiente de autoinducción aparente en el caso de una línea trifásica simple y simétrica.

En una línea trifásica simple, las tres corrientes en los conductores 1, 2 y 3 pueden expresarse (suponiendo las fases equilibradas) por las igualdades:

$$i_1 = I_0 \cdot \text{sen}(\omega t); \frac{di_1}{dt} = \omega I_0 \cdot \cos(\omega t)$$

3.5.3.2.1.

$$i_2 = I_0 \cdot \text{sen}\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right); \frac{di_2}{dt} = \omega I_0 \cdot \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) \quad 3.5.3.2.2.$$

$$i_3 = I_0 \cdot \text{sen}\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right); \frac{di_3}{dt} = \omega I_0 \cdot \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) \quad 3.5.3.2.3.$$

Sustituyendo los valores en la ecuación fundamental:

$$e_{1r} = L_1 \frac{di_1}{dt} + M_{21} \frac{di_2}{dt} + M_{31} \frac{di_3}{dt} = \omega I_0 \cdot L_{A1} \cdot \cos(\omega t - \delta_1) \quad 3.5.3.2.4.$$

Se obtiene:

$$L_1 \cdot \omega I_0 \cdot \cos(\omega t) + M_{21} \cdot \omega I_0 \cdot \cos\left(\omega t - \frac{2\pi}{3}\right) + M_{31} \cdot \omega I_0 \cdot \cos\left(\omega t + \frac{2\pi}{3}\right) = \omega I_0 \cdot L_{A1} \cdot \cos(\omega t - \delta_1) \quad 3.5.3.2.5.$$

Simplificando $\omega \cdot I_0$ y teniendo en cuenta que:

$$\begin{aligned} \cos(a + b) &= \cos(a) \cdot \cos(b) - \text{sen}(a) \cdot \text{sen}(b) \\ \cos(a - b) &= \cos(a) \cdot \cos(b) + \text{sen}(a) \cdot \text{sen}(b) \end{aligned} \quad 3.5.3.2.6.$$

Resulta que:

$$\begin{aligned}
 & L_1 \cdot \cos(\omega t) + M_{21} \cdot \cos(\omega t) \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) - M_{21} \cdot \text{sen}(\omega t) \cdot \text{sen}\left(\frac{2\pi}{3}\right) + \\
 & + M_{31} \cdot \cos(\omega t) \cos\left(\frac{2\pi}{3}\right) - M_{31} \cdot \text{sen}(\omega t) \cdot \text{sen}\left(\frac{2\pi}{3}\right) = \quad .5.3.2.7. \\
 & = L_{A1} (\cos(\omega t) \cos(\delta_1) + \text{sen}(\omega t) \text{sen}(\delta_1))
 \end{aligned}$$

Sabiendo que $\cos(2\pi/3) = -1/2$ y que $\text{sen}(2\pi/3) = (\sqrt{3}/2)$ y reordenando:

$$\begin{aligned}
 & L_1 \cdot \cos(\omega t) - \frac{1}{2} \cdot \cos(\omega t) (M_{21} + M_{31}) + \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \text{sen}(\omega t) (M_{21} - M_{31}) = \quad 3.5.3.2.8. \\
 & = L_{A1} (\cos(\omega t) \cos(\delta_1) + \text{sen}(\omega t) \text{sen}(\delta_1))
 \end{aligned}$$

Para deducir L_{A1} y δ_1 de esta ecuación, damos valores a ωt puesto que se debe verificar para cualquier valor:

$$\text{Si } (\omega t) = \pi / 2; \cos(\omega t) = 0; \text{sen}(\omega t) = 1$$

$$(M_{21} - M_{31}) \frac{\sqrt{3}}{2} = L_{A1} \cdot \text{sen}(\delta_1) \quad 3.5.3.2.9.$$

$$\text{Si } (\omega t) = 0; \cos(\omega t) = 1; \text{sen}(\omega t) = 0$$

$$L_1 - \frac{1}{2} (M_{21} + M_{31}) = L_{A1} \cdot \cos(\delta_1) \quad 3.5.3.2.10.$$

El valor de L_{A1} lo se obtendrá elevando al cuadrado las dos expresiones anteriores:

$$L_{A1}^2 = \left[(M_{21} - M_{31}) \frac{\sqrt{3}}{2} \right]^2 + \left[L_{A1} - \frac{1}{2} (M_{21} + M_{31}) \right]^2 \quad 3.5.3.2.11.$$

El valor de la tangente de δ_1 resulta de dividir ambos sumandos:

$$\operatorname{tag}(\delta_1) = \frac{(M_{21} - M_{31}) \frac{\sqrt{3}}{2}}{L_{A1} - \frac{1}{2}(M_{21} + M_{31})} \quad 3.5.3.2.12.$$

Las líneas trifásicas se llaman simétricas cuando los tres conductores son de la misma sección y cada uno de ellos está colocado a igual distancia de los otros dos, ocupando los tres vértices de un triángulo equilátero en un corte transversal de la línea.

$$\begin{aligned} r_1 &= r_2 = r_3 = r; \\ d_1 &= d_2 = d_3 = d \end{aligned} \quad 3.5.3.2.13.$$

Como consecuencia de esto, los tres coeficientes de autoinducción son iguales, así como todos los coeficientes de inducción mutua:

$$\begin{aligned} M &= M_{21} = M_{31} \\ \delta_1 &= \delta_2 = \delta_3 = \delta \end{aligned} \quad 3.5.3.2.14.$$

Aplicando estos coeficientes a las ecuaciones 3.5.3.2.11 y 3.5.3.2.12 para cualquiera de los conductores:

$$\begin{aligned} L_A &= L - M \\ \operatorname{tag}(\delta) &= 0 \rightarrow \delta = 0 \end{aligned}$$

Con lo cual se obtiene valores iguales a los encontrados para una línea monofásica:

$$L_A = \left(\frac{1}{2} + 2 \cdot \ln \frac{2d}{D} \right) \cdot 10^{-4} = \left(\frac{1}{2} + 4.6 \cdot \log \frac{d}{r} \right) \cdot 10^{-4} \left(\frac{H}{km} \right) \quad 3.5.3.2.15.$$

siendo:

- d Separación entre los conductores.
- D Diámetro del conductor.

r Radio del conductor.

3.5.3.3. Coeficiente de autoinducción generalizado.

Hasta ahora se ha observado el cálculo del coeficiente de autoinducción en el caso de una línea trifásica simétrica y simple. Esto significa que la línea sólo tiene un conductor en cada fase y que los tres cables están en los vértices de un triángulo equilátero. Pero esto es un caso particular en la construcción de líneas de alta tensión. A continuación damos las fórmulas necesarias para el cálculo de la autoinducción en todos los casos utilizados en la práctica.

Esta ampliación se efectúa en tres direcciones. La primera es dar fórmulas en el caso de líneas dúplex, tríplex y cuádruplex. La segunda ampliación es dar fórmulas para conductores en triángulo no equilátero o en línea. Y la tercera es en el caso de líneas dobles dispuestas en hexágono.

En las líneas trifásicas, el coeficiente de autoinducción por fase es:

$$L_A = \left(\frac{1}{2n} + 2 \cdot \ln \frac{d'}{r'} \right) 10^{-4} \left(\frac{H}{km} \right) \quad 3.5.3.3.1.$$

donde:

n = número de conductores por fase:

n = 1 para fases simples.

n = 2 para fases dúplex.

n = 3 para fases tríplex.

n = 4 para fases cuádruplex.

d' = distancia media geométrica entre ejes de fases, generalmente en milímetros.

r' = radio ficticio, generalmente en milímetros, definido por:

$$r' = \sqrt[n]{n \cdot r \cdot R^{n-1}} \quad 3.5.3.3.2.$$

r = radio del conductor en milímetros.

R = radio en milímetros de la circunferencia que pasa por los centros de los conductores que forman la fase.

3.5.3.3.1. Líneas dúplex, tríplex y cuádruplex

Las fases en una línea de alta tensión pueden ser dúplex, tríplex y cuádruplex, tal y como se muestra en la figura:

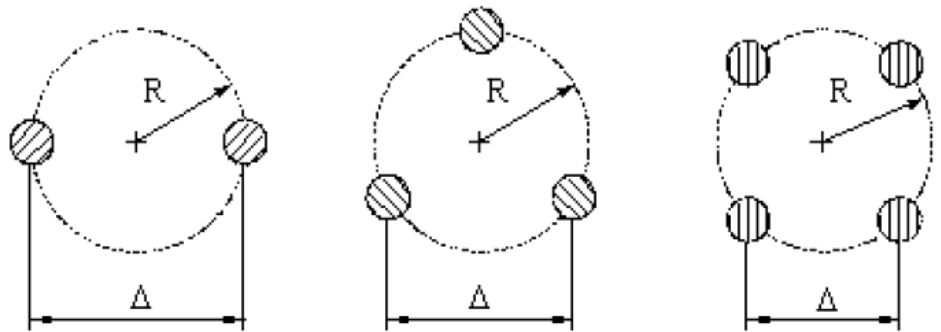


Figura 3.5.3.3.1.1. Fases de líneas de alta tensión.

D =separación entre los centros de los conductores.

$D=2R$ en una dúplex.

$D=\sqrt{3}R$ en una tríplex.

$D=\sqrt{2}R$ en una cuádruplex.

Fases simples:

$$n = 1; r' = r \quad 3.5.3.3.1.1.$$

Fases dúplex:

$$n = 2; r' = \sqrt[4]{r \cdot \Delta} \quad 3.5.3.3.1.2.$$

Fases tríplex:

$$n = 3; r' = \sqrt[3]{r \cdot \Delta^2} \quad 3.5.3.3.1.3.$$

Fases cuádruplex:

$$n = 4; r' = \sqrt[4]{r \cdot \sqrt{2} \cdot \Delta^3} \quad 3.5.3.3.1.4.$$

3.5.3.3.2. Líneas no simétricas

La disposición de los conductores no tiene que ser siempre en triángulo equilátero, sino que se pueden presentar otras formas. En el caso general los conductores tienen la disposición de la figura:

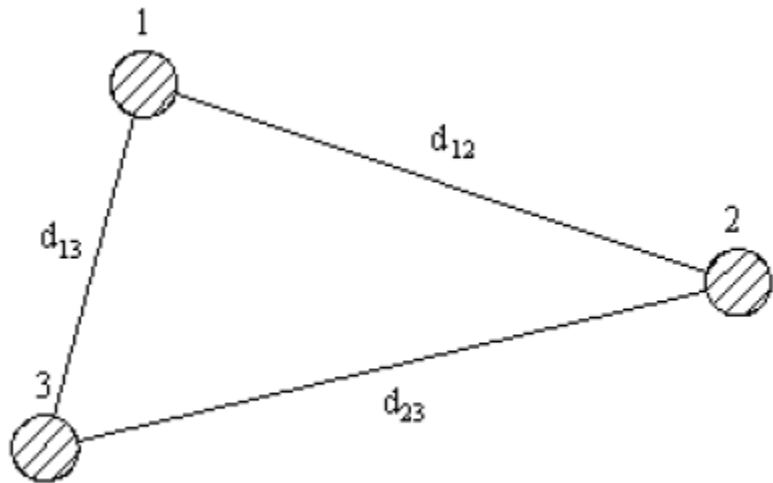


Figura 3.5.3.3.2.1. Disposición de conductores.

Y la distancia media geométrica d' será: $d' = \sqrt[3]{d_{12} \cdot d_{23} \cdot d_{13}}$

3.5.3.3.3. Líneas con dos circuitos en hexágono.

Hasta ahora se ha considerado líneas trifásicas con un solo circuito. En el caso de que existan dos circuitos se adopta la disposición de un hexágono casi regular como se puede apreciar en la siguiente figura:

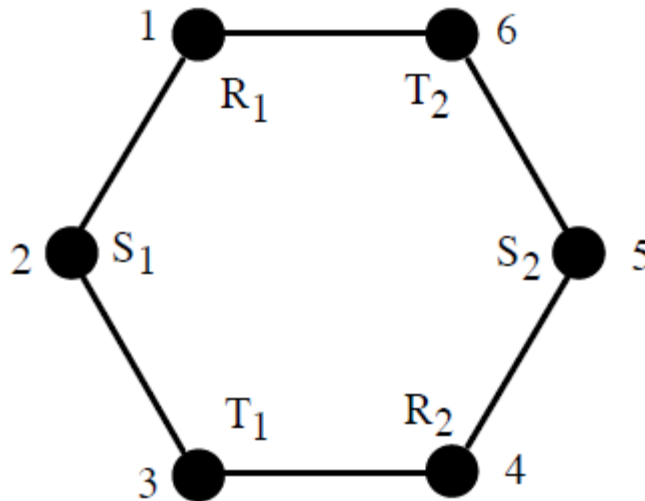


Figura 3.5.3.3.3.1. Disposición de conductores en hexágono.

Y la distancia media geométrica será:

$$d_1 = \frac{\sqrt{d_{12} \cdot d_{15} \cdot d_{13} \cdot d_{16}}}{d_{14}} \quad 3.5.3.3.3.1.$$

$$d_2 = \frac{\sqrt{d_{21} \cdot d_{24} \cdot d_{23} \cdot d_{26}}}{d_{25}} \quad 3.5.3.3.3.2.$$

$$d_3 = \frac{\sqrt{d_{31} \cdot d_{34} \cdot d_{32} \cdot d_{35}}}{d_{36}} \quad 3.5.3.3.3.3.$$

$$d' = \sqrt[3]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3} \quad 3.5.3.3.3.4.$$

$$L_A = \left(\frac{1}{2n} + 2 \cdot \ln \frac{d'}{r} \right) \cdot 10^{-4} \left(\frac{H}{km} \right) \quad 3.5.3.3.3.5.$$

3.5.4. Capacidad

3.5.4.1. Capacidad entre conductores de una línea monofásica.

Los conductores de una línea eléctrica, aislados entre sí y de tierra, son desde el punto de vista eléctrico, equivalentes a las armaduras de un condensador y cuando están a potenciales distintos, toman una carga eléctrica dependiente de los valores relativos de dichos potenciales, entre sí y respecto a tierra.

Consideramos una línea monofásica formada por dos conductores de radios r_a y r_b , separados entre sí una distancia d y separados de tierra una distancia mucho mayor por lo que el efecto de tierra se puede despreciar.

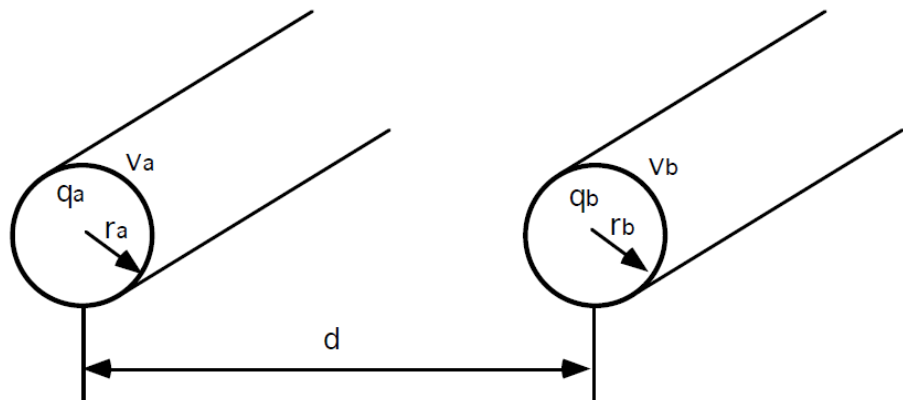


Figura 3.5.4.1.1. Línea monofásica.

La diferencia de potencial entre a y b será la debida a q_a más la debida a q_b , es decir:

$$V_{ab} = \frac{q_a}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon} \cdot \ln \frac{d}{r_a} + \frac{q_b}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon} \cdot \ln \frac{r_b}{d} \quad 3.5.4.1.1.$$

Como en el caso de una línea monofásica se cumple que: $q_a = -q_b = q$

$$v_{ab} = \frac{q_a}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon} \cdot \ln \frac{d^2}{r_a \cdot r_b} \quad 3.5.4.1.2.$$

Si $r_a = r_b = r$.

$$v_{ab} = \frac{2 \cdot q}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon} \cdot \ln \frac{d}{r} \quad 3.5.4.1.3.$$

La capacidad será:

$$C_{ab} = \frac{q}{v_{ab}} = \frac{\pi \cdot \epsilon}{\ln \frac{d}{r}} \quad 3.5.4.1.4.$$

Al igual que calculan las tensiones respecto de un hilo neutro, real o ficticio, nos interesa la capacidad respecto a tierra o a un hilo neutro:

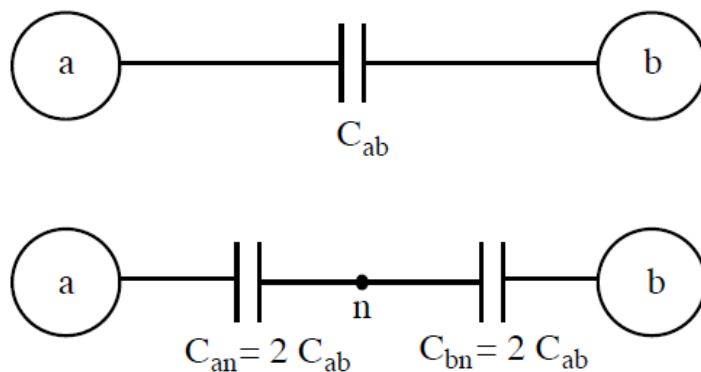


Figura 3.5.4.1.2. Capacidad respecto de tierra.

Esta capacidad tendrá un valor de $2C$, tal como se observa en la figura, pues el hilo neutro forma dos condensadores en serie, cuya capacidad ha de ser obligatoriamente $2C$, para que al sumarlos obtengamos C .

Por lo tanto, la fórmula de la capacidad respecto a un hilo neutro en una línea monofásica será:

$$C_a = \frac{\epsilon_r \cdot 0.055}{\ln \frac{d}{r}} \cdot 10^{-6} \left(\frac{F}{km} \right) \quad 3.5.4.1.5.$$

3.5.4.2. Capacidad entre conductores de una línea trifásica

En una línea trifásica con disposición equilateral la capacidad de cada fase respecto de un hilo neutro, real o ficticio se obtiene de la siguiente forma.

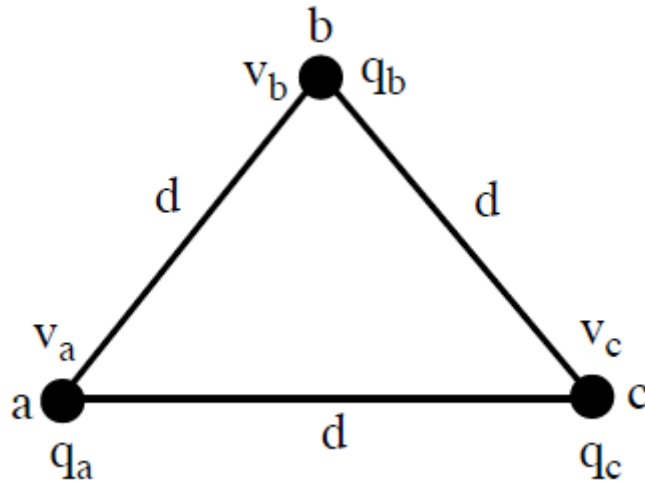


Figura 3.5.4.2.1. Disposición de conductores equilateral.

$$v_{ab} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon} \left(q_a \cdot \ln \frac{d}{r} + q_b \cdot \ln \frac{r}{d} + q_c \cdot \ln \frac{d}{d} \right) = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon} \left(q_a \cdot \ln \frac{d}{r} + q_b \cdot \ln \frac{r}{d} \right)$$

$$v_{ac} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon} \left(q_a \cdot \ln \frac{d}{r} + q_b \cdot \ln \frac{d}{d} + q_c \cdot \ln \frac{r}{d} \right) = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon} \left(q_a \cdot \ln \frac{d}{r} + q_c \cdot \ln \frac{r}{d} \right)$$

$$v_{ab} + v_{ac} = \frac{1}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon} \left(2 \cdot q_a \cdot \ln \frac{d}{r} + (q_b + q_c) \cdot \ln \frac{r}{d} \right)$$

3.5.4.2.1.

Teniendo en cuenta que $q_a + q_b + q_c = 0$.

$$v_{ab} + v_{ac} = \frac{3 \cdot q_a \cdot \ln \frac{d}{r}}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon}$$

3.5.4.2.2.

Por otro lado, suponiendo que las tensiones simples constituyen un sistema de tensiones equilibrado, se cumplirá que:

$$v_{ab} + v_{ac} = v_{an} - v_{bn} + v_{an} + v_{cn} = 2 \cdot v_{an} - v_{bn} - v_{cn} = 3 \cdot v_{an} \quad 3.5.4.2.3.$$

Igualando ambas expresiones:

$$3 \cdot v_{an} = \frac{3 \cdot q_a \cdot \ln \frac{d}{r}}{2 \cdot \pi \cdot \epsilon} \quad 3.5.4.2.4.$$

Por lo tanto, la capacidad por fase en una línea trifásica tendrá de nuevo la expresión:

$$C_{an} = \frac{q_a}{v_{an}} = \frac{2 \cdot \pi \cdot \epsilon}{\ln \frac{d}{r}} \quad 3.5.4.2.5.$$

En general para cualquier fase.

$$C_n = \frac{\epsilon_r \cdot 0.055}{\ln \frac{d}{r}} \cdot 10^{-6} \left(\frac{F}{km} \right) \quad 3.5.4.2.6.$$

en donde d es la separación entre conductores y r es el radio de los conductores.

3.5.5. Comportamiento de las líneas

El comportamiento de una línea, en cuanto a potencia reactiva, está descrito por la siguiente fórmula:

$$Q_V = (V^2 \cdot \omega C - I^2 \cdot \omega L) \cdot l \quad 3.5.5.1.$$

3.5.5.1. Comparación en función del tipo de línea (aérea o subterránea)

La capacidad de los circuitos se calcula de la siguiente manera:

$$C_n = \frac{\epsilon_r \cdot 0.055}{\ln \frac{d}{r}} \cdot 10^{-6} \left(\frac{F}{km} \right) \quad 3.5.5.1.1.$$

En esta fórmula se puede observar que la capacidad depende de 3 factores:

- La permitividad eléctrica del dieléctrico existente entre los conductores.
- La distancia entre los conductores.
- Y el radio de los conductores.

Con lo cual:

- Cuanto mayor sea la permitividad eléctrica mayor será la capacidad, por eso en líneas subterráneas la capacidad es mayor que en líneas aéreas de las mismas longitudes, debido a que en subterráneas el aislante tiene una $\epsilon > 1$, que es la permitividad del aire.
- Cuanto menor sea la distancia entre conductores mayor será la capacidad.
- Cuanto mayor sean los radios de los conductores mayor será la capacidad de la línea.

Comparando en la fórmula 3.5.5.1 a igual tensión, igual carga e igual longitud una línea subterránea genera más potencia reactiva que una línea aérea.

3.5.5.2. Comparación de niveles de tensión

Comparando en la fórmula 3.5.5.1, a igual longitud, igual carga y variando la tensión, genera más potencia reactiva la línea de mayor tensión.

En la tabla siguiente se muestra el comportamiento, en cuanto a potencia reactiva, de cada tipo de red en función del tipo y del nivel de tensión.

Tipo de red	Nivel de Tensión (kV)	Tipo	Reactiva Neta (genera o consume)
Transporte	400	Aéreo	Genera a cargas bajas Consume a cargas altas
		Subterráneo	Genera Siempre
	220	Aéreo	Genera a cargas bajas Consume a cargas altas
		Subterráneo	Genera Siempre
Reparto	132	Aéreo	Consume reactiva a partir de cargas bajas
		Subterráneo	Genera reactiva siempre
	66	Aéreo	Consume siempre
		Subterráneo	Consume siempre
	45	Aéreo	Consume siempre
		Subterráneo	Consume siempre
MT	15 y 20	Aéreo	Consume siempre
		Subterráneo	Consume siempre
BT	400/230V		Despreciable

Figura 3.5.5.2.1. Contribución de los circuitos eléctricos al control de tensión-reativa.

3.5.5.3. Comparación con el grado de carga del circuito

Comparando en la fórmula 3.5.5.1, a igual longitud, igual tensión y variando la carga, genera más potencia reactiva la línea que este menos cargada.

3.5.5.4. Comparación en cuanto a longitud

En líneas cortas, como se puede observar en sus ecuaciones propias, la tensión únicamente depende de la impedancia de los conductores, es decir, de su resistencia y su reactancia inductiva, con lo cual este tipo de líneas únicamente puede absorber potencia reactiva, como se muestra en la siguiente fórmula:

$$Q_V = (-I^2 \cdot \omega L) \cdot l \quad 3.5.5.4.1.$$

Al ser la longitud pequeña, prácticamente se puede despreciar la potencia reactiva.

En líneas medias la tensión de la línea depende de la reactancia inductiva en serie y la reactancia capacitiva en paralelo, con lo cual a priori no se sabe cómo se van a comportar este tipo de líneas, por lo que hay que recurrir a los criterios de tipo, nivel de tensión y carga de la línea.

En líneas de larga longitud, el comportamiento de la línea en cuanto a la potencia reactiva, se caracteriza por la impedancia característica. A continuación, se describen los dos casos extremos.

3.5.6. Impedancia en cortocircuito y en circuito abierto

Una vez que se ha calculado de manera general la impedancia de entrada de la línea de transmisión, se puede calcular los siguientes casos particulares:

Impedancia en cortocircuito, que se simbolizará Z_{cc} .

Impedancia en circuito abierto, que se simbolizará Z_{ca} .

Si se toma la siguiente ecuación:

$$Z_{ENT} = Z_0 \frac{Z_L \cos \beta l + jZ_0 \text{sen} \beta}{Z_0 \cos \beta l + jZ_L \text{sen} \beta} \quad 3.5.6.1.$$

Se puede determinar ambos casos particulares en función de los valores de la impedancia de carga Z_L :

- Para $Z_L = 0$, se cuenta con la línea de transmisión en cortocircuito, ya que es como si se tuviese una carga de resistencia $R = 0$.

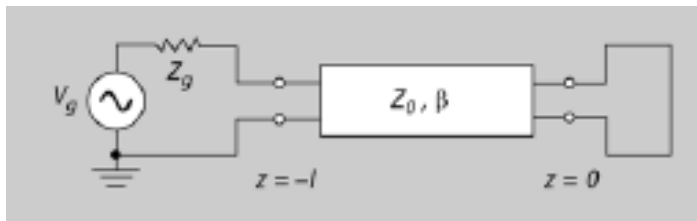


Figura 3.5.6.1. Línea en cortocircuito.

Se puede calcular la impedancia en la entrada del circuito, Z_{cc} , que será puramente reactiva. El valor de esta reactancia en cortocircuito se denominará X_{cc} . Si en la ecuación de la impedancia de entrada sustituimos $Z_L = 0$, se obtiene:

$$Z_{cc} = Z_0 \frac{jZ_0 \tan \beta l}{Z_0} = jZ_0 \tan \beta l = jX_{cc} \quad 3.5.6.2.$$

Para $Z_L = \infty$, contamos con la línea de transmisión en circuito abierto, ya que si se tiene una resistencia infinita es como si no se tuviesen conectados los dos extremos de la línea de transmisión.

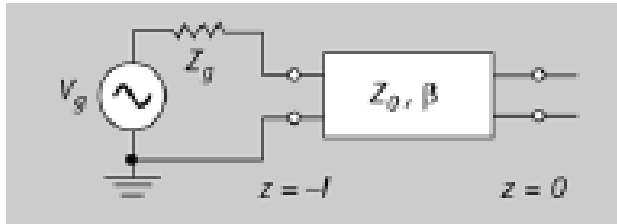


Figura 3.5.6.2. Línea abierta.

Se puede calcular la admitancia en circuito abierto, Y_{ca} , que también será puramente reactiva, en función de la reactancia en circuito abierto X_{ca} .

$$Z_{ca} = \frac{1}{Y_{ca}} \quad 3.5.6.3.$$

Si en la ecuación de la impedancia de entrada se sustituye $Z_L = \infty$, resulta:

$$Z_{cc} = Z_0 \frac{(Z_L \rightarrow \infty) + jZ_0 \tan \beta l}{Z_0 + j(Z_L \rightarrow \infty) \tan \beta l} = -j \frac{Z_0}{\tan \beta l} = -jX_{cc} \quad 3.5.6.4.$$

La impedancia de entrada en los casos de circuito abierto y cortocircuito es siempre reactiva, ya que la impedancia Z sólo depende de X . Los valores posibles de la impedancia de entrada en cortocircuito, Z_{cc} , y en circuito abierto, Z_{ca} , así como los valores de la ecuación 3.5.6.2 y 3.5.6.4, varían entre $-\infty$ y $+\infty$ según la longitud de la línea como en la siguiente figura:

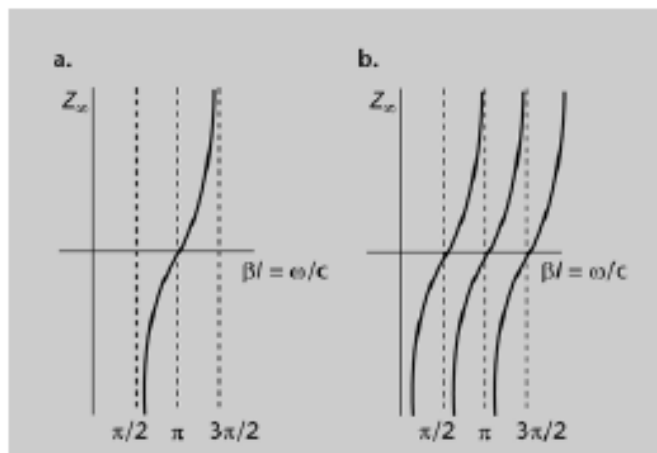


Figura 3.5.6.3. Valores de las ecuaciones 3.5.6.2 y 3.5.6.4.

Con lo cual, las líneas de transmisión tienen un efecto capacitivo o inductivo, según sea el nivel de potencia que transite por ella. Si la carga de la línea de transmisión es menor que la carga natural, la potencia reactiva generada por la línea es mayor que la consumida, por lo que la línea será una fuente de potencia reactiva y si la carga de la línea de transmisión es mayor que la carga natural, la potencia reactiva generada por la línea es menor que la consumida, por lo que la línea consumirá potencia reactiva.

El efecto capacitivo de las líneas de transmisión, principalmente presente en líneas poco cargadas, produce que la tensión en las barras de conexión aumente. Por el contrario, el efecto inductivo, principalmente presente en líneas muy cargadas, produce que la tensión en las mismas barras disminuya.

3.5.7. Conclusión de líneas de transmisión.

En resumen, el comportamiento tensión-reactiva de las líneas eléctricas en función del nivel de tensión depende de tres factores principalmente:

- De si se trata de un circuito aéreo o subterráneo: a igualdad de nivel de tensión generan más reactiva las líneas subterráneas que las aéreas.
- De la tensión nominal del circuito: para la misma longitud, los circuitos generan más reactiva cuanto mayor es el nivel de tensión.
- Del grado de carga del circuito: para la misma longitud e igual carga, la reactiva que consumen los circuitos es tanto menor cuanto menor sea el nivel de tensión de la línea.

3.5.8. Simulaciones de cierre tripolar de líneas subterráneas

Se han realizado simulaciones de cierre de líneas subterráneas (en adelante cable) modificando las variables de tensión y longitud. Todos los cierres se han considerado desde el extremo que energiza el cable, con el otro extremo abierto, ya que es cuando el comportamiento es capacitivo. No se analiza el cierre del 2º extremo o de acoplamiento, ya que no es un cierre controlable y siempre dependerá de la carga que se conecte.

Simulaciones variando la tensión y la longitud del cable

A continuación se muestran los resultados obtenidos tras las simulaciones realizadas variando la tensión y la longitud del cable. Se han realizado un total de 27 simulaciones con referencia en la tensión de la fase A. Estas se dividen en tres niveles de tensión, 400 kV, 220 kV y 132 kV. Dentro de cada nivel de tensión se han estudiado diferentes valores de longitudes de los cables. Los resultados se muestran en la tabla 3.5.8.1, en la que se podrá apreciar para cada simulación la tensión compuesta del nudo al que se conecta el cable, la longitud del cable, intensidad y tensión nominal, así como las máximas alcanzadas en el instante de cierre y los valores por unidad de la tensión e intensidad realizados con los valores máximos de cada simulación. Estos datos se representan en los gráficos 3.5.8.2 y 3.5.8.3.

El esquema adoptado para las simulaciones es el siguiente:

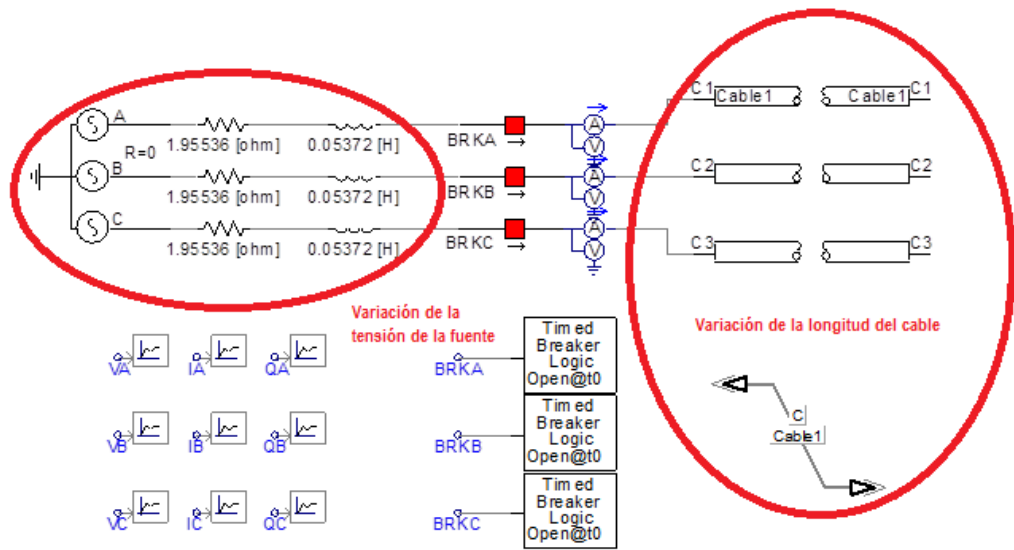


Figura 3.5.8.1. Esquema de la simulación de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.

LONGITUD DEL ELEMENTO VARIABLE											
Prueba Nº	Tensión compuesta	Longitud	Intensidad absorbida	Tensión nominal	Intensidad de pico A	Tensión de pico A	Intensidad de pico B	Tensión de pico B	Intensidad de pico C	Tensión de pico C	Tensión PU
1	400,00 kV	0,1 km	0,04 kA	326,60 kV	0,05 kA	329,94 kV	0,58 kA	385,21 kV	0,57 kA	329,47 kV	1,18
2	400,00 kV	1,0 km	0,07 kA	326,60 kV	0,09 kA	331,99 kV	0,58 kA	396,46 kV	0,57 kA	331,27 kV	1,21
3	400,00 kV	2,0 km	0,16 kA	326,60 kV	0,19 kA	338,28 kV	0,71 kA	431,42 kV	0,65 kA	335,80 kV	1,32
4	400,00 kV	3,0 km	0,24 kA	326,60 kV	0,30 kA	345,24 kV	0,87 kA	455,58 kV	0,76 kA	341,98 kV	1,39
5	400,00 kV	4,0 km	0,32 kA	326,60 kV	0,42 kA	354,16 kV	1,01 kA	470,38 kV	0,85 kA	344,22 kV	1,44
6	400,00 kV	5,0 km	0,39 kA	326,60 kV	0,53 kA	367,38 kV	1,16 kA	479,63 kV	1,05 kA	348,62 kV	1,47
7	400,00 kV	6,0 km	0,49 kA	326,60 kV	0,64 kA	379,27 kV	1,29 kA	487,91 kV	1,29 kA	374,29 kV	1,49
8	400,00 kV	7,0 km	0,58 kA	326,60 kV	0,75 kA	390,90 kV	1,41 kA	494,00 kV	1,52 kA	416,35 kV	1,51
9	400,00 kV	10,0 km	0,87 kA	326,60 kV	1,21 kA	419,78 kV	1,90 kA	503,64 kV	2,17 kA	517,61 kV	1,58
10	230,00 kV	0,1 km	0,03 kA	187,79 kV	0,03 kA	188,35 kV	1,05 kA	191,20 kV	1,04 kA	188,28 kV	1,02
11	230,00 kV	1,0 km	0,04 kA	187,79 kV	0,05 kA	188,69 kV	1,04 kA	196,66 kV	1,04 kA	188,60 kV	1,05
12	230,00 kV	2,0 km	0,09 kA	187,79 kV	0,10 kA	189,63 kV	1,09 kA	213,34 kV	1,08 kA	189,44 kV	1,14
13	230,00 kV	3,0 km	0,13 kA	187,79 kV	0,16 kA	190,56 kV	1,10 kA	225,11 kV	1,09 kA	190,19 kV	1,20
14	230,00 kV	5,0 km	0,22 kA	187,79 kV	0,27 kA	193,15 kV	1,21 kA	239,72 kV	1,18 kA	191,76 kV	1,28
15	230,00 kV	6,0 km	0,26 kA	187,79 kV	0,33 kA	194,48 kV	1,30 kA	245,40 kV	1,21 kA	192,44 kV	1,31
16	230,00 kV	10,0 km	0,44 kA	187,79 kV	0,58 kA	200,40 kV	1,66 kA	261,05 kV	1,46 kA	195,89 kV	1,39
17	230,00 kV	15,0 km	0,67 kA	187,79 kV	0,90 kA	207,99 kV	2,08 kA	272,97 kV	1,79 kA	199,32 kV	1,45
18	230,00 kV	20,0 km	0,91 kA	187,79 kV	1,23 kA	218,55 kV	2,45 kA	280,30 kV	2,47 kA	217,23 kV	1,49
19	132,00 kV	1,0 km	0,02 kA	107,78 kV	0,03 kA	107,96 kV	1,50 kA	108,09 kV	1,49 kA	107,94 kV	1,00
20	132,00 kV	5,0 km	0,13 kA	107,78 kV	0,14 kA	108,80 kV	1,68 kA	120,82 kV	1,65 kA	108,62 kV	1,12
21	132,00 kV	10,0 km	0,25 kA	107,78 kV	0,30 kA	109,91 kV	1,91 kA	132,21 kV	1,84 kA	109,45 kV	1,23
22	132,00 kV	15,0 km	0,38 kA	107,78 kV	0,47 kA	111,06 kV	2,11 kA	139,35 kV	2,01 kA	110,25 kV	1,29
23	132,00 kV	20,0 km	0,51 kA	107,78 kV	0,65 kA	112,65 kV	2,37 kA	144,47 kV	2,21 kA	110,95 kV	1,34
24	132,00 kV	25,0 km	0,65 kA	107,78 kV	0,83 kA	114,17 kV	2,57 kA	147,89 kV	2,36 kA	112,13 kV	1,37
25	132,00 kV	30,0 km	0,79 kA	107,78 kV	1,02 kA	115,39 kV	2,81 kA	151,12 kV	2,53 kA	112,76 kV	1,40
26	132,00 kV	35,0 km	0,93 kA	107,78 kV	1,21 kA	116,93 kV	3,00 kA	153,60 kV	2,66 kA	113,31 kV	1,43
27	132,00 kV	40,0 km	1,07 kA	107,78 kV	1,40 kA	118,91 kV	3,23 kA	154,85 kV	2,81 kA	114,10 kV	1,44

Tabla 3.5.8.1. Resultado de las simulaciones de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.

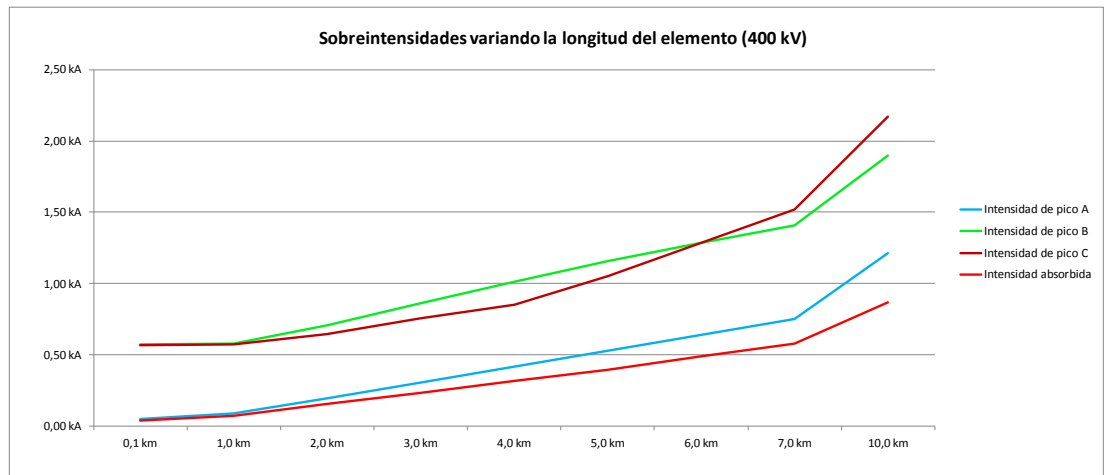


Figura 3.5.8.2. Gráfico de sobreintensidades de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.

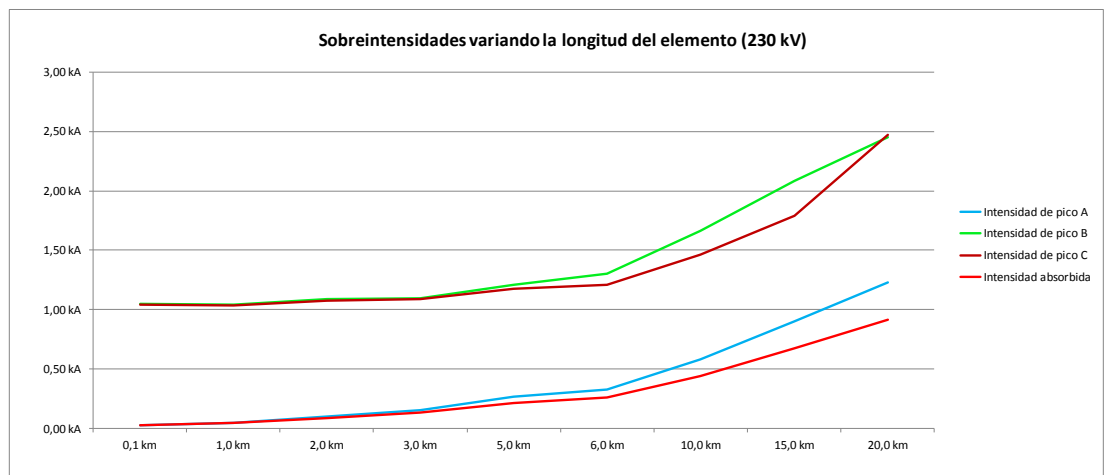


Figura 3.5.8.3. Gráfico de sobreintensidades de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.

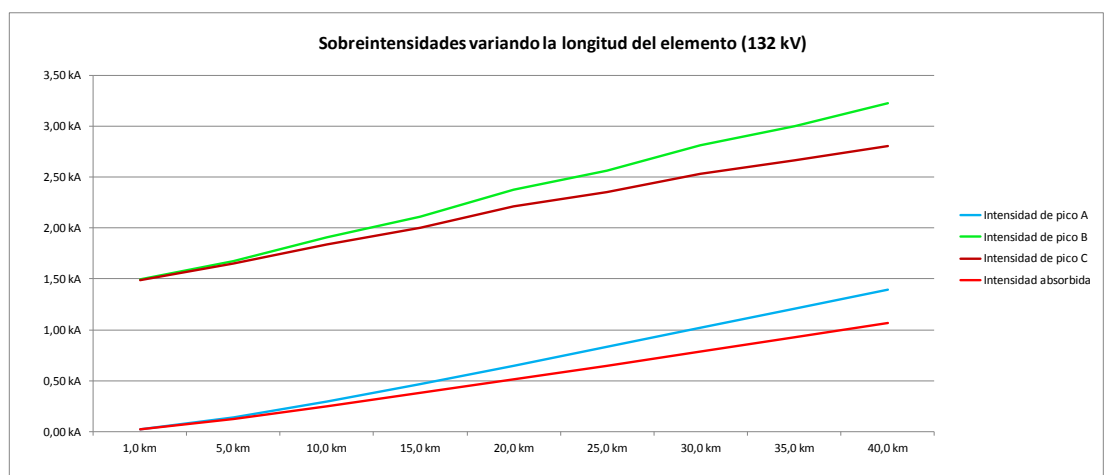


Figura 3.5.8.4. Gráfico de sobreintensidades de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.

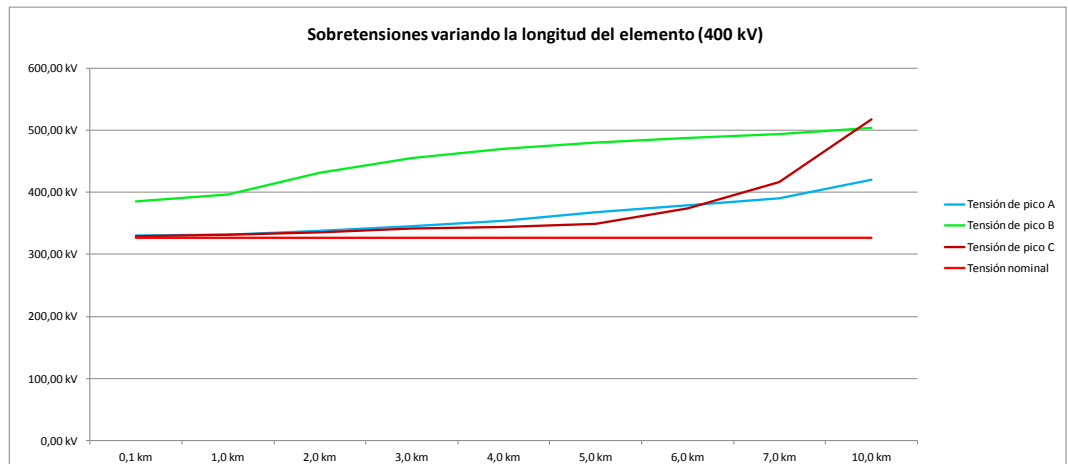


Figura 3.5.8.5. Gráfico de sobretensiones de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.

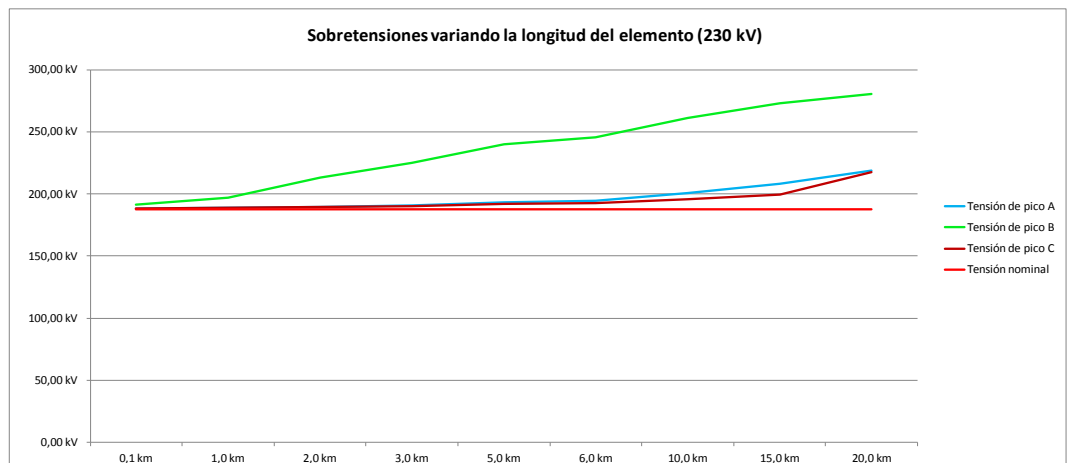


Figura 3.5.8.6. Gráfico de sobretensiones de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.

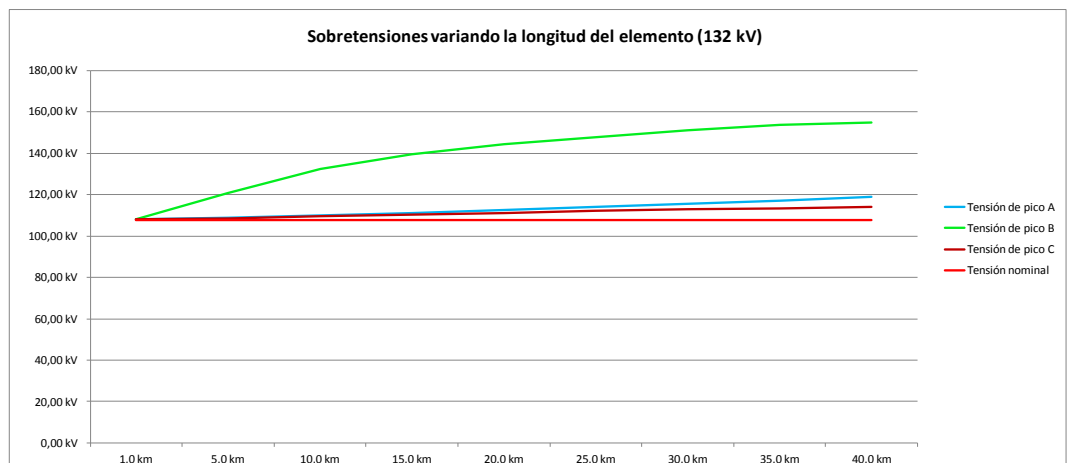


Figura 3.5.8.7. Gráfico de sobretensiones de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.5.8.1.

3.5.8.1. Simulación 1 - Cierre de un cable.

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
2	6.464 Ω 0.177591H	400 kV	Cable	1 km	1 s

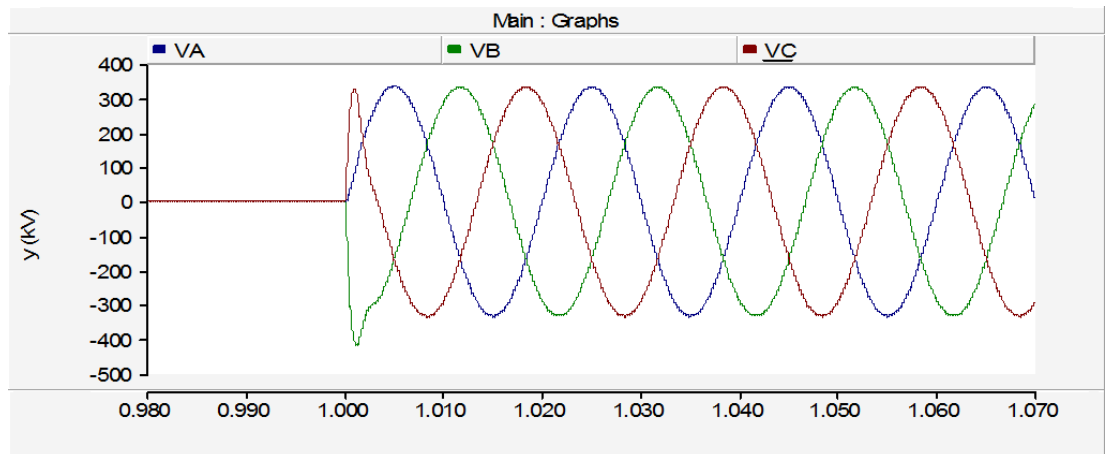


Figura 3.5.8.1.1. Tensiones en cierre de cable de 1 km.

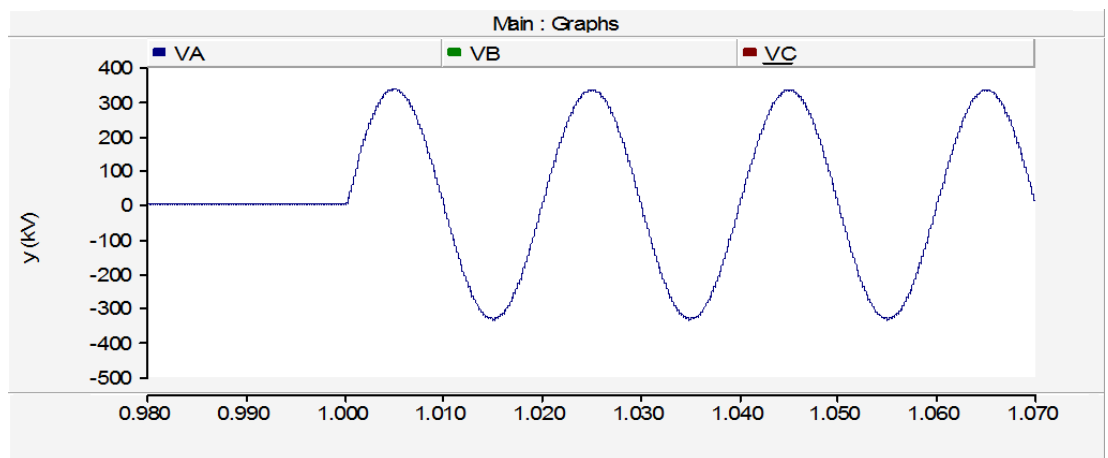


Figura 3.5.8.1.2. Tensión fase A en cierre de cable de 1 km.

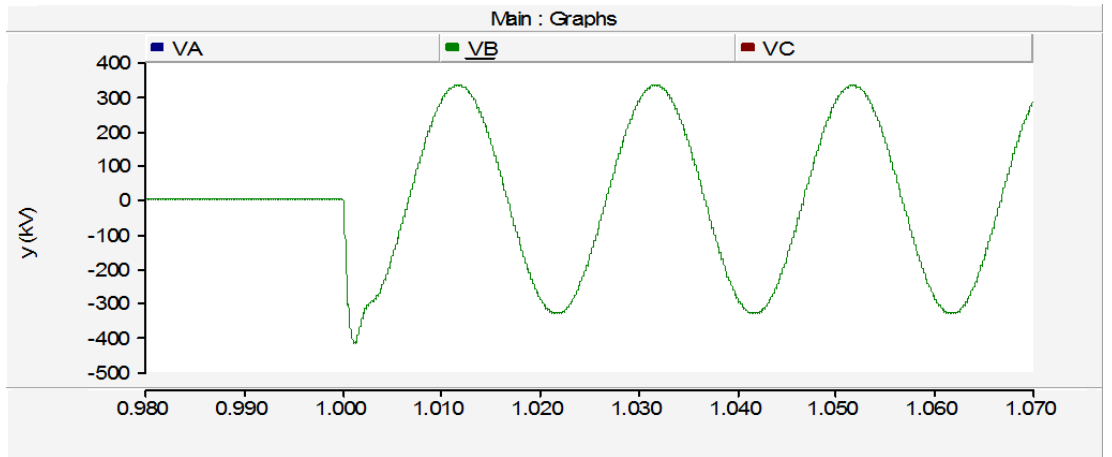


Figura 3.5.8.1.3. Tensión fase B en cierre de cable de 1 km.

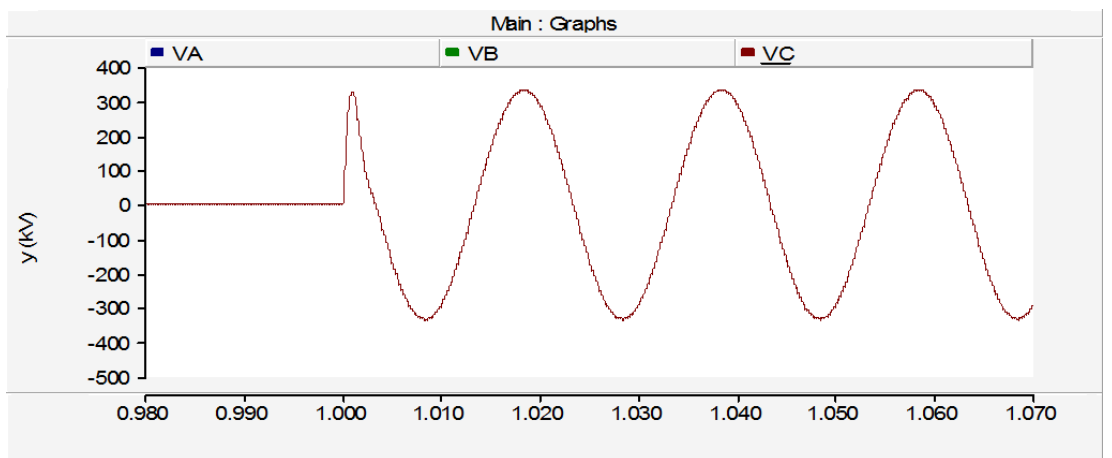


Figura 3.5.8.1.4. Tensión fase C en cierre de cable de 1 km.

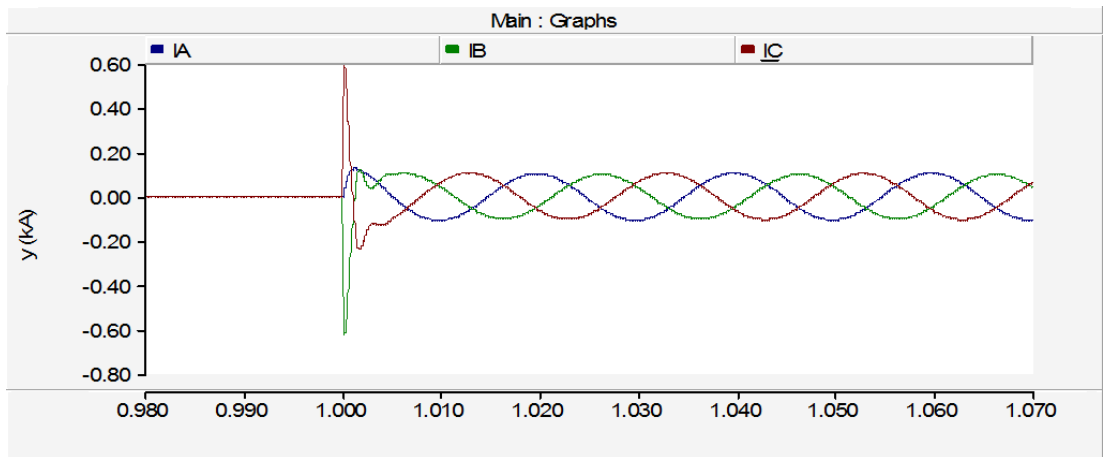


Figura 3.5.8.1.5. Intensidades en cierre de cable de 1 km.

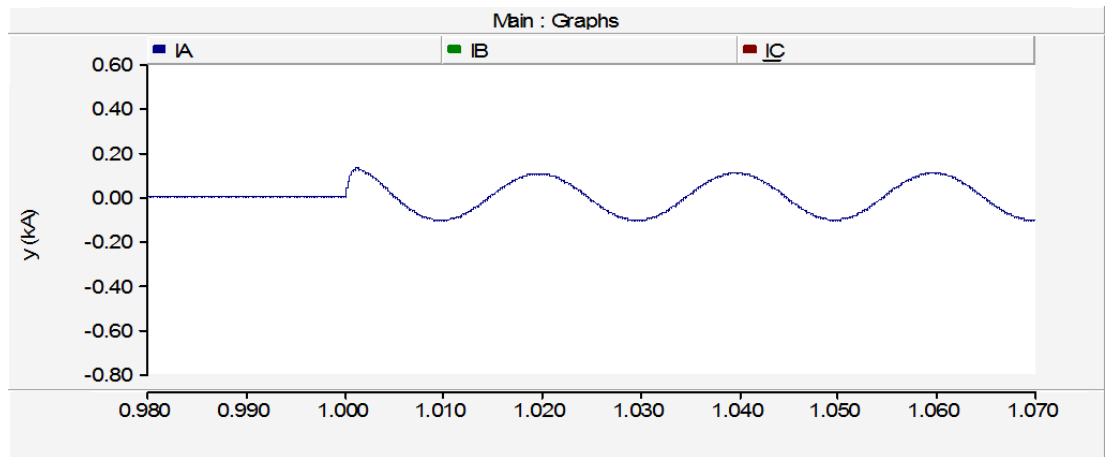


Figura 3.5.8.1.6. Intensidad fase A en cierre de cable de 1 km.

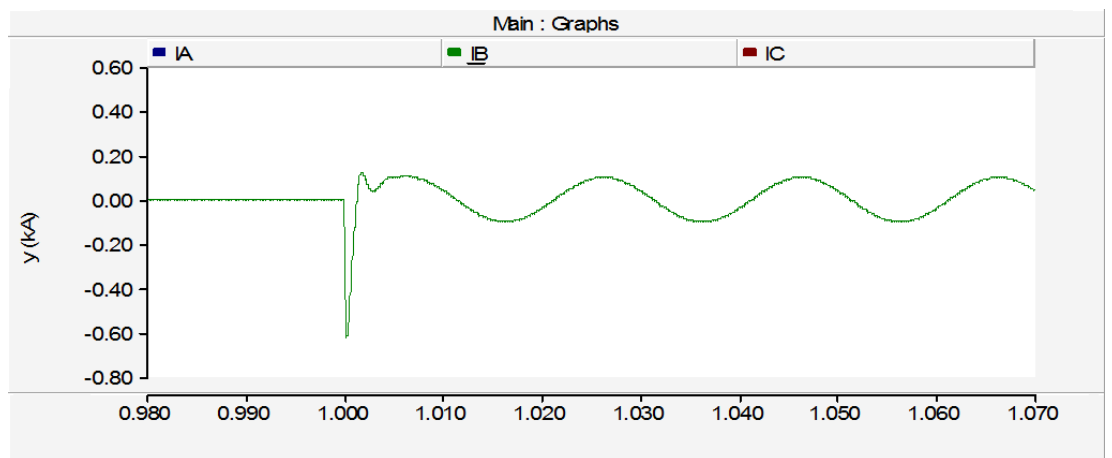


Figura 3.5.8.1.7. Intensidad fase B en cierre de cable de 1 km.

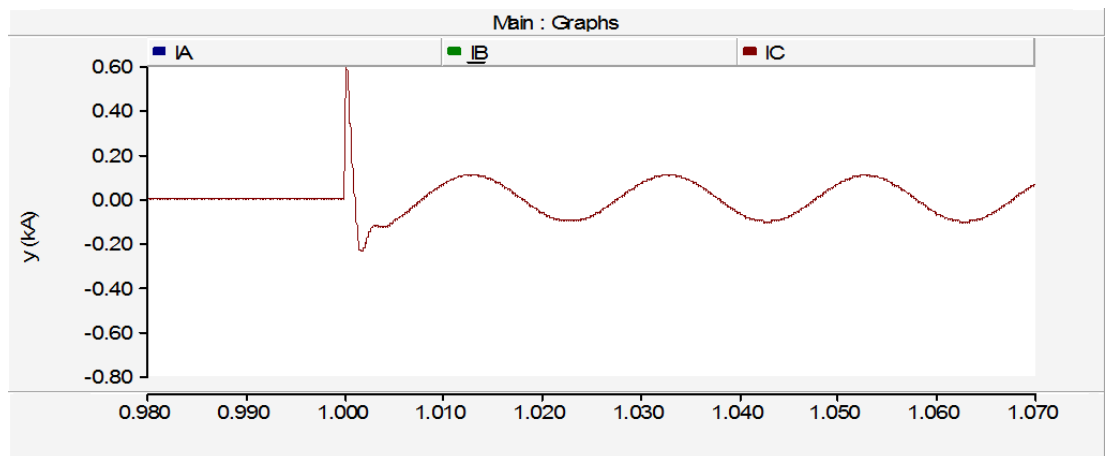


Figura 3.5.8.1.8. Intensidad fase C en cierre de cable de 1 km.

En la Figura 3.5.8.1.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un cable de 1 km, que coincide con un paso por cero de la tensión de la fase A. El comportamiento de un cable en vacío al energizarse es similar al de un banco de condensadores, se trata de la energización

de una carga capacitiva, por lo que el cierre corresponde con un mínimo de corriente de la misma fase.

La sobretensión producida solo alcanza un valor máximo instantáneo de 331.99 kV o lo que es lo mismo, 1.02 veces el máximo esperado. Por otro lado, la corriente producida es de 0.09 kA, la cual se puede considerar como una sobrecorriente despreciable respecto a la corriente máxima de pico en régimen permanente o de carga que circulara por el cable.

Por el contrario, la fase B y la fase C cierran a 1,33 ms del máximo de tensión. En el caso de la fase C corresponde al flanco de bajada tras un paso por un pico de tensión. Sin embargo, el caso de la fase B es peor, ya que corresponde al flanco de subida a un pico de tensión (negativo) y por lo tanto incrementa el valor de sobretensión en el momento de cierre, 396.46 kV, 1.21 veces el valor máximo de tensión esperado. Esto se traduce en valores de corriente de 0.58 kA para la fase B y 0.57 kA para la fase C, estos valores de corriente siguen sin ser elevados en comparación a la capacidad de transporte del cable.

Estos valores de sobretensión y sobrecorriente no se pueden considerar peligrosos para el sistema, el cable, el propio interruptor o resto de aparamenta existente en la instalación, ya que no llegan a alcanzar valores peligrosos de funcionamiento que provoquen el calentamiento y degradación del aislamiento.

3.5.8.2. Simulación 2 - Cierre de un cable.

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
3	6.464 Ω 0.177591H	400 kV	Cable	2 km	1 s

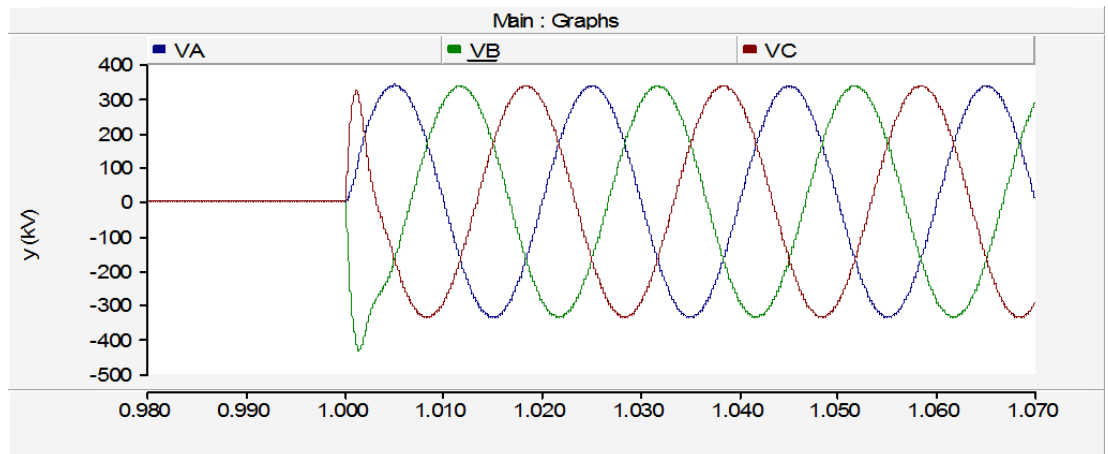


Figura 3.5.8.2.1. Tensiones en cierre de cable de 2 km.

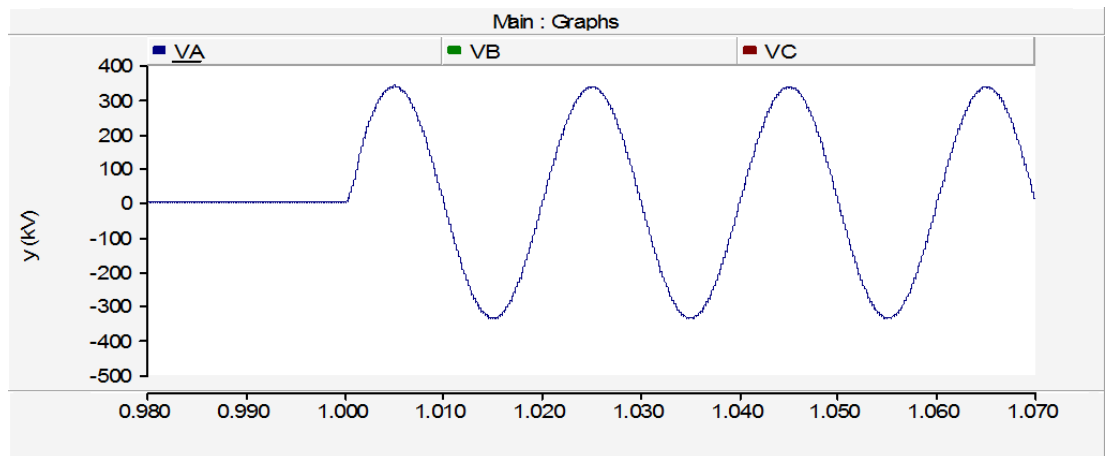


Figura 3.5.8.2.2. Tensión fase A en cierre de cable de 2 km.

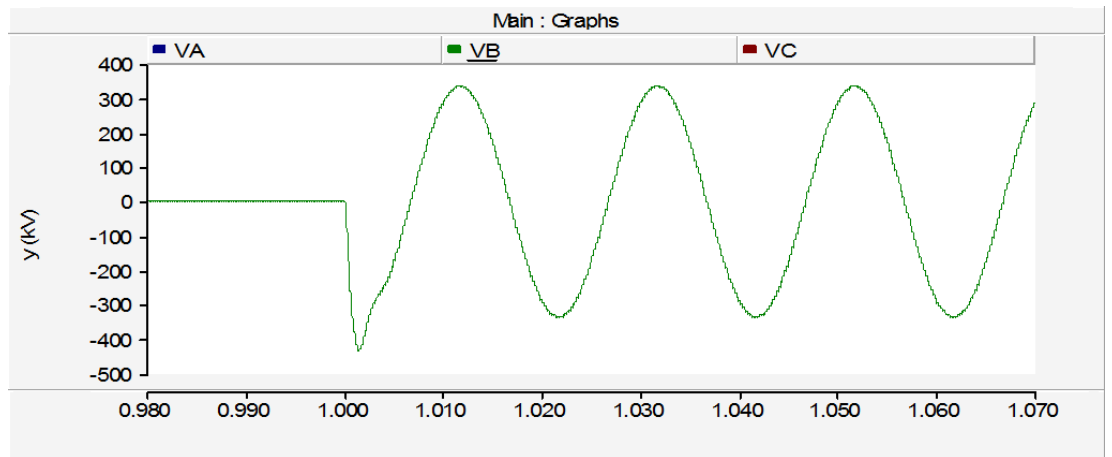


Figura 3.5.8.2.3. Tensión fase B en cierre de cable de 2 km.

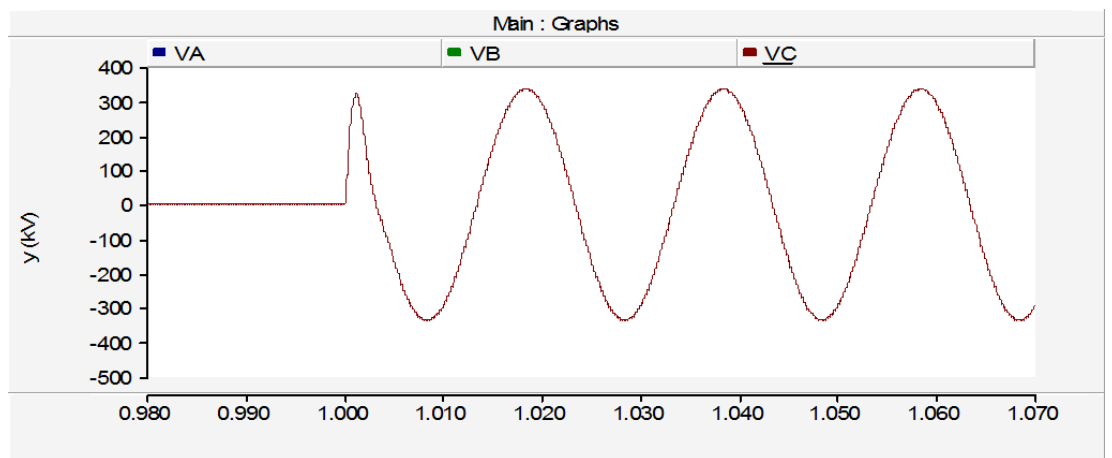


Figura 3.5.8.2.4. Tensión fase C en cierre de cable de 2 km.

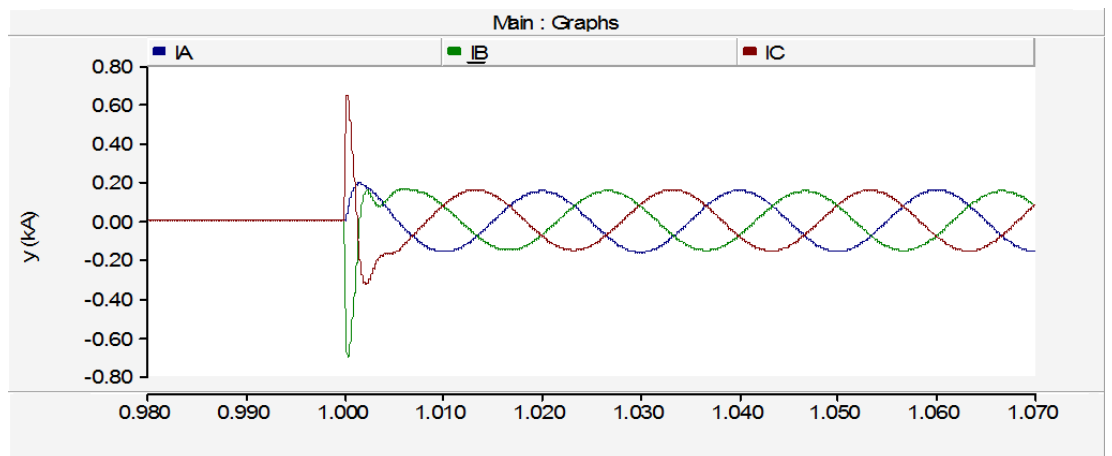


Figura 3.5.8.2.5. Intensidades en cierre de cable de 2 km.

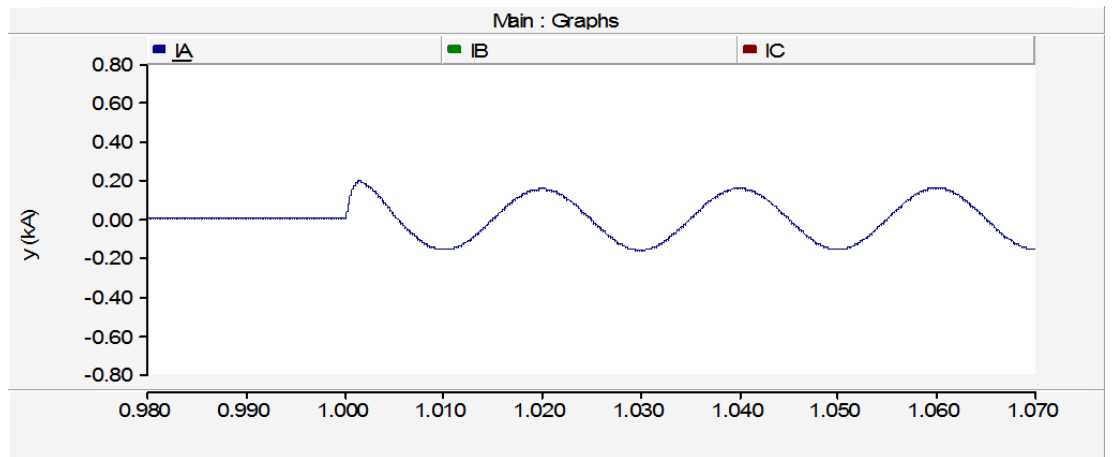


Figura 3.5.8.2.6. Intensidad fase A en cierre de cable de 2 km.

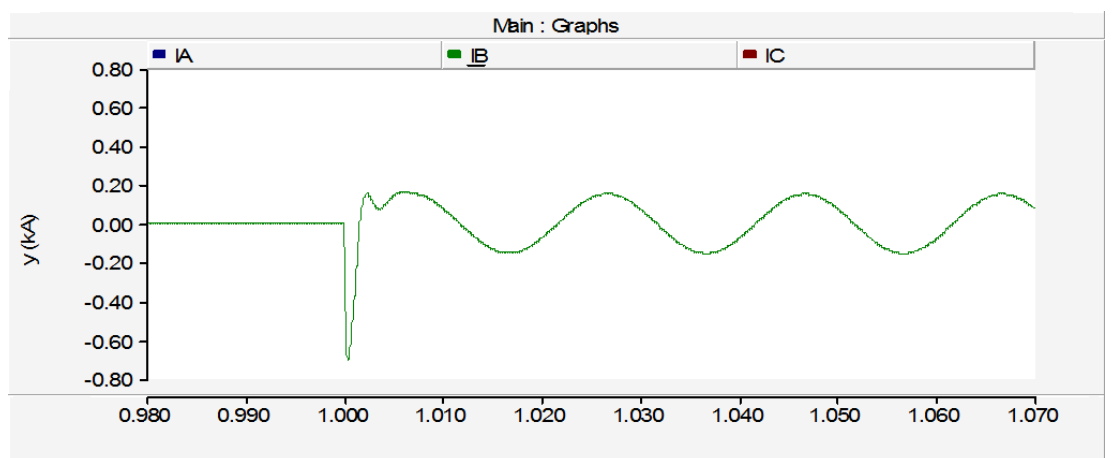


Figura 3.5.8.2.7. Intensidad fase B en cierre de cable de 2 km.

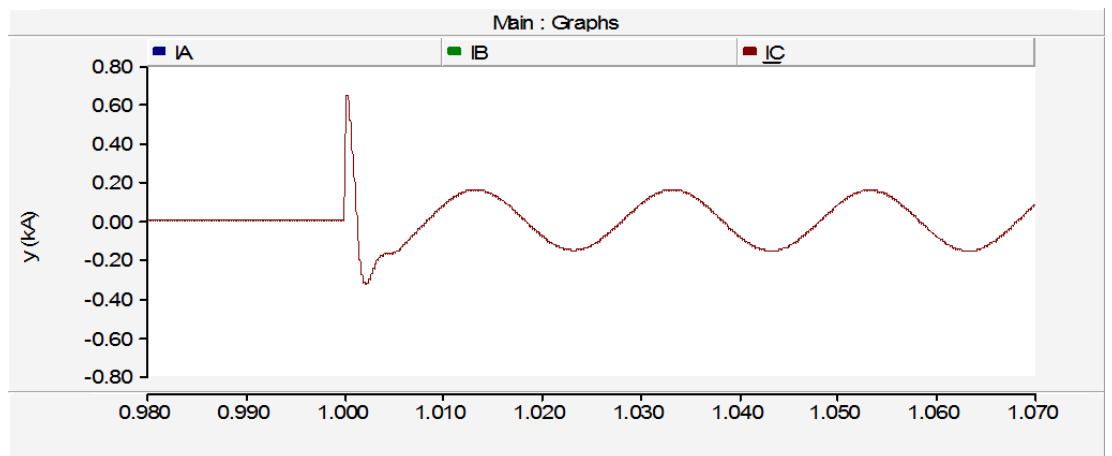


Figura 3.5.8.2.8. Intensidad fase C en cierre de cable de 2 km.

En la Figura 3.5.8.2.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un cable de 2 km, que coincide con un paso por cero de la tensión de la

fase A. Al tratarse de una carga capacitiva, el cierre corresponde con un mínimo de corriente de la misma fase.

La sobretensión producida solo alcanza un valor máximo instantáneo de 338.28 kV o lo que es lo mismo, 1.04 veces el máximo esperado. Por otro lado, la sobrecorriente producida es cercana a 0.19 kA, sin llegar a alcanzar el doble de la corriente de pico esperada para esta fase.

En el caso de las otras dos fases el cierre se produce cercano a máximos de tensión. En el caso de la fase C corresponde al flanco de bajada tras un paso por un pico de tensión y en la fase B a un flanco de subida (negativo) y por lo tanto se incrementa el valor de sobretensión en el momento de cierre, 431.42 kV, 1.32 veces el valor máximo de tensión esperado. Esto se traduce en valores de sobrecorriente de 0.71 kA para la fase B y 0.65 kA para la fase C.

Estos valores de sobretensión y sobrecorriente deben empezar a ser considerados como no deseados para el cierre del cable, ya que provocarían un envejecimiento prematuro de la aparatada del circuito, debido a que se podría ocasionar una degradación y desgaste en las cámaras del interruptor y calentamiento o perforación en el aislamiento del cable. Como consecuencia, será necesario realizar un mayor mantenimiento en la aparatada, sustitución de las cámaras por perforaciones en el teflón y reducirá considerablemente la vida útil del interruptor. También será necesaria la revisión periódica del cable para la detección de puntos calientes y descargas parciales en el aislamiento del mismo, aunque obviamente dependerá del grado de aislamiento de los elementos de la instalación.

También se puede observar la presencia de armónicos de diversos órdenes en el transitorio de inserción los cuales se estabilizan en el primer semiciclo tras el cierre.

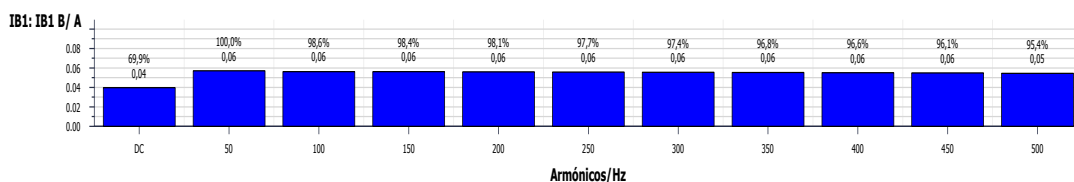


Figura 3.5.8.2.9. Armónicos ocasionados en el máximo de intensidad de la fase B en cierre de cable de 2 km.

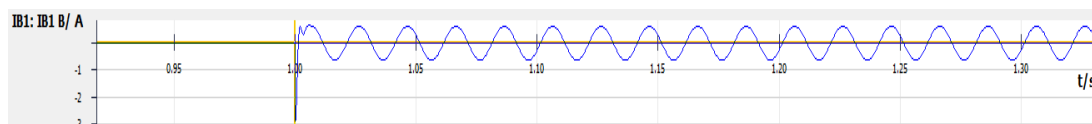


Figura 3.5.8.2.10. Intensidad fase B en cierre de cable de 2 km.

3.5.8.3. Simulación 3 - Cierre de un cable.

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
14	1.95536 Ω 0.053721H	230 kV	Cable	5 km	1 s

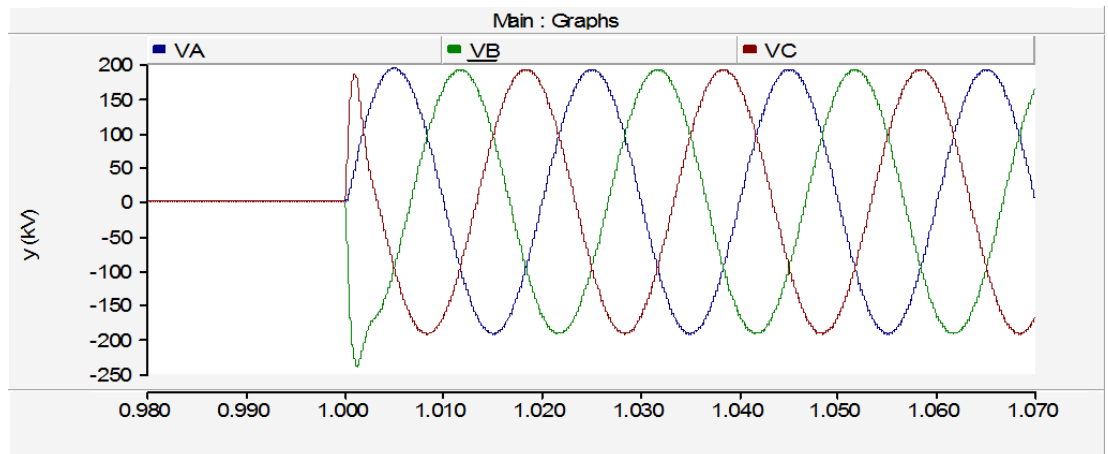


Figura 3.5.8.3.1. Tensiones en cierre de cable de 5 km.

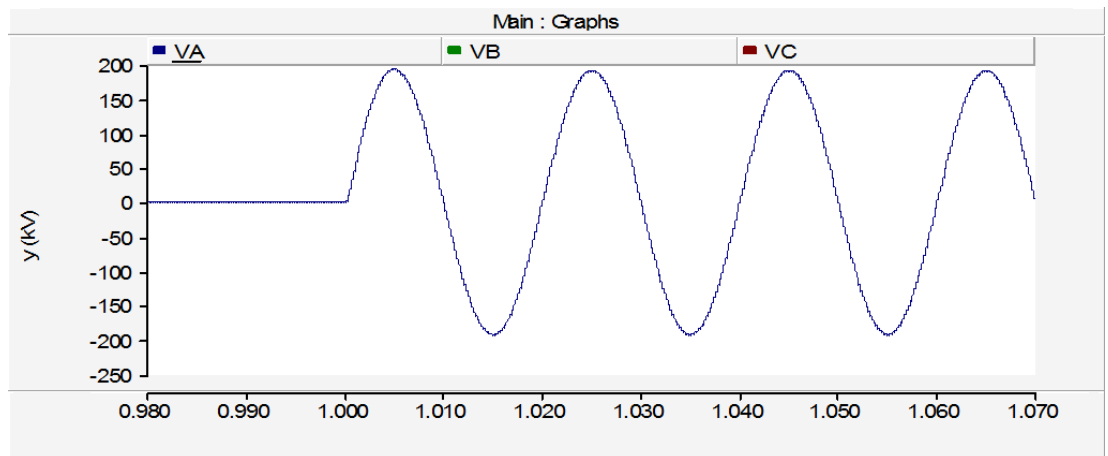


Figura 3.5.8.3.2. Tensión fase A en cierre de cable de 5 km.

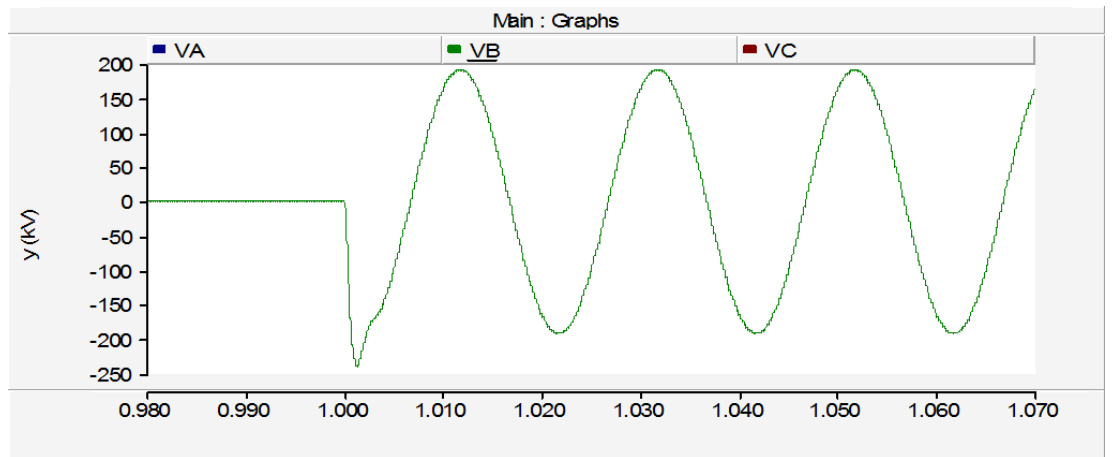


Figura 3.5.8.3.3. Tensión fase B en cierre de cable de 5 km.

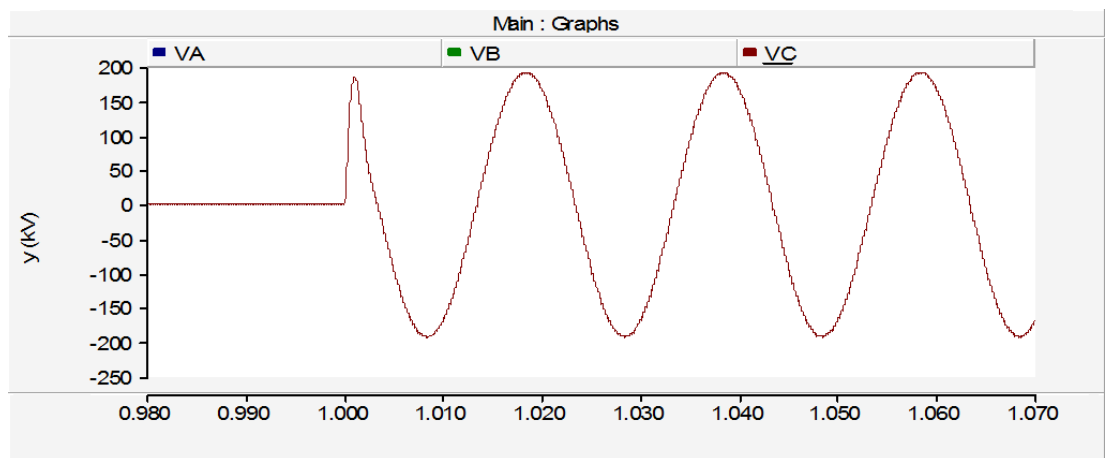


Figura 3.5.8.3.4. Tensión fase C en cierre de cable de 5 km.

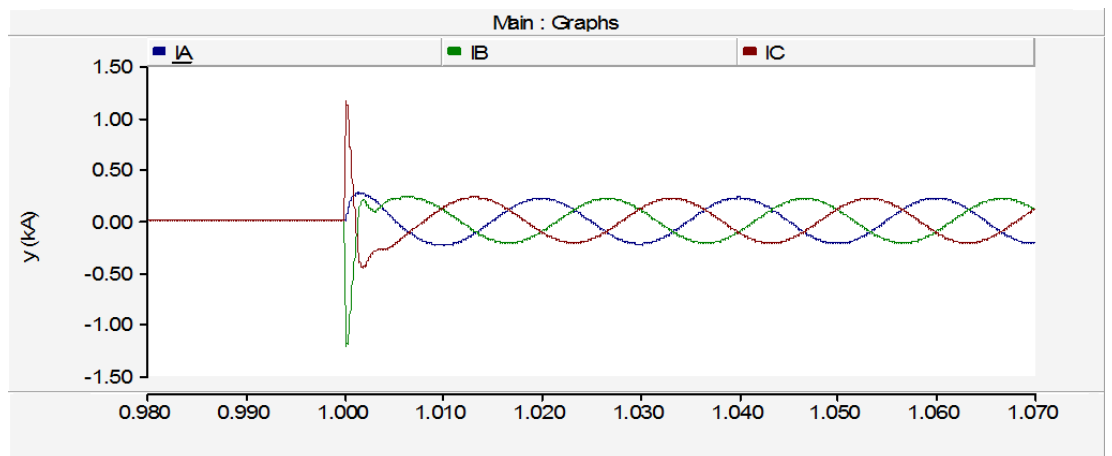


Figura 3.5.8.3.5. Intensidades en cierre de cable de 5 km.

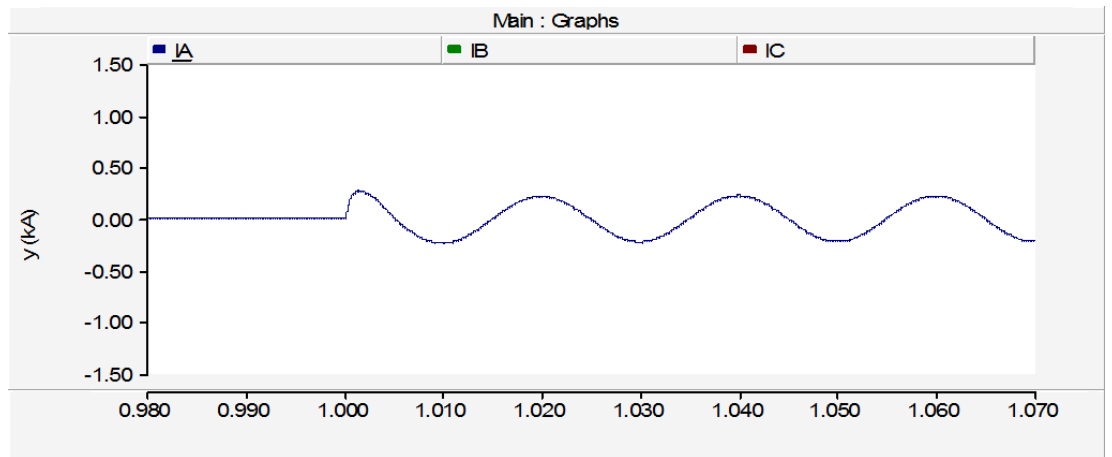


Figura 3.5.8.3.6. Intensidad fase A en cierre de cable de 5 km.

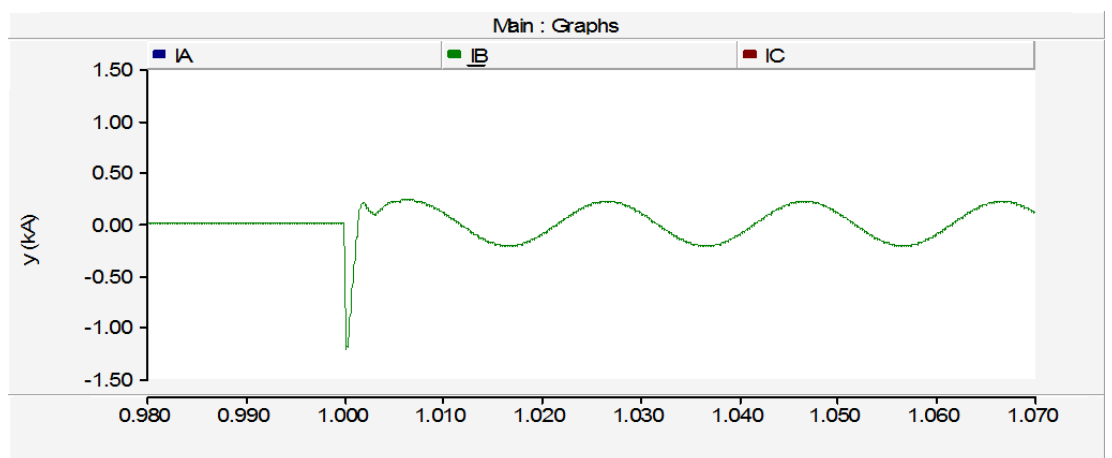


Figura 3.5.8.3.7. Intensidad fase B en cierre de cable de 5 km.

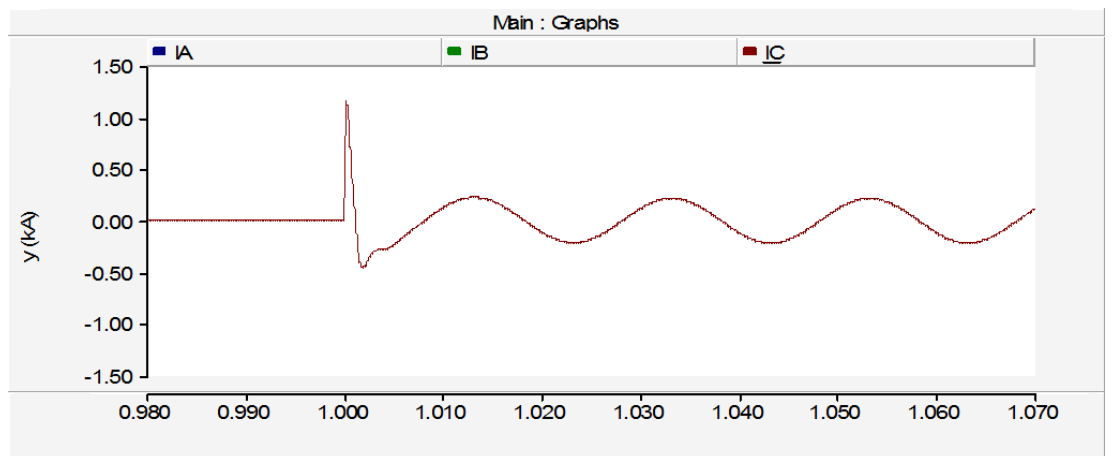


Figura 3.5.8.3.8. Intensidad fase C en cierre de cable de 5 km.

En la Figura 3.5.8.3.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un cable de 5 km de longitud.

La tensión compuesta a la que se conecta dicho elemento son 230 kV.

En esta simulación se experimentan los valores más altos de tensión y de intensidad en la fase B, siendo estos de 239.72 kV (1.28 p.u.) y 1.21 kA. Estos valores están al límite de lo considerado como valores potencialmente perjudiciales para la aparamenta o el propio aislamiento del cable, aunque siempre dependerá del grado y calidad de los elementos del circuito y las instalaciones implicadas.

3.5.8.4. Simulación 4 - Cierre de un cable.

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
15	1.95536 Ω 0.053721H	230 kV	Cable	6 km	1 s

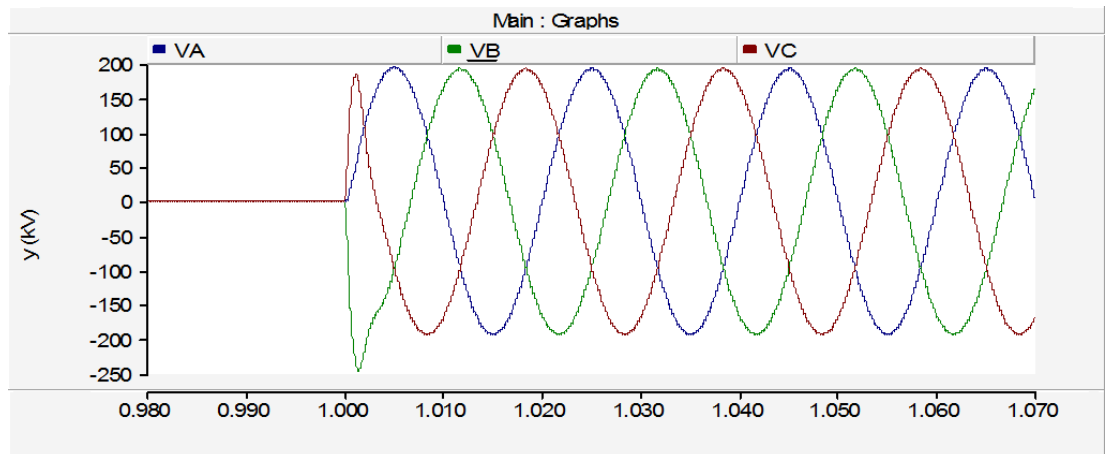


Figura 3.5.8.4.1. Tensiones en cierre de cable de 6 km.

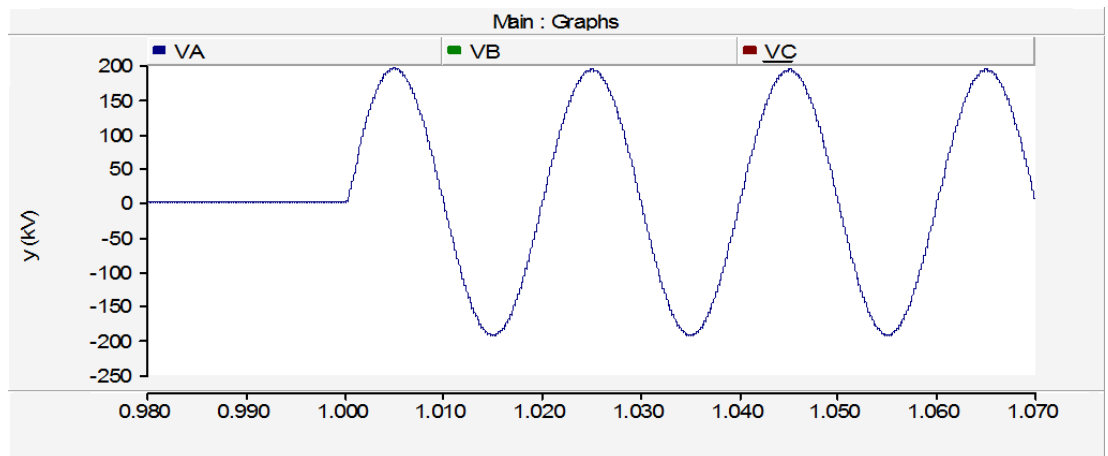


Figura 3.5.8.4.2. Tensión fase A en cierre de cable de 6 km.

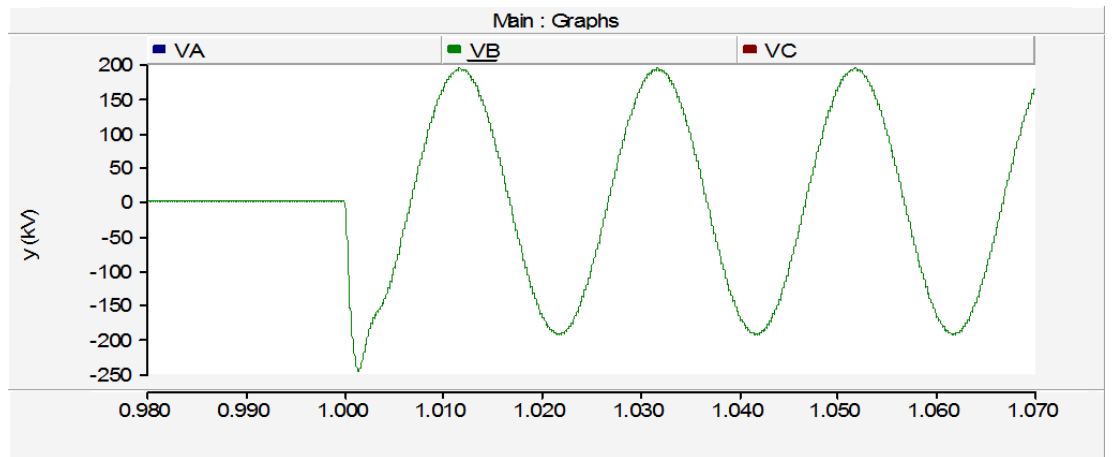


Figura 3.5.8.4.3. Tensión fase B en cierre de cable de 6 km.

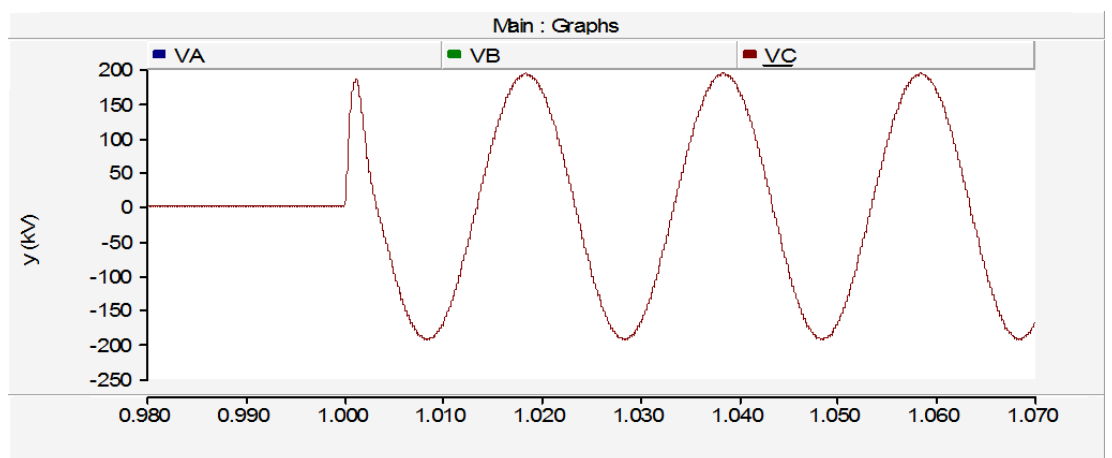


Figura 3.5.8.4.4. Tensión fase C en cierre de cable de 6 km.

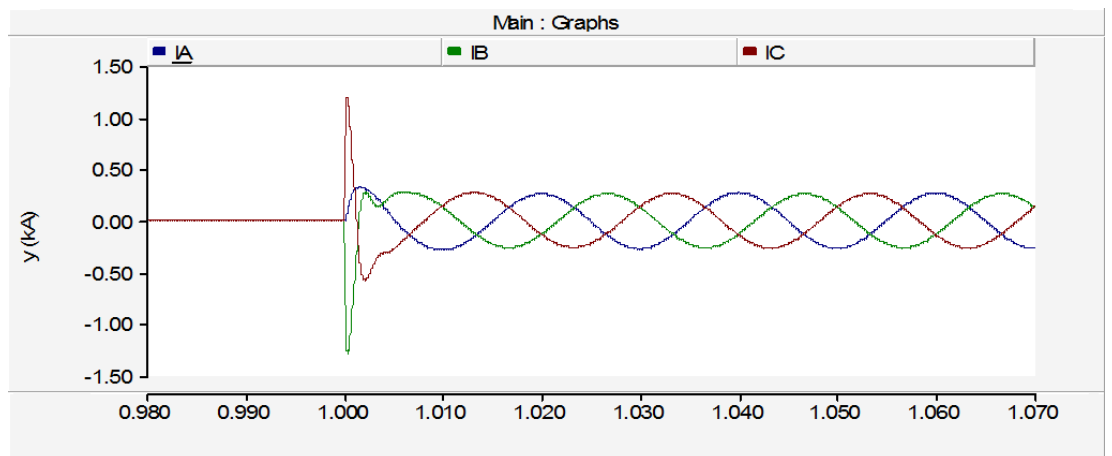


Figura 3.5.8.4.5. Intensidades en cierre de cable de 6 km.

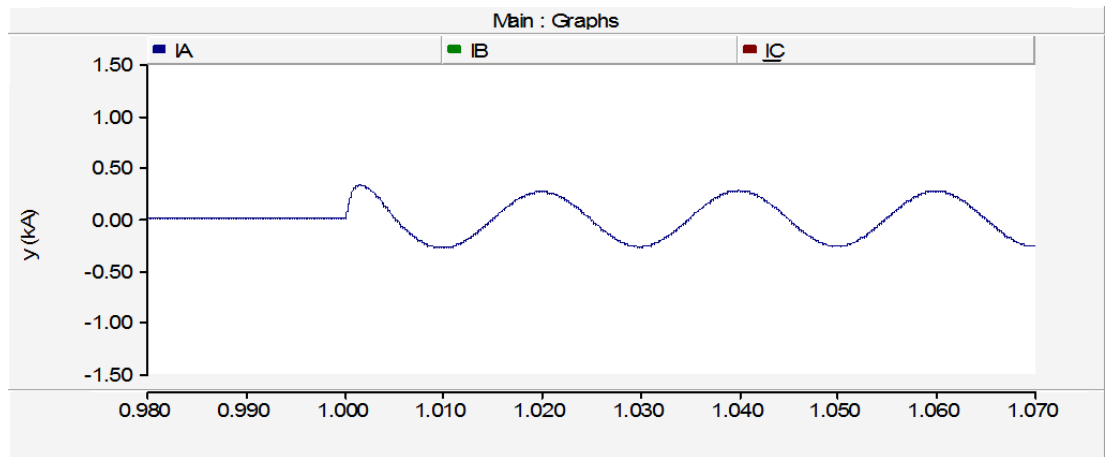


Figura 3.5.8.4.6. Intensidad fase A en cierre de cable de 6 km.

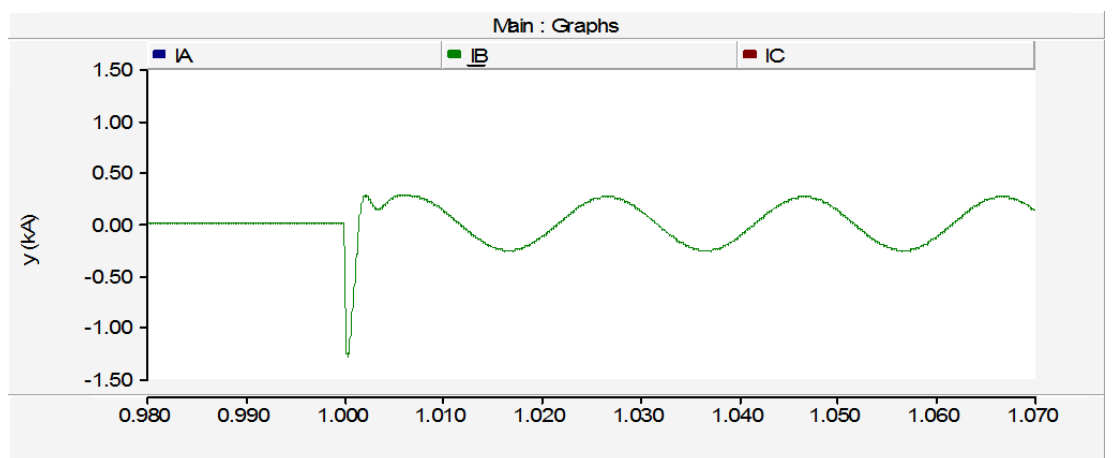


Figura 3.5.8.4.7. Intensidad fase B en cierre de cable de 6 km.

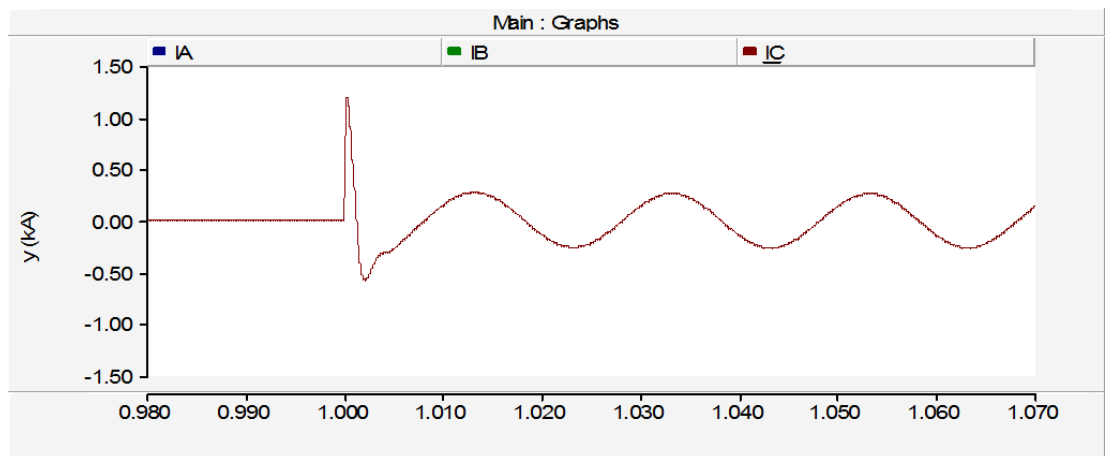


Figura 3.5.8.4.8. Intensidad fase C en cierre de cable de 6 km.

En la Figura 3.5.8.4.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un cable de 6 km de longitud.

La tensión compuesta a la que se conecta dicho elemento son 230 kV.

En esta simulación se experimentan los valores más altos de tensión y de intensidad en la fase B, siendo estos de 245.40 kV (1.31 p.u.) y 1.30 kA.

Nuevamente se alcanzan los valores límites que han sido considerados en el proyecto como valores que ponen en riesgo o al menos hacen evaluable la posibilidad de tratar de reducir estos efectos para salvaguardar la integridad de la aparamenta y aislamiento del cable.

3.5.8.5. Simulación 5 - Cierre de un cable.

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
22	0.70393 Ω 0.01934H	132 kV	Cable	15 km	1 s

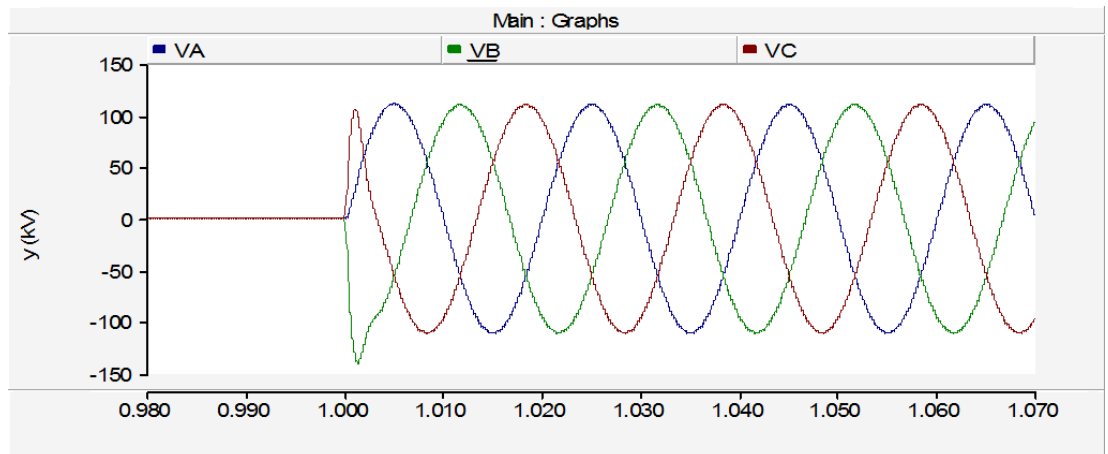


Figura 3.5.8.5.1. Tensiones en cierre de cable de 15 km.

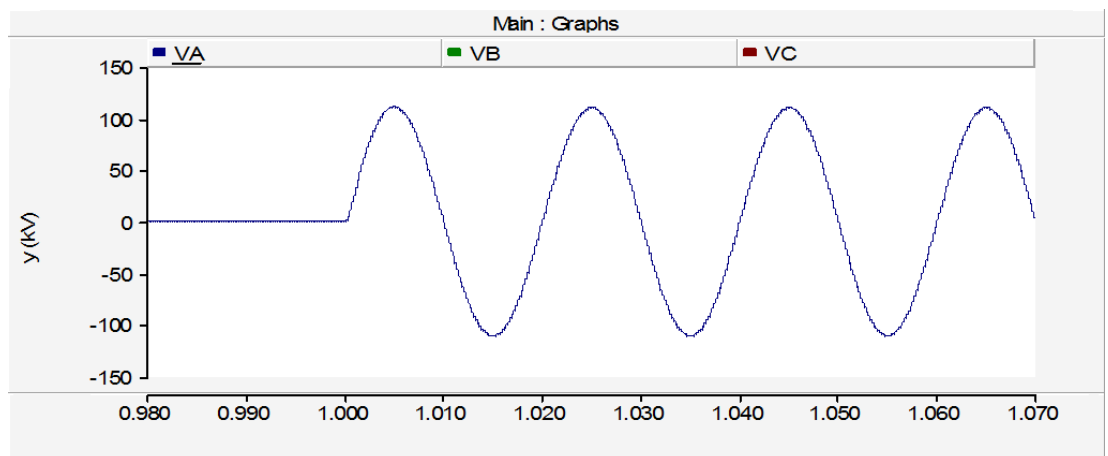


Figura 3.5.8.5.2. Tensión fase A en cierre de cable de 15 km.

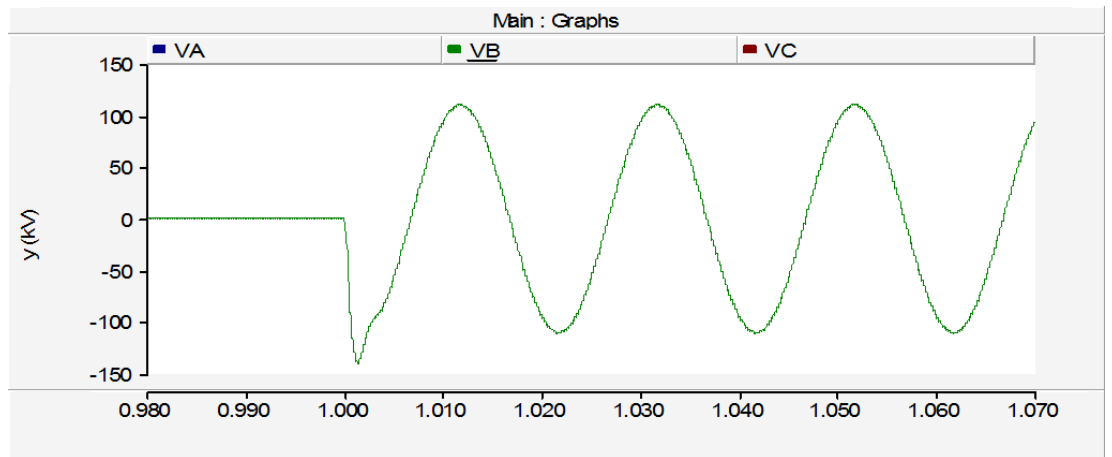


Figura 3.5.8.5.3. Tensión fase B en cierre de cable de 15 km.

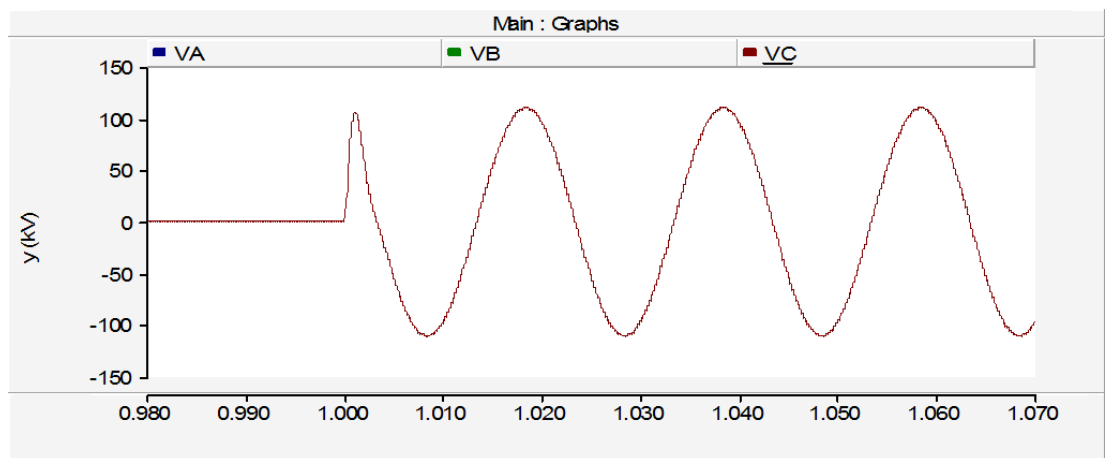


Figura 3.5.8.5.4. Tensión fase C en cierre de cable de 15 km.

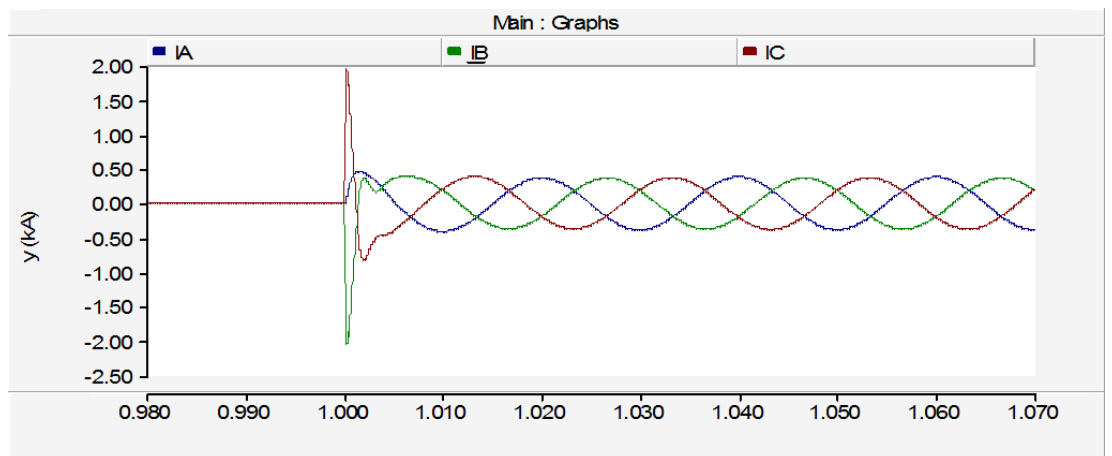


Figura 3.5.8.5.5. Intensidades en cierre de cable de 15 km.

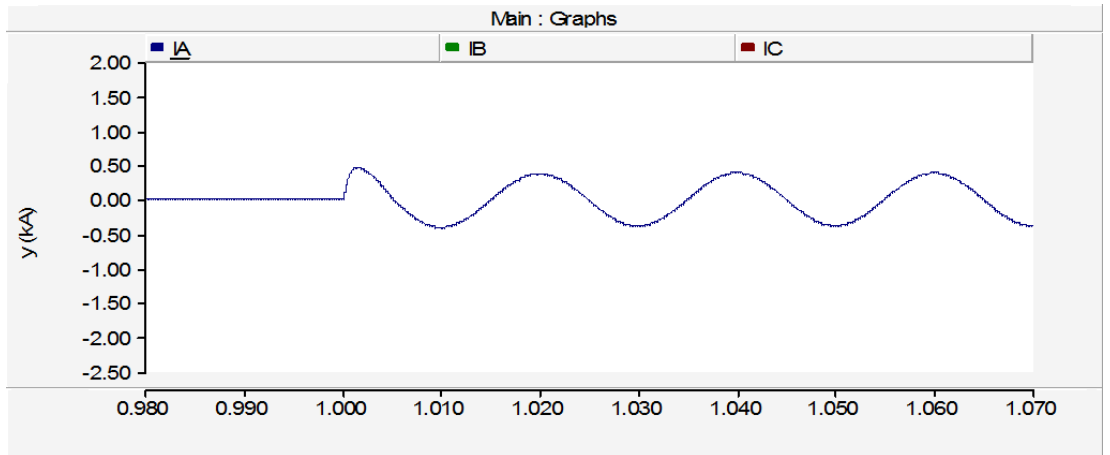


Figura 3.5.8.5.6. Intensidad fase A en cierre de cable de 15 km.

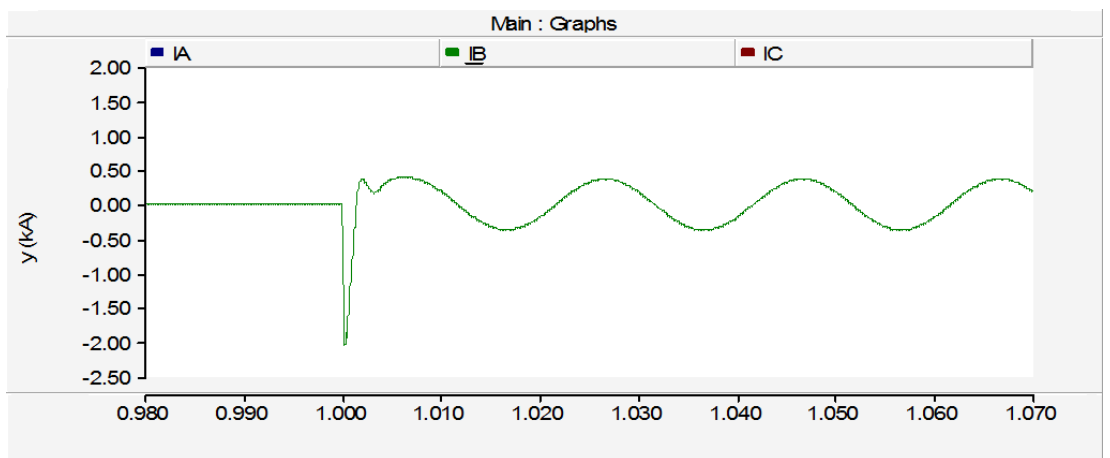


Figura 3.5.8.5.7. Intensidad fase B en cierre de cable de 15 km.

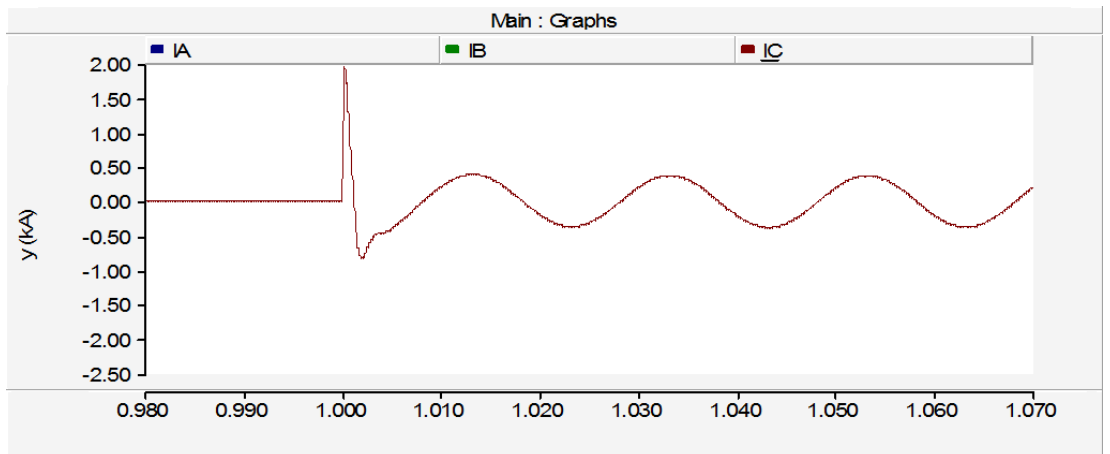


Figura 3.5.8.5.8. Intensidad fase C en cierre de cable de 15 km.

En la Figura 3.5.8.5.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un cable de 5 km de longitud.

La tensión compuesta a la que se conecta dicho elemento son 132 kV.

En esta simulación se experimentan los valores más altos de tensión y de intensidad en la fase B, siendo estos de 139.35 kV (1.29 p.u.) y 2.11 kA.

3.5.8.6. Simulación 6 - Cierre de un cable.

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
23	0.70393 Ω 0.01934H	132 kV	Cable	20 km	1 s

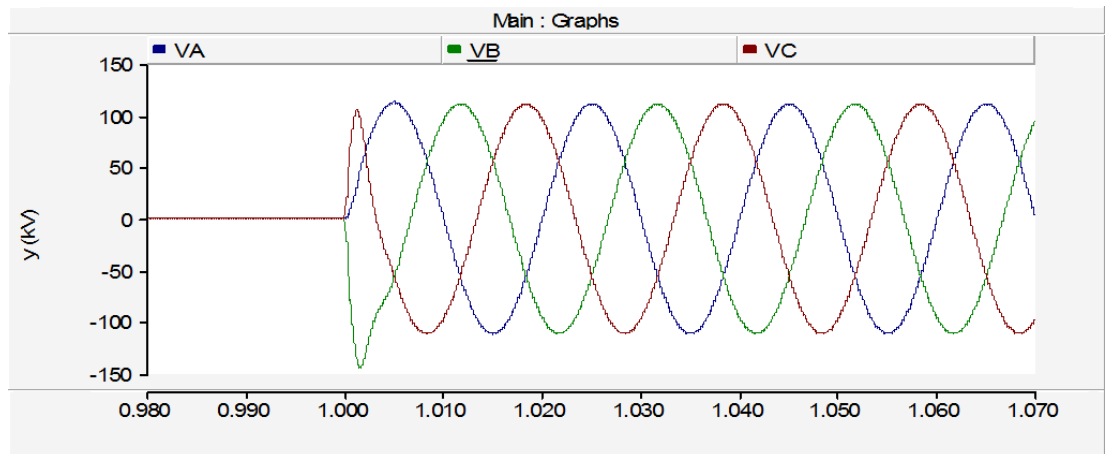


Figura 3.5.8.6.1. Tensiones en cierre de cable de 20 km.

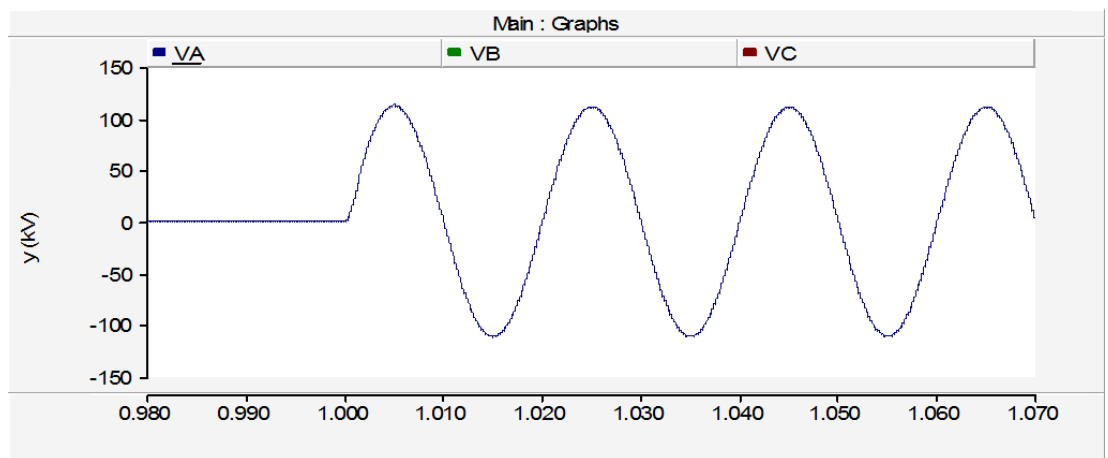


Figura 3.5.8.6.2. Tensión fase A en cierre de cable de 20 km.

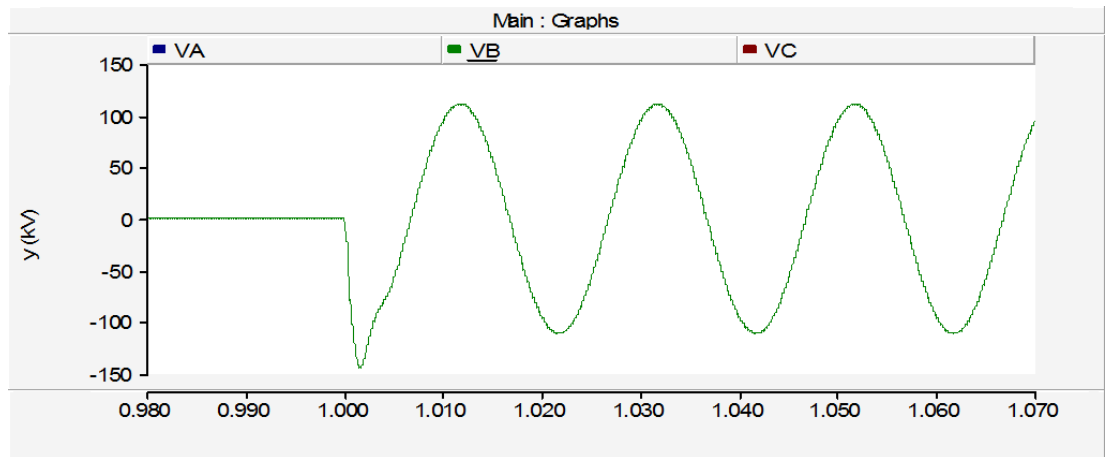


Figura 3.5.8.6.3. Tensión fase B en cierre de cable de 20 km.

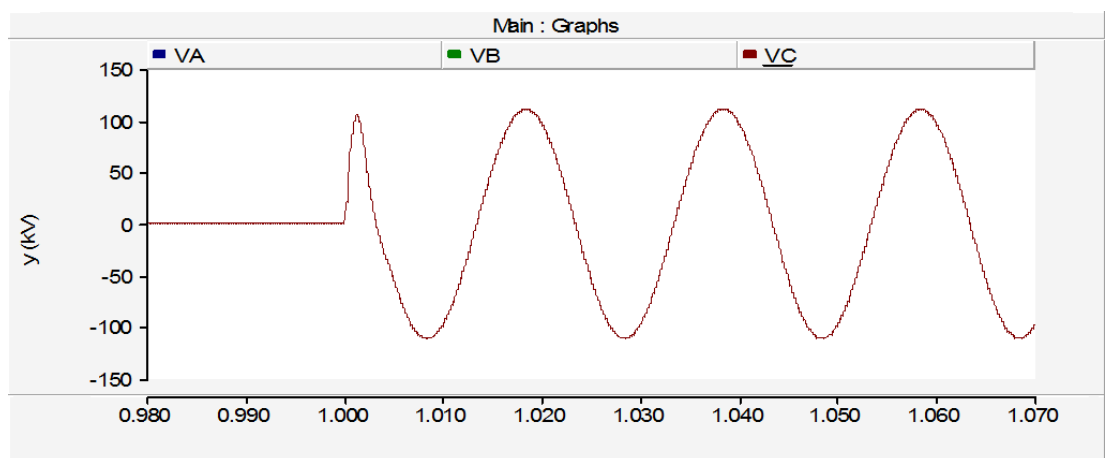


Figura 3.5.8.6.4. Tensión fase C en cierre de cable de 20 km.

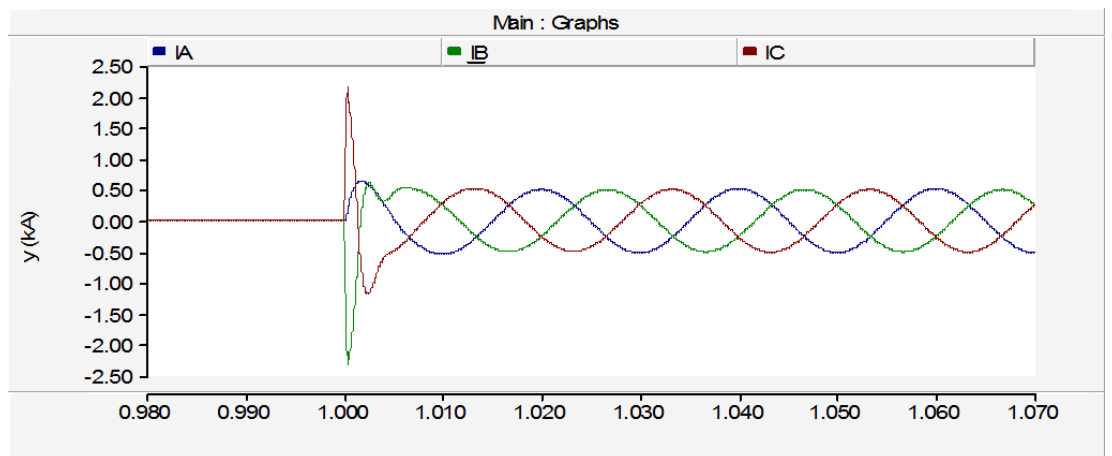


Figura 3.5.8.6.5. Intensidades en cierre de cable de 20 km.

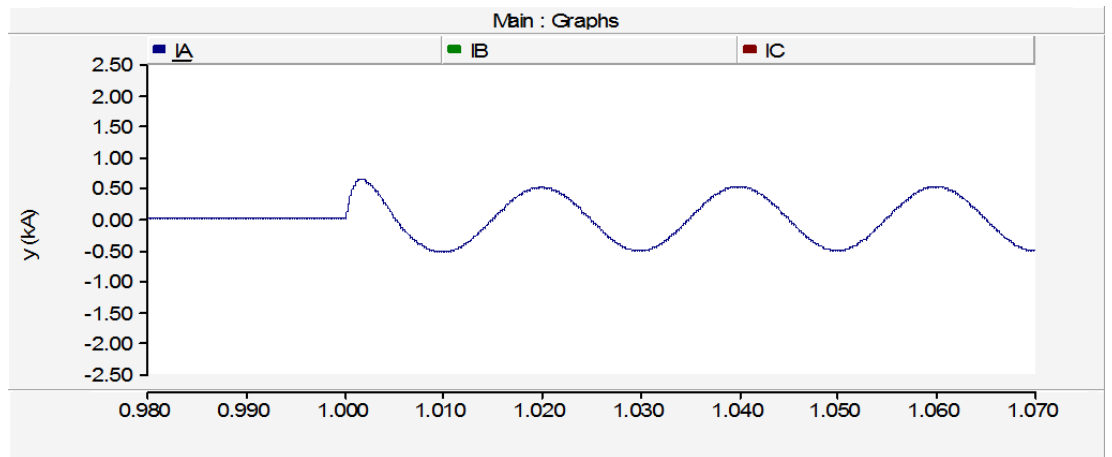


Figura 3.5.8.6.6. Intensidad fase A en cierre de cable de 20 km.

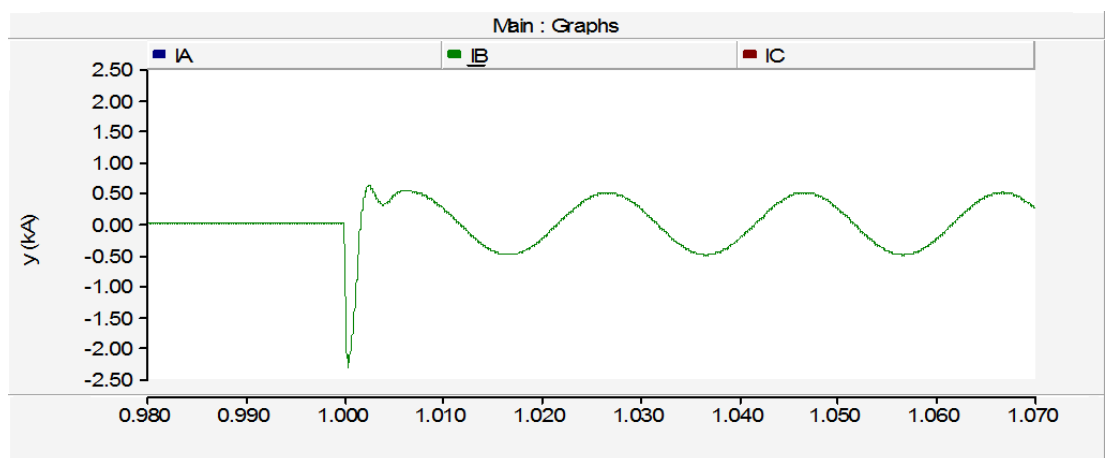


Figura 3.5.8.6.7. Intensidad fase B en cierre de cable de 20 km.

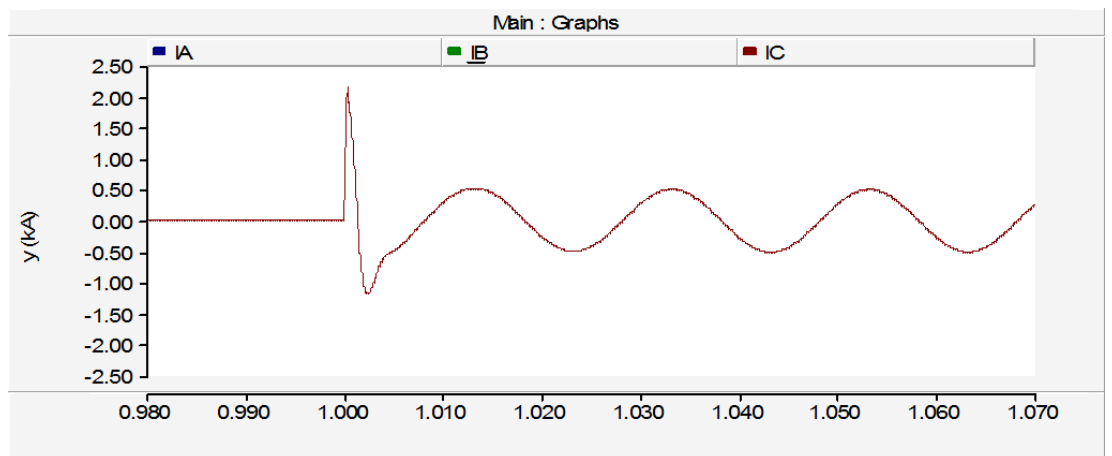


Figura 3.5.8.6.8. Intensidad fase C en cierre de cable de 20 km.

En la Figura 3.5.8.6.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un cable de 20 km de longitud.

La tensión compuesta a la que se conecta dicho elemento son 132 kV.

En esta simulación se experimentan los valores más altos de tensión y de intensidad en la fase B, siendo estos de 144.47 kV (1.34 p.u.) y 2.37 kA.

Estos valores se encuentran en el límite que se ha marcado en el proyecto para tratar de mitigar los efectos producidos en el cierre y así tratar de mitigar el sufrimiento del aislamiento de los elementos y el cable.

3.5.9. Simulaciones de apertura tripolar de líneas subterráneas

Se han realizado simulaciones de apertura de cables modificando las variables de tensión y longitud. Las aperturas solo se han considerando desde el extremo que des-energiza el cable, es decir, el extremo que abre en segundo lugar, ya que es el caso en el cual el comportamiento es capacitivo. La apertura del extremo que des-acopla no es controlable, ya que dependerá de la carga que tenga conectada.

Debido a las limitaciones de licencia del PSCAD no se han podido realizar simulaciones de reencendidos, por lo que no se pueden generar las sobretensiones producidas a causa del arco eléctrico existente en la cámara del interruptor en la apertura.

Las únicas magnitudes que se disponen para evaluar el comportamiento y afectaciones en la apertura serán: la capacidad de corte capacitivo del interruptor y la corriente real en el instante de apertura mecánica del interruptor.

Simulaciones variando la tensión y la longitud del cable

A continuación se muestran los resultados tras las simulaciones realizadas variando la tensión y la longitud del cable. Se han realizado un total de 27 simulaciones con referencia en la tensión de la fase A. Estas se dividen en tres niveles de tensión, 400 kV, 220 kV y 132 kV. Dentro de cada nivel de tensión se han estudiado diferentes valores de longitudes de los cables. Los resultados se muestran en la tabla 3.5.9.1, en la que se podrá ver para cada simulación la tensión compuesta del nudo al que se conecta el cable, la longitud del cable, intensidad y tensión nominal, los tiempo de apertura de cada fase, el tiempo de duración del arco eléctrico y el valor real y por unidad de la tensión producida. Estos datos se representan en los gráficos 3.5.9.2 y 3.5.9.3.

El esquema adoptado para las simulaciones es el siguiente:

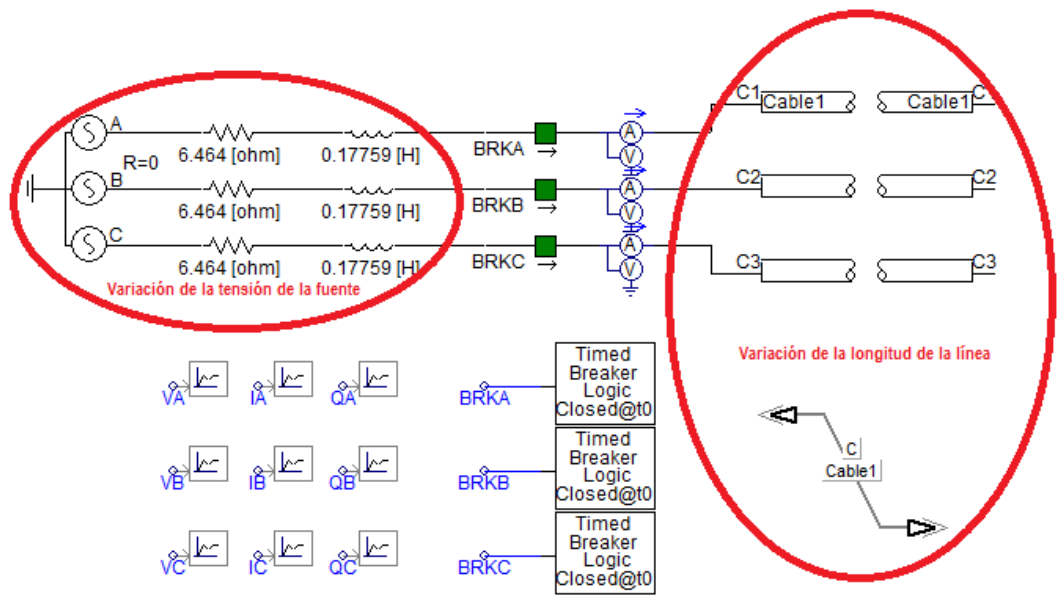


Figura 3.5.9.1. Esquema de la simulación de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.

LONGITUD DEL ELEMENTO VARIABLE													
Prueba Nº	Tensión compuesta	Longitud	Intensidad absorbida	Tensión nominal	Orden de apertura	Apertura fase A	Tiempo de arco	Apertura fase B	Tiempo de arco	Apertura fase C	Tiempo de arco	Sobretensión	Tensión PU
1	400,00 kV	0,1 km	0,04 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
2	400,00 kV	1,0 km	0,07 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
3	400,00 kV	2,0 km	0,16 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
4	400,00 kV	3,0 km	0,24 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
5	400,00 kV	4,0 km	0,32 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
6	400,00 kV	5,0 km	0,41 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0003 s	0,0003 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
7	400,00 kV	6,0 km	0,49 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0018 s	0,0018 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
8	400,00 kV	7,0 km	0,58 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0024 s	0,0024 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
9	400,00 kV	10,0 km	0,87 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0033 s	0,0033 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0061 s	0,0061 s	326,60 kV	1,00
10	230,00 kV	0,1 km	0,03 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
11	230,00 kV	1,0 km	0,04 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
12	230,00 kV	2,0 km	0,09 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
13	230,00 kV	3,0 km	0,13 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
14	230,00 kV	5,0 km	0,22 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
15	230,00 kV	6,0 km	0,26 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0009 s	0,0009 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
16	230,00 kV	10,0 km	0,44 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0030 s	0,0030 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
17	230,00 kV	15,0 km	0,67 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0037 s	0,0037 s	10,0004 s	0,0004 s	10,0070 s	0,0070 s	187,79 kV	1,00
18	230,00 kV	20,0 km	0,91 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0040 s	0,0040 s	10,0007 s	0,0007 s	10,0074 s	0,0074 s	187,79 kV	1,00
19	132,00 kV	1,0 km	0,03 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	107,78 kV	1,00
20	132,00 kV	5,0 km	0,12 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	107,78 kV	1,00
21	132,00 kV	7,0 km	0,17 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0016 s	0,0016 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	107,78 kV	1,00
22	132,00 kV	10,0 km	0,25 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0028 s	0,0028 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	107,78 kV	1,00
23	132,00 kV	12,0 km	0,30 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0033 s	0,0033 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	107,78 kV	1,00
24	132,00 kV	15,0 km	0,38 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0036 s	0,0036 s	10,0003 s	0,0003 s	10,0069 s	0,0069 s	107,78 kV	1,00
25	132,00 kV	20,0 km	0,51 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0041 s	0,0041 s	10,0007 s	0,0007 s	10,0074 s	0,0074 s	107,78 kV	1,00
26	132,00 kV	30,0 km	0,79 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0044 s	0,0044 s	10,0010 s	0,0010 s	10,0077 s	0,0077 s	107,78 kV	1,00
27	132,00 kV	40,0 km	1,07 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0045 s	0,0045 s	10,0012 s	0,0012 s	10,0078 s	0,0078 s	107,78 kV	1,00

Tabla 3.5.9.1. Resultado de las simulaciones de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.



Figura 3.5.9.2. Gráfico de tiempo de arco de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.



Figura 3.5.9.3. Gráfico de tiempos de arco de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.



Figura 3.5.9.4. Gráfico de tiempos de arco de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.

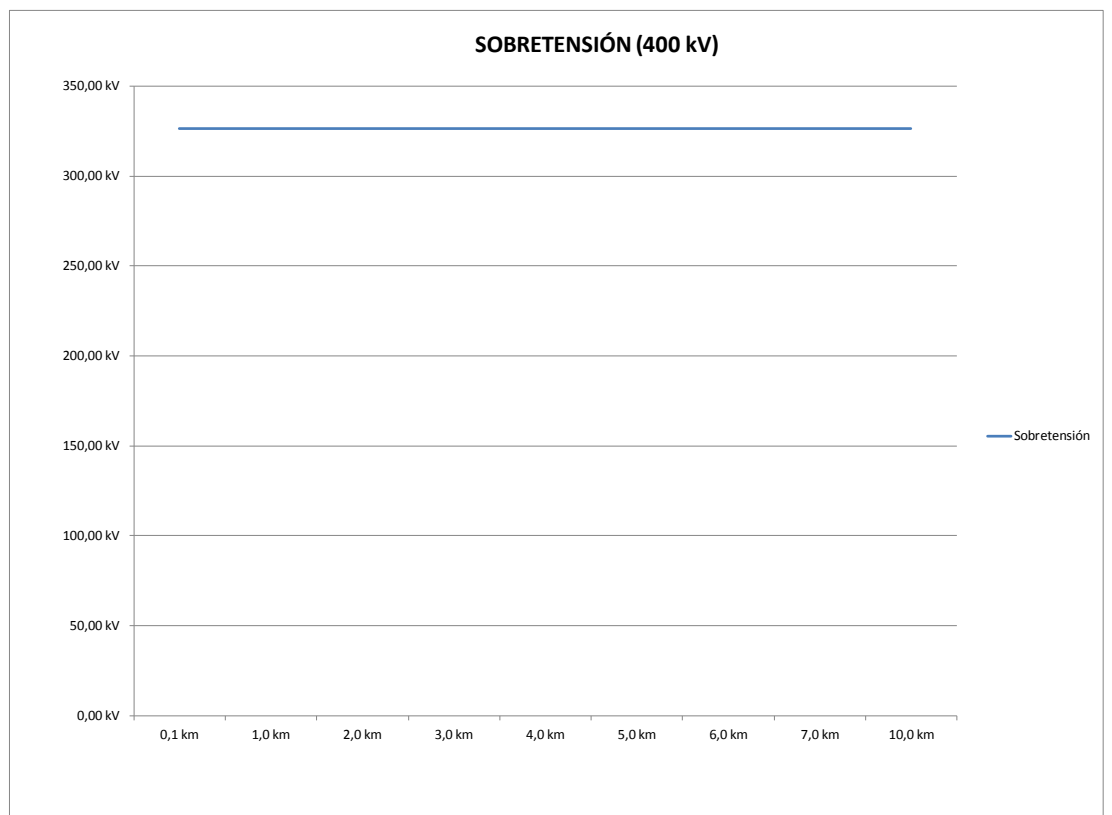


Figura 3.5.9.5. Gráfico de sobretensiones de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.

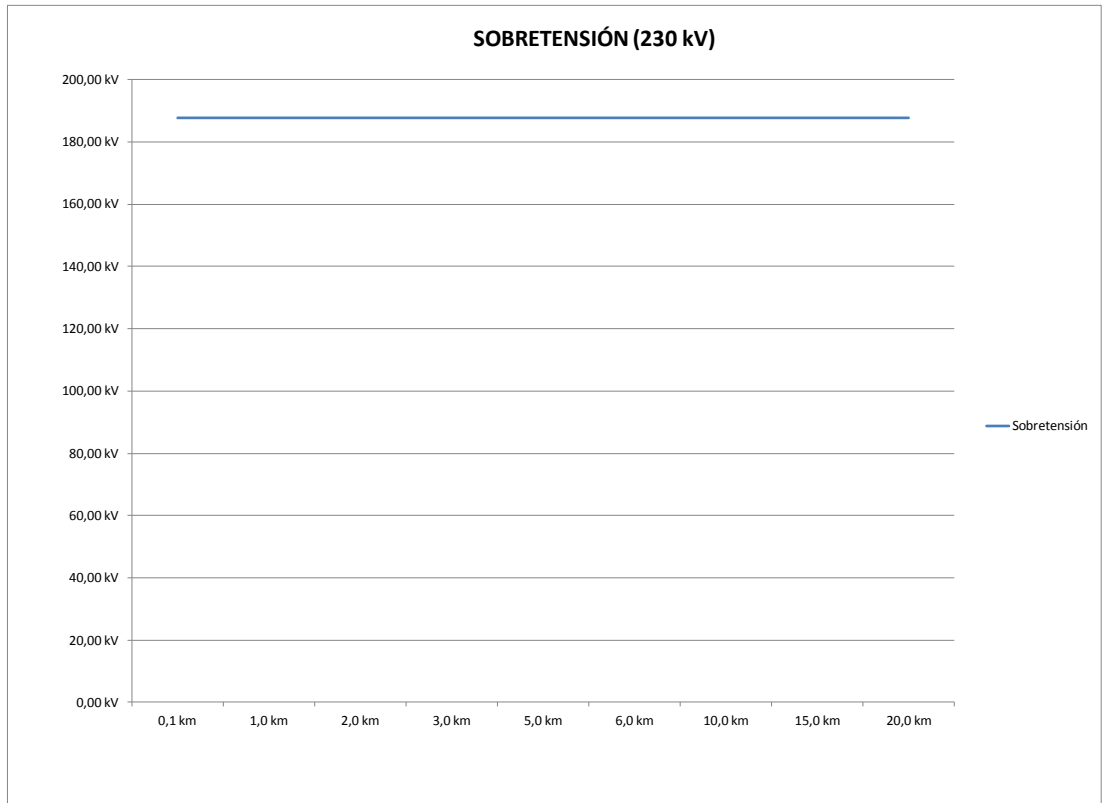


Figura 3.5.9.6. Gráfico de sobretensiones de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.

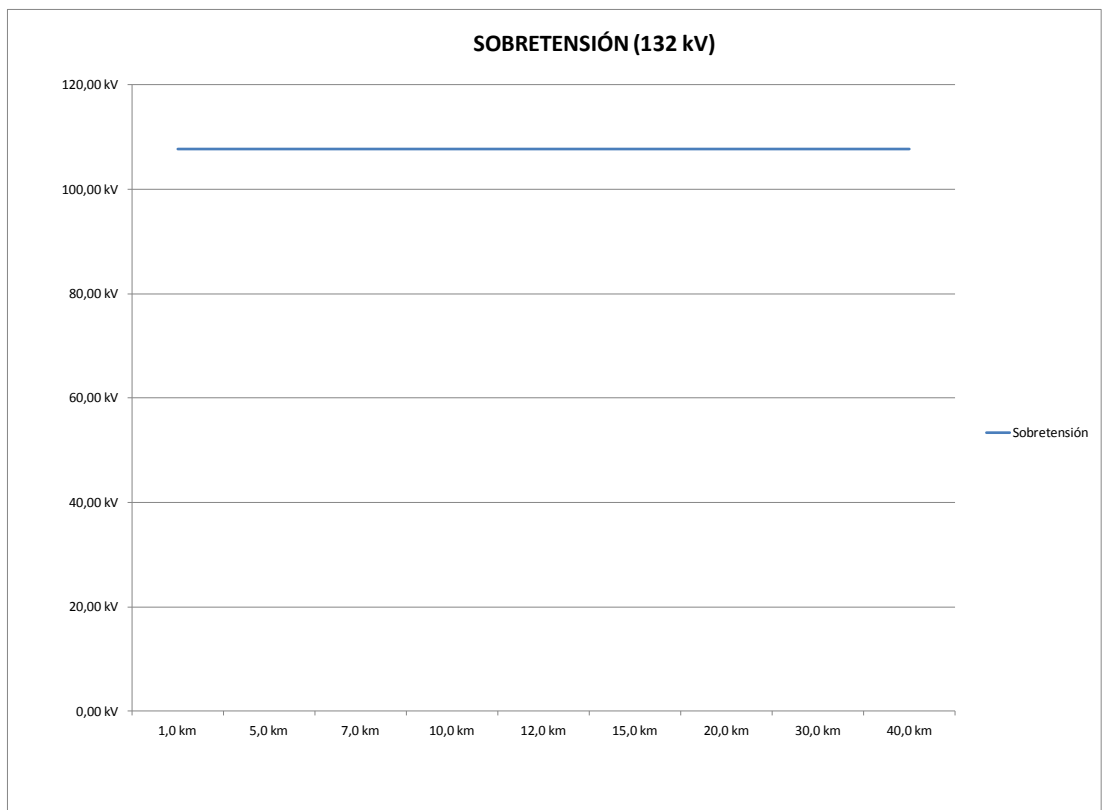


Figura 3.5.9.7. Gráfico de sobretensiones de cables con variación de la tensión y la longitud del cable.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.5.9.1.

3.5.9.1. Simulación 1 - Apertura de un cable

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
5	6.464 Ω 0.177591H	400 kV	Cable	4 km	1 s

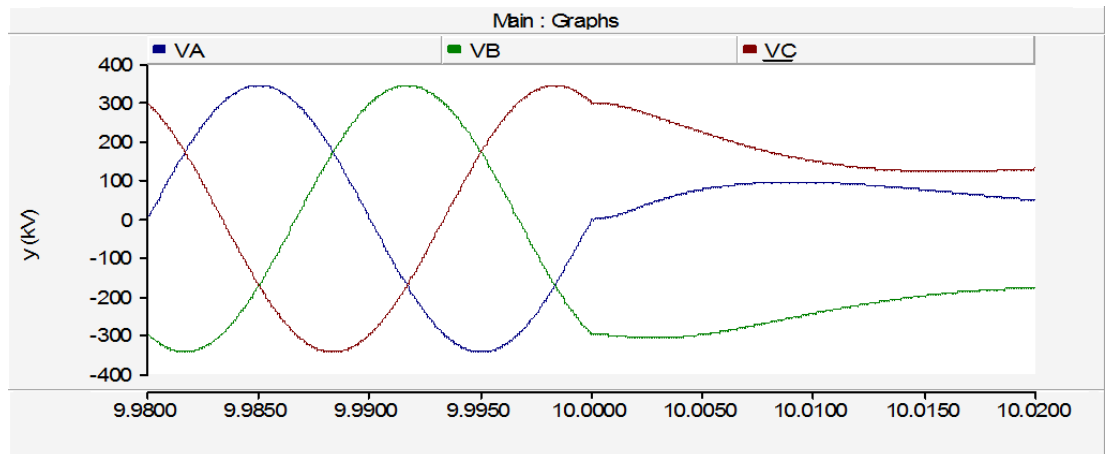


Figura 3.5.9.1.1. Tensiones en apertura de cable de 4 km.

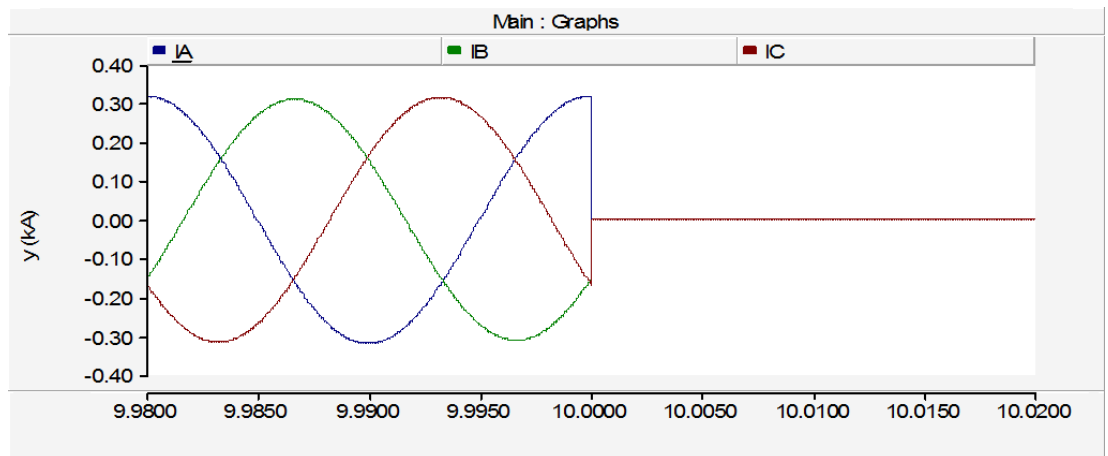


Figura 3.5.9.1.5. Intensidades en apertura de cable de 4 km.

3.5.9.2. Simulación 2 - Apertura de un cable

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
6	6.464 Ω 0.177591H	400 kV	Cable	5 km	1 s

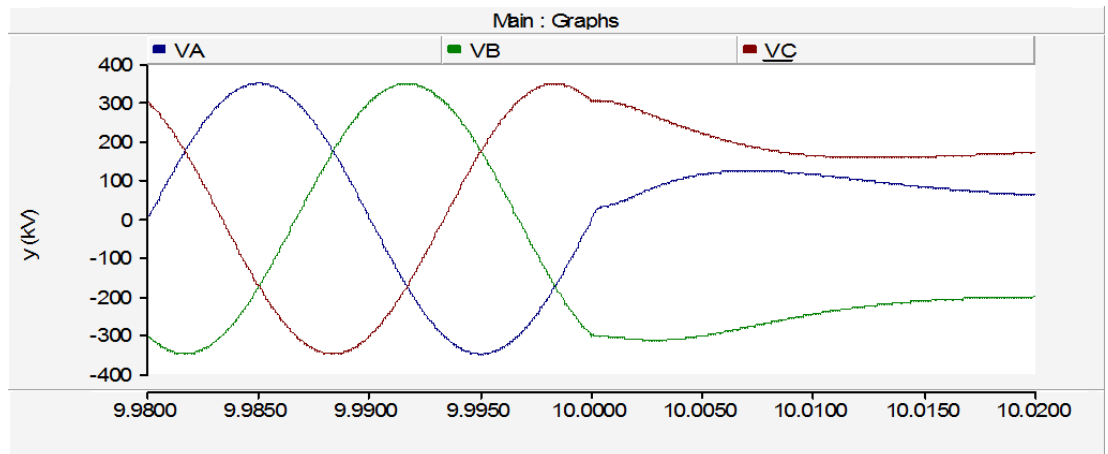


Figura 3.5.9.2.1. Tensiones en apertura de cable de 5 km.

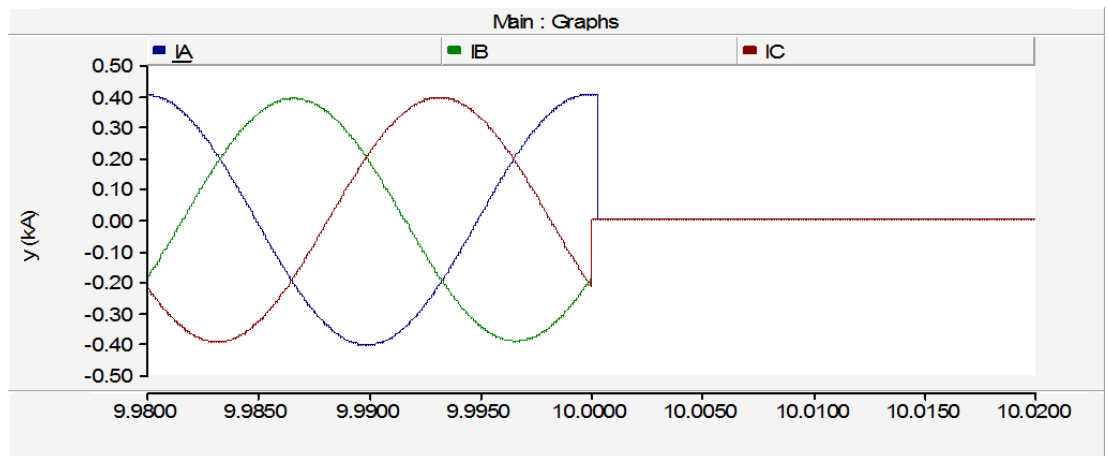


Figura 3.5.9.2.2. Intensidades en apertura de cable de 5 km.

3.5.9.3. Simulación 3 - Apertura de un cable

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
14	1.95536 Ω 0.053721H	230 kV	Cable	5 km	1 s

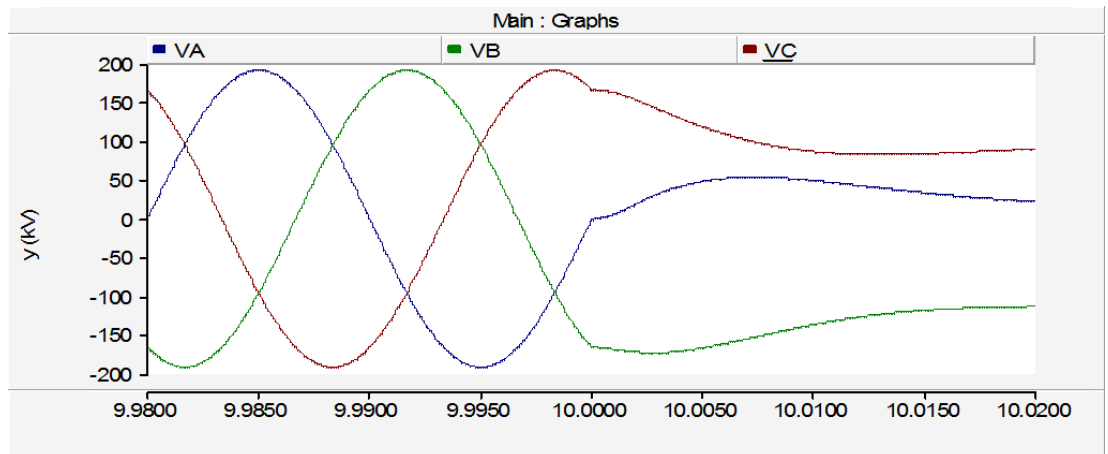


Figura 3.5.9.3.1. Tensiones en apertura de cable de 5 km.

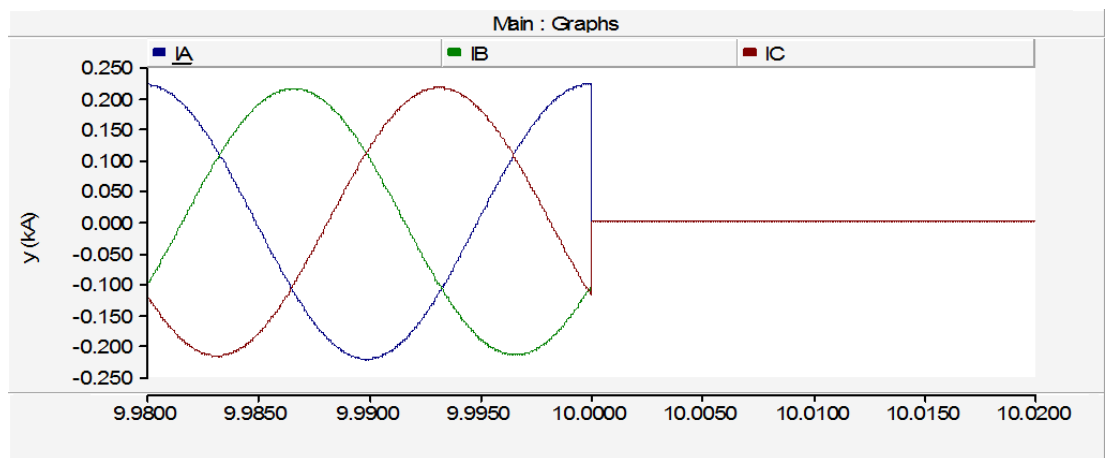


Figura 3.5.9.3.2. Intensidades en apertura de cable de 5 km.

3.5.9.4. Simulación 4 - Apertura de un cable

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
15	1.95536 Ω 0.053721H	230 kV	Cable	6 km	1 s

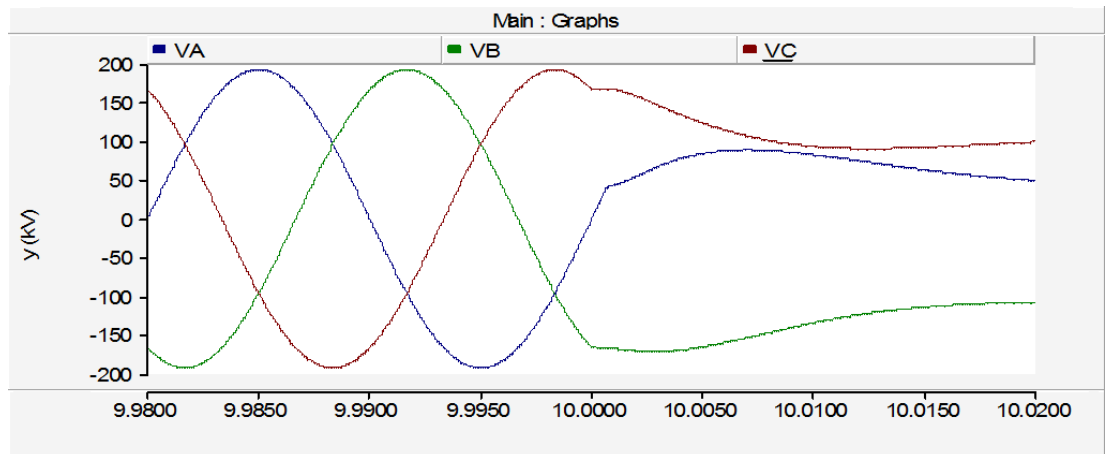


Figura 3.5.9.4.1. Tensiones en apertura de cable de 6 km.

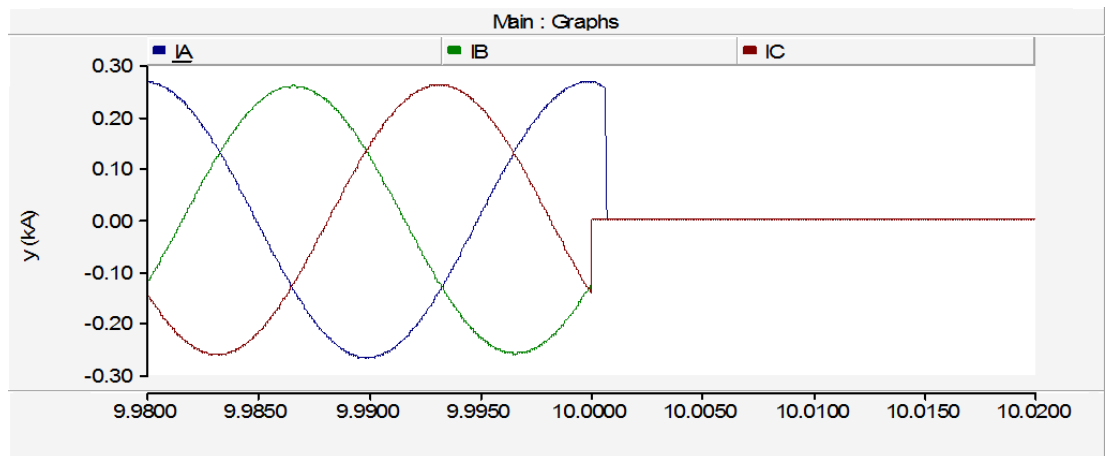


Figura 3.5.9.4.2. Intensidades en apertura de cable de 6 km.

3.5.9.5. Simulación 5 - Apertura de un cable

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
20	0.70393 Ω 0.01934H	132 kV	Cable	5 km	1 s

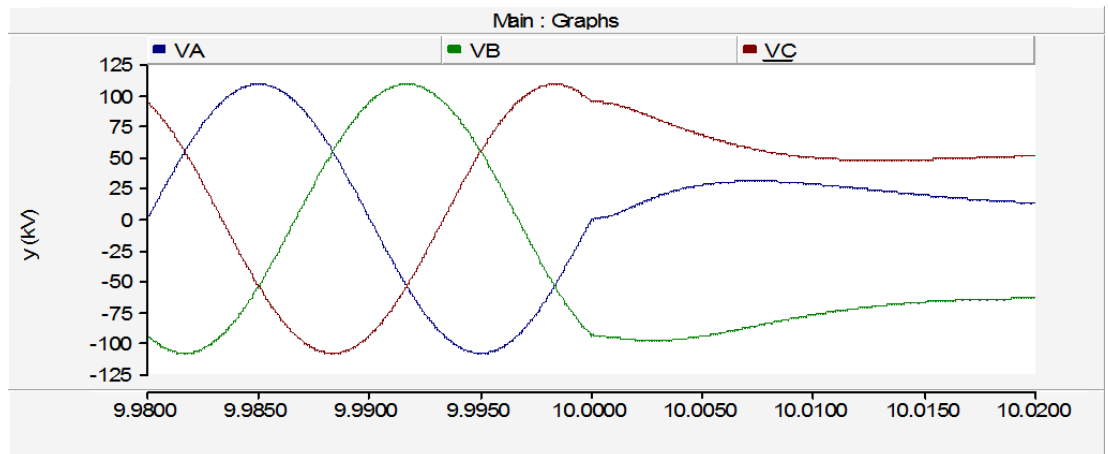


Figura 3.5.9.5.1. Tensiones en apertura de cable de 5 km.

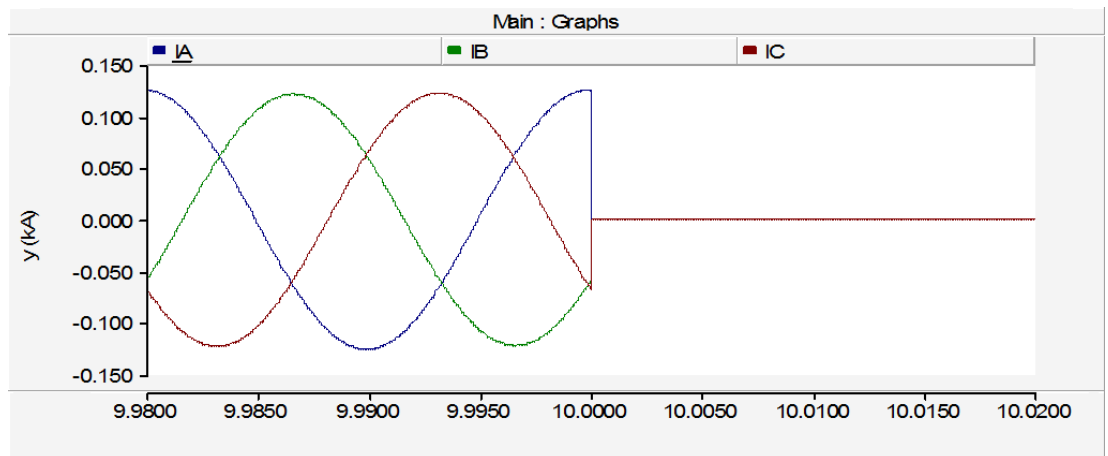


Figura 3.5.9.5.2. Intensidades en apertura de cable de 5 km.

3.5.9.6. Simulación 6 - Apertura de un cable

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
21	0.70393 Ω 0.01934H	132 kV	Cable	7 km	1 s

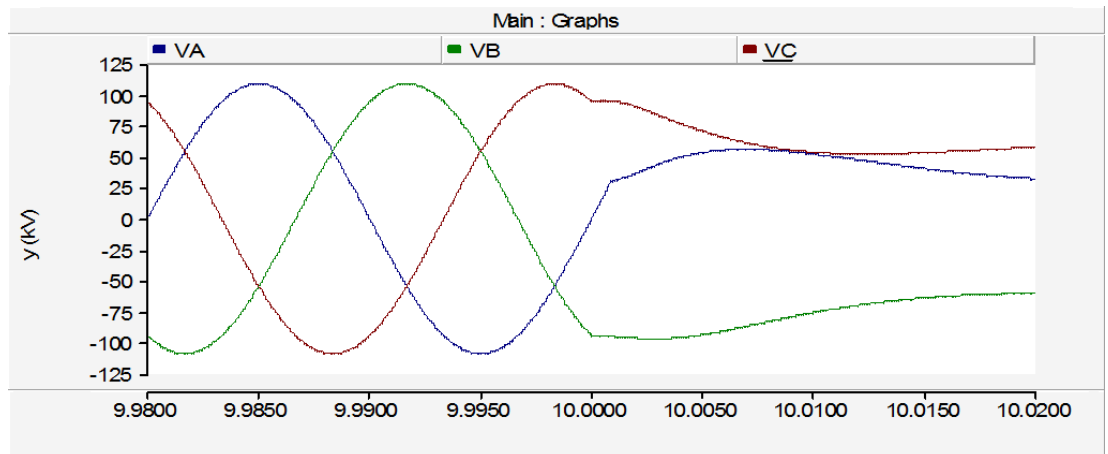


Figura 3.5.9.6.1. Tensiones en apertura de cable de 7 km.

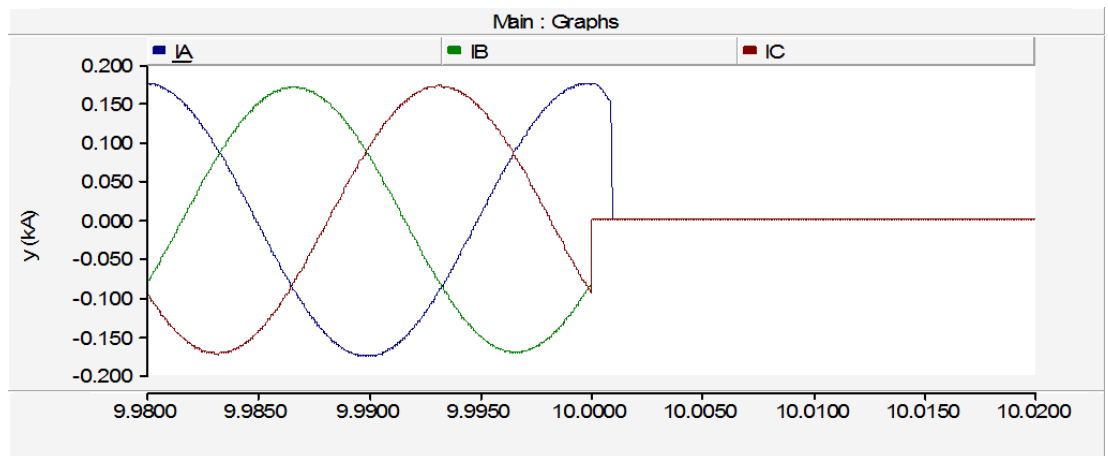


Figura 3.5.9.6.2. Intensidades en apertura de cable de 7 km.

De la batería de pruebas realizadas se concluye que la capacidad de apertura exitosa del cable dependerá únicamente de la propia capacidad de corte del interruptor. Obviamente la corriente capacitiva generada por el cable es directamente proporcional a la longitud del mismo.

3.5.10. Simulaciones de cierre tripolar de líneas aéreas

Se han realizado simulaciones de cierre de líneas aéreas (en adelante líneas) modificando las variables de tensión y longitud.

Todos los cierres se han considerado desde el extremo que energiza la línea, con el otro extremo abierto, ya que es cuando el comportamiento es capacitivo. No se analiza el cierre del 2º extremo o de acoplamiento, ya que no es un cierre controlable y siempre dependerá de la carga que se conecte.

Simulaciones variando la tensión y la longitud de la línea

A continuación se muestran los resultados obtenidos tras las simulaciones realizadas variando la tensión y la longitud de la línea. Se han realizado un total de 21 simulaciones con referencia en la tensión de la fase A. Estas se dividen en tres niveles de tensión, 400 kV, 220 kV y 132 kV. Dentro de cada nivel de tensión se han estudiado diferentes valores de longitudes de las líneas. Los resultados se muestran en la tabla 3.5.10.1, en la que se podrá ver para cada simulación la tensión compuesta del nudo al que se conecta la línea, la longitud de esta, la intensidad y tensión nominal, así como las máximas alcanzadas en el instante de cierre y los valores por unidad de la tensión e intensidad realizados con los valores máximos de cada simulación. Estos datos se representan en los gráficos 3.5.10.2 y 3.5.10.3.

El esquema adoptado para las simulaciones es el siguiente:

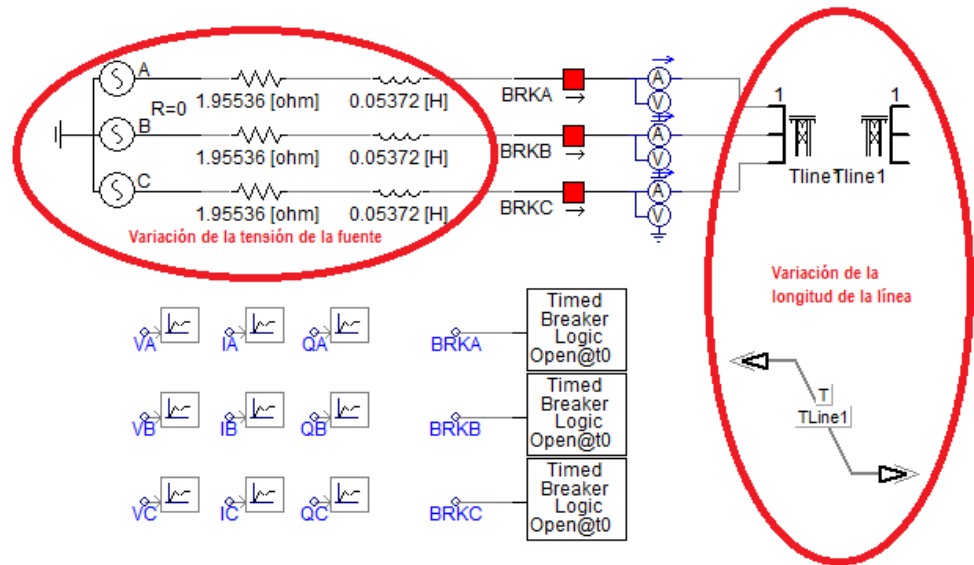


Figura 3.5.10.1. Esquema de la simulación de líneas con variación de la tensión y la longitud de la línea.

LONGITUD DEL ELEMENTO VARIABLE											
Prueba Nº	Tensión compuesta	Longitud	Intensidad absorbida	Tensión nominal	Intensidad de pico A	Tensión de pico A	Intensidad de pico B	Tensión de pico B	Intensidad de pico C	Tensión de pico C	Tensión PU
1	400,00 kV	25,0 km	0,02 kA	326,60 kV	0,03 kA	327,93 kV	0,40 kA	350,75 kV	0,38 kA	327,92 kV	1,07
2	400,00 kV	50,0 km	0,05 kA	326,60 kV	0,06 kA	329,27 kV	0,49 kA	394,54 kV	0,44 kA	329,26 kV	1,21
3	400,00 kV	100,0 km	0,10 kA	326,60 kV	0,14 kA	332,87 kV	0,60 kA	437,45 kV	0,49 kA	332,41 kV	1,34
4	400,00 kV	200,0 km	0,20 kA	326,60 kV	0,29 kA	338,41 kV	0,74 kA	447,38 kV	0,64 kA	361,08 kV	1,37
5	400,00 kV	400,0 km	0,43 kA	326,60 kV	0,56 kA	358,20 kV	1,13 kA	446,06 kV	1,06 kA	420,78 kV	1,37
6	400,00 kV	600,0 km	0,75 kA	326,60 kV	1,22 kA	387,38 kV	1,64 kA	438,99 kV	1,46 kA	462,58 kV	1,42
7	400,00 kV	800,0 km	1,24 kA	326,60 kV	1,86 kA	445,06 kV	2,26 kA	479,30 kV	2,16 kA	488,60 kV	1,50
8	230,00 kV	50,0 km	0,03 kA	187,79 kV	0,04 kA	188,25 kV	0,39 kA	212,09 kV	0,35 kA	194,49 kV	1,13
9	230,00 kV	100,0 km	0,05 kA	187,79 kV	0,09 kA	188,78 kV	0,43 kA	228,87 kV	0,35 kA	192,16 kV	1,22
10	230,00 kV	200,0 km	0,11 kA	187,79 kV	0,19 kA	190,42 kV	0,48 kA	245,00 kV	0,47 kA	190,07 kV	1,30
11	230,00 kV	300,0 km	0,17 kA	187,79 kV	0,28 kA	193,26 kV	0,57 kA	247,29 kV	0,57 kA	203,31 kV	1,32
12	230,00 kV	400,0 km	0,24 kA	187,79 kV	0,35 kA	200,02 kV	0,70 kA	239,68 kV	0,67 kA	194,40 kV	1,28
13	230,00 kV	500,0 km	0,31 kA	187,79 kV	0,43 kA	200,57 kV	0,82 kA	223,56 kV	0,76 kA	215,09 kV	1,19
14	230,00 kV	600,0 km	0,40 kA	187,79 kV	0,64 kA	200,17 kV	0,92 kA	206,92 kV	0,84 kA	228,39 kV	1,22
15	230,00 kV	800,0 km	0,62 kA	187,79 kV	1,01 kA	207,97 kV	1,18 kA	226,06 kV	1,19 kA	212,49 kV	1,20
16	132,00 kV	100,0 km	0,03 kA	107,78 kV	0,06 kA	107,97 kV	0,26 kA	119,22 kV	0,24 kA	107,99 kV	1,11
17	132,00 kV	200,0 km	0,06 kA	107,78 kV	0,11 kA	108,99 kV	0,28 kA	125,37 kV	0,29 kA	111,98 kV	1,16
18	132,00 kV	400,0 km	0,13 kA	107,78 kV	0,21 kA	110,32 kV	0,41 kA	120,38 kV	0,40 kA	111,20 kV	1,12
19	132,00 kV	600,0 km	0,22 kA	107,78 kV	0,36 kA	110,37 kV	0,52 kA	112,61 kV	0,50 kA	123,13 kV	1,14
20	132,00 kV	800,0 km	0,34 kA	107,78 kV	0,58 kA	111,79 kV	0,65 kA	119,18 kV	0,66 kA	112,40 kV	1,11
21	132,00 kV	1000,0 km	0,55 kA	107,78 kV	0,86 kA	113,17 kV	0,89 kA	115,28 kV	0,90 kA	115,47 kV	1,07

Tabla 3.5.10.1. Resultado de las simulaciones de líneas con variación de la tensión y la longitud de la línea.

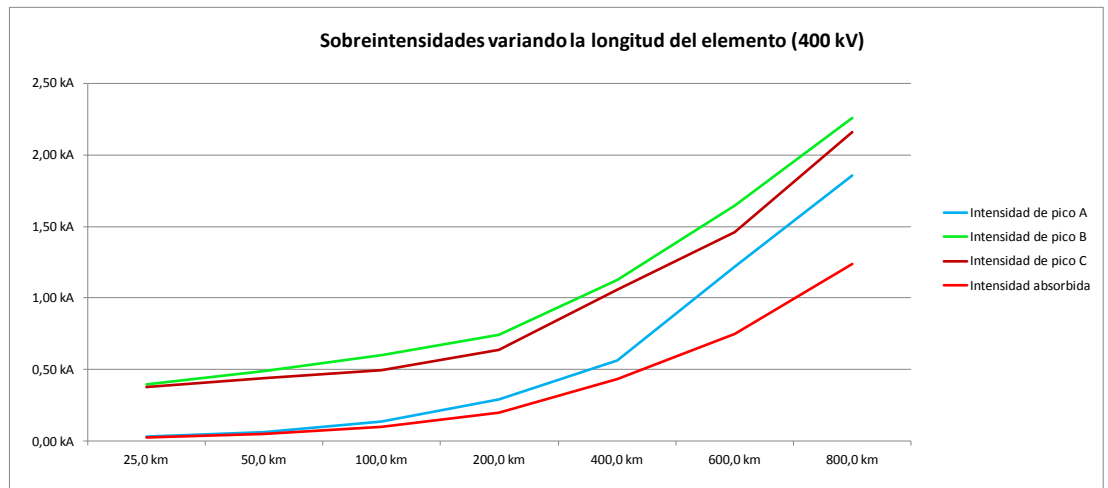


Figura 3.5.10.2. Gráfico de sobreintensidades de líneas con variación de la tensión y la longitud.

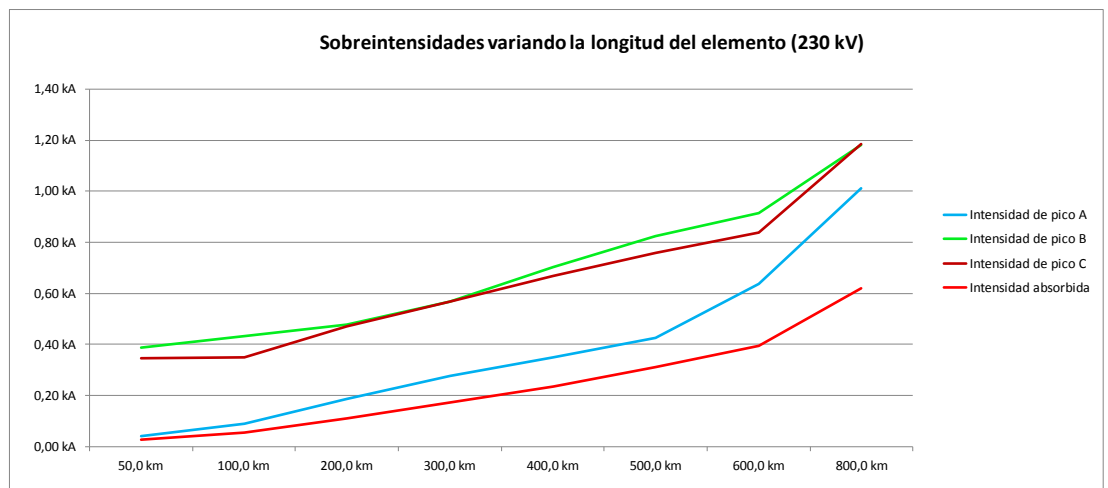


Figura 3.5.10.3. Gráfico de sobreintensidades de líneas con variación de la tensión y la longitud.

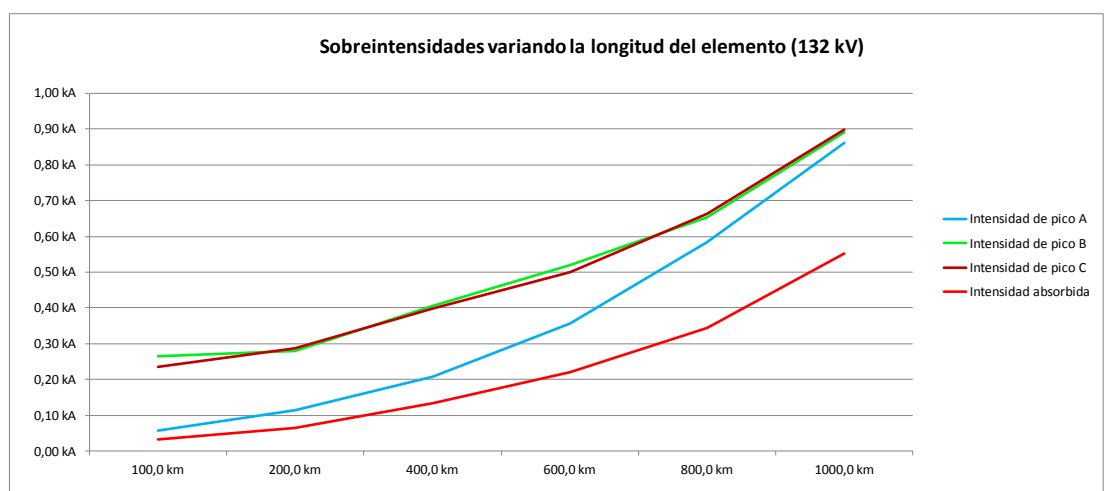


Figura 3.5.10.4. Gráfico de sobreintensidades de líneas con variación de la tensión y la longitud.

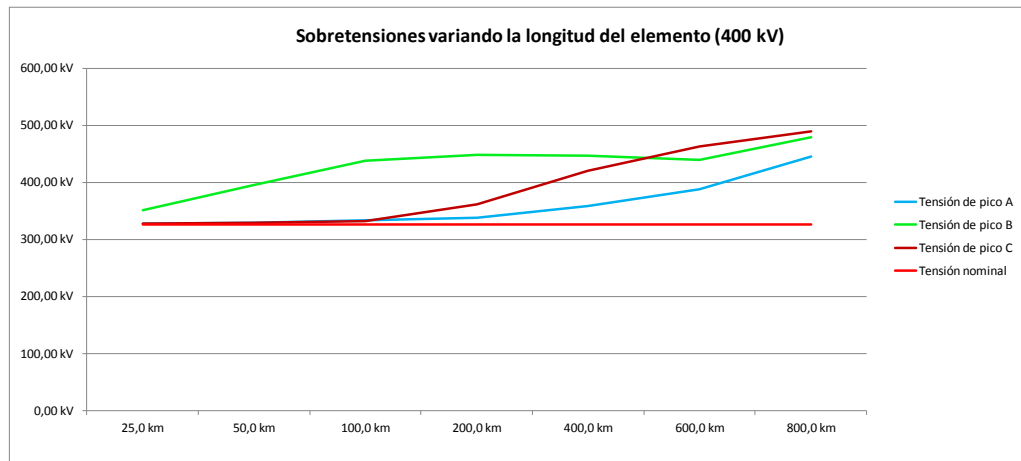


Figura 3.5.10.5. Gráfico de sobretensiones de líneas con variación de la tensión y la longitud.

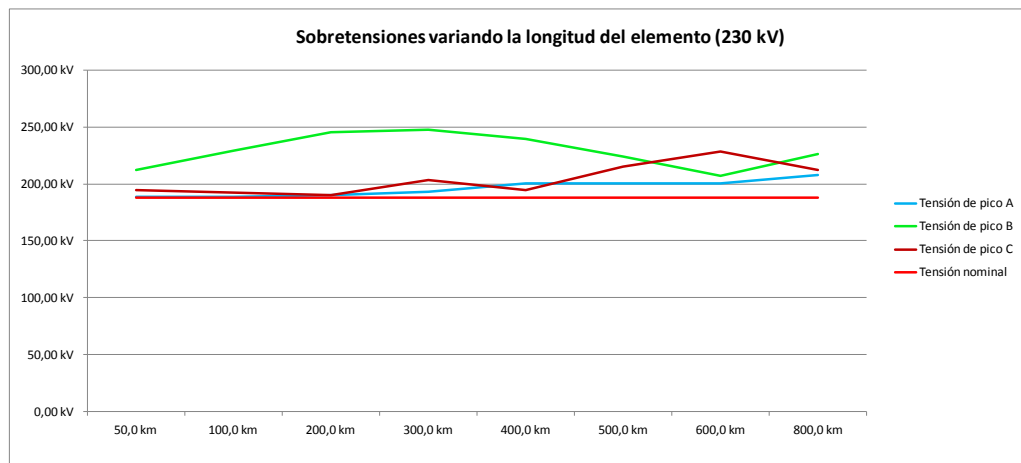


Figura 3.5.10.6. Gráfico de sobretensiones de líneas con variación de la tensión y la longitud.

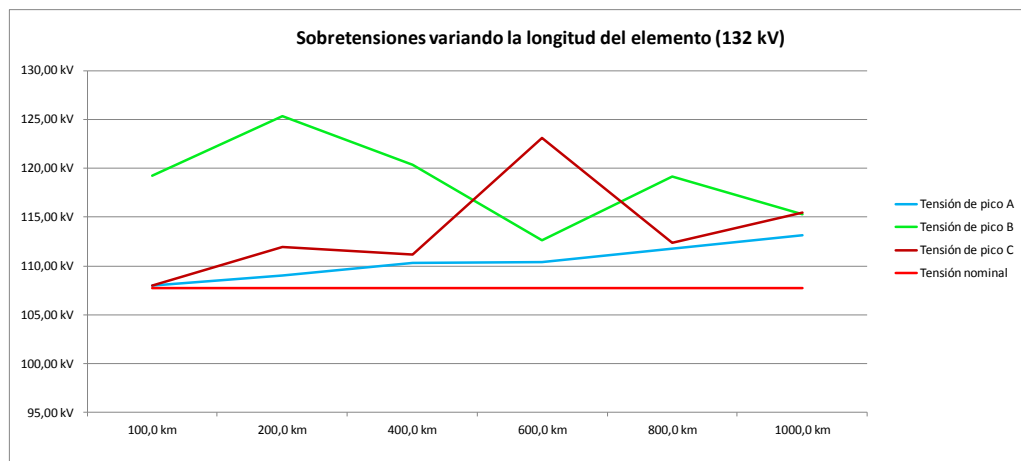


Figura 3.5.10.7. Gráfico de sobretensiones de líneas con variación de la tensión y la longitud.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.5.10.1.

3.5.10.1. Simulación 1 - Cierre de una línea

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
2	6.464 Ω 0.177591H	400 kV	Línea	50 km	1 s

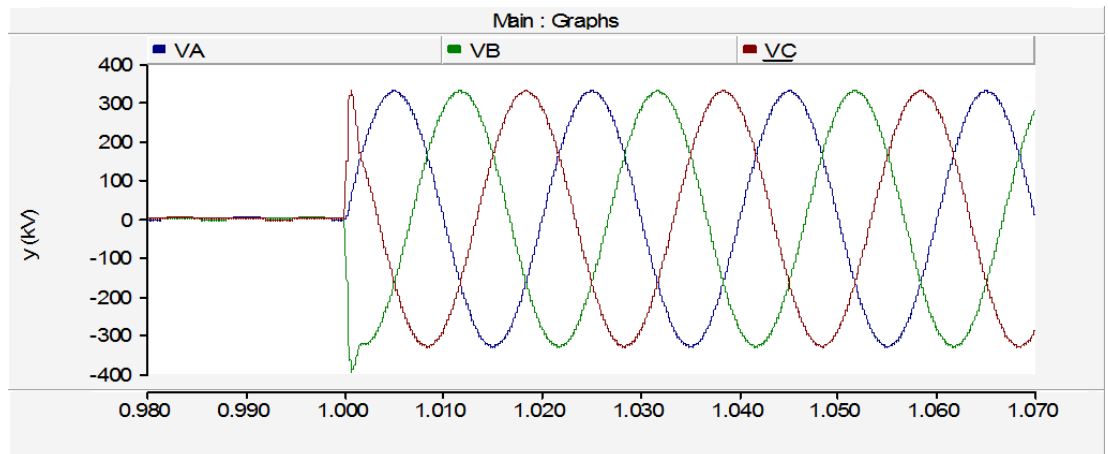


Figura 3.5.10.1.1. Tensiones en cierre de línea de 50 km.

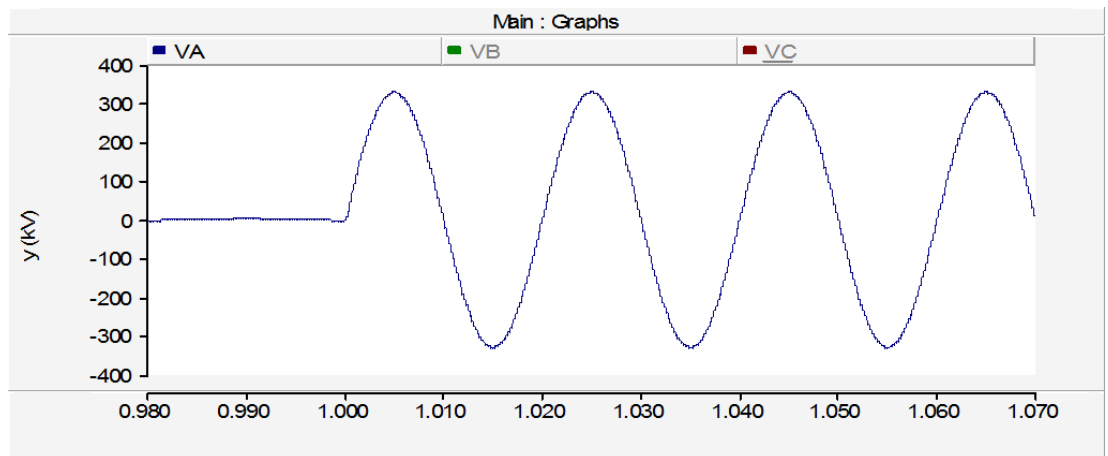


Figura 3.5.10.1.2. Tensión fase A en cierre de línea de 50 km.

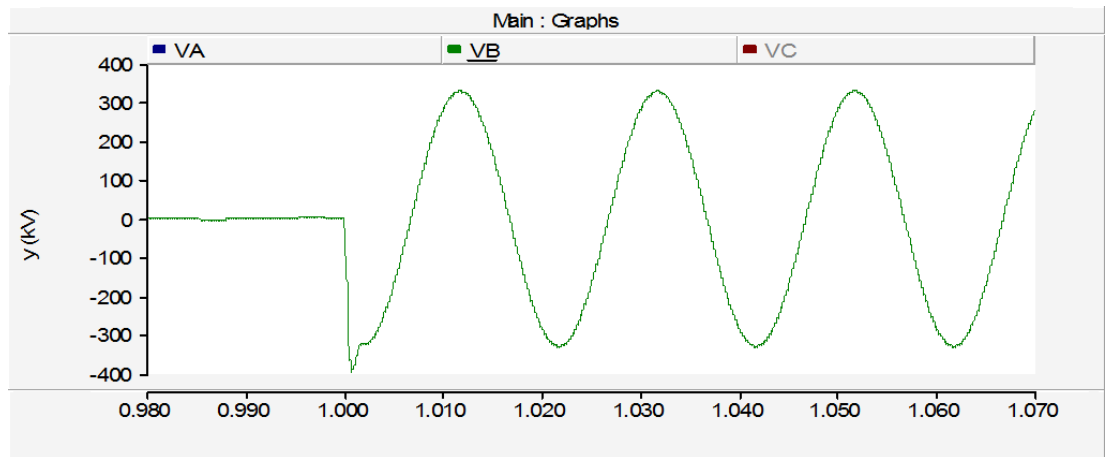


Figura 3.5.10.1.3. Tensión fase B en cierre de línea de 50 km.

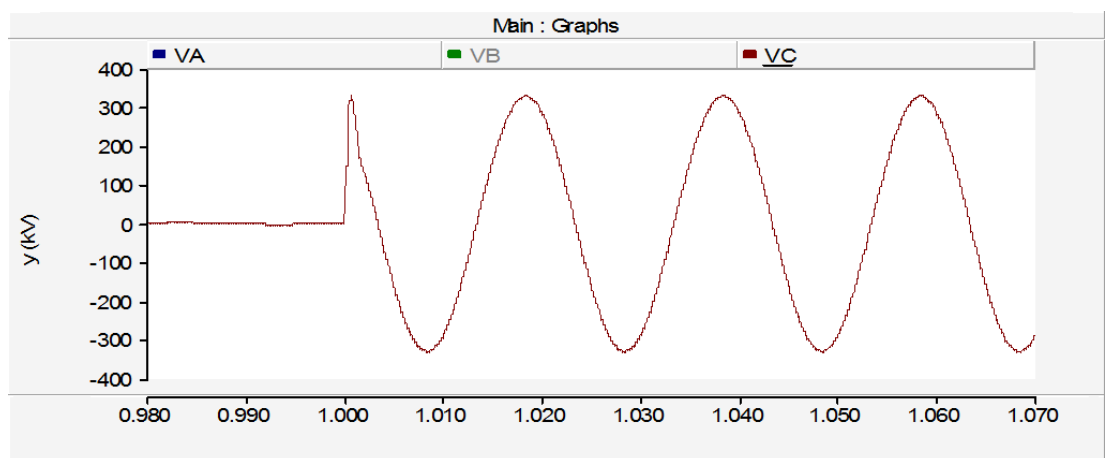


Figura 3.5.10.1.4. Tensión fase C en cierre de línea de 50 km.

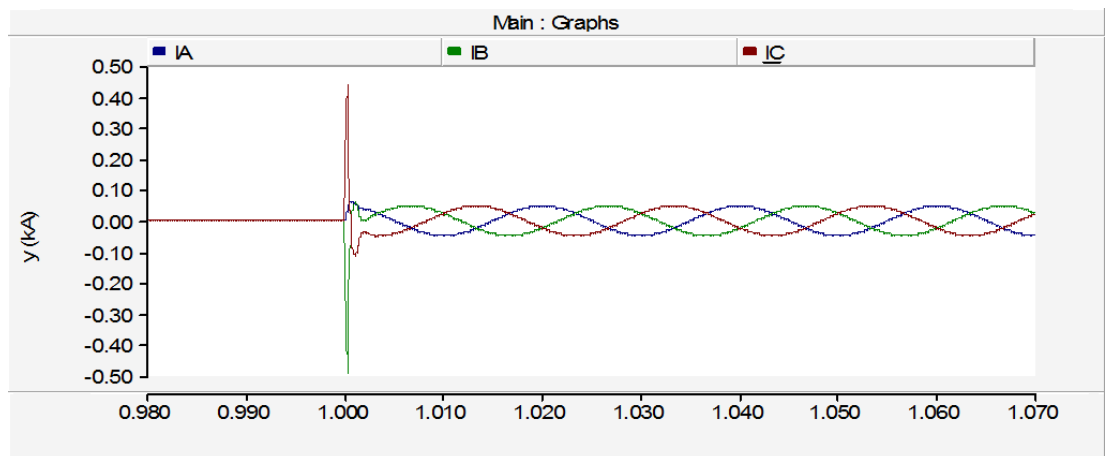


Figura 3.5.10.1.5. Intensidades en cierre de línea de 50 km.

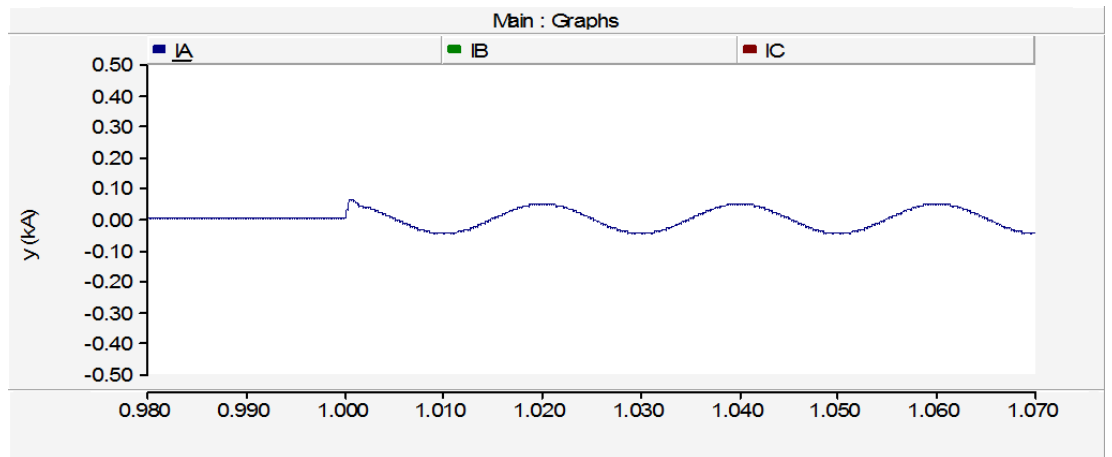


Figura 3.5.10.1.6. Intensidad fase A en cierre de línea de 50 km.

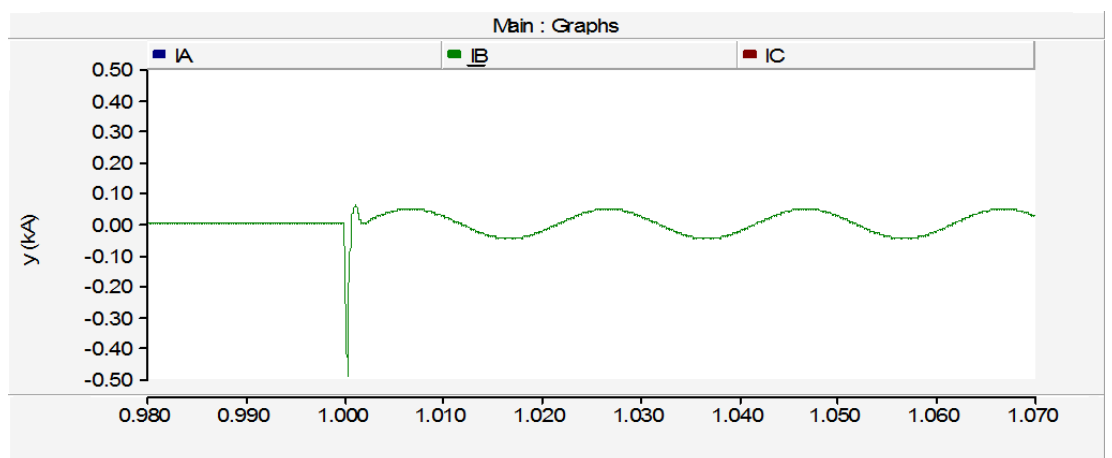


Figura 3.5.10.1.7. Intensidad fase B en cierre de línea de 50 km.

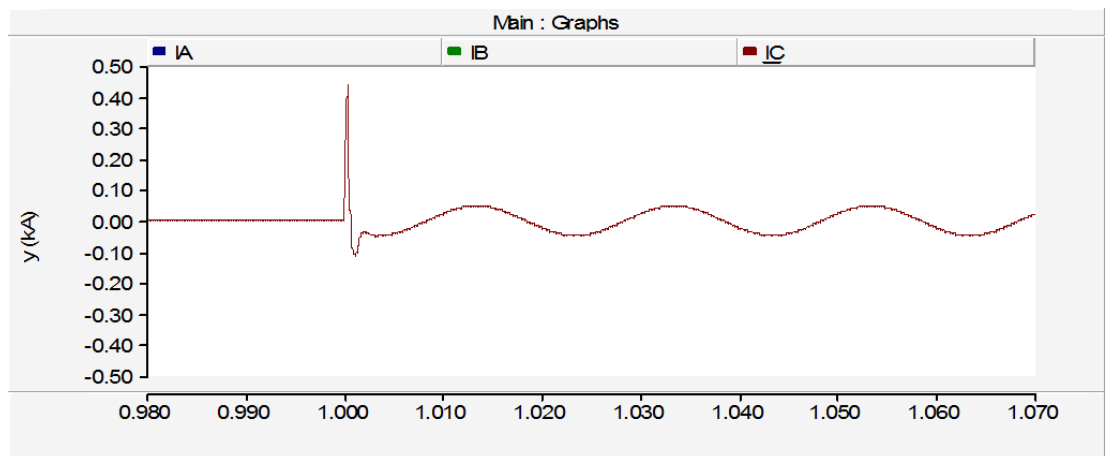


Figura 3.5.10.1.8. Intensidad fase C en cierre de línea de 50 km.

En la Figura 3.5.10.1.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una línea de 50 km, que coincide con un paso por cero de la tensión de la fase A. Al tratarse de una carga capacitiva, el cierre corresponde con un mínimo de corriente de la misma fase.

La sobretensión producida solo alcanza un valor máximo instantáneo de 329.27 kV o lo que es lo mismo, 1.01 veces el máximo esperado. Por otro lado, la corriente generada es solamente de 0.06 kA.

La fase B y la fase C cierran a 1,33 ms del máximo de tensión. En el caso de la fase C corresponde al flanco de bajada tras un paso por un pico de tensión. En el caso de la fase B las sobretensiones y corrientes generadas son mayores al coincidir con un flanco de subida cercano a un pico de tensión (negativo), 394.54 kV, 1.21 veces el valor máximo de tensión esperado. Esto se traduce en valores de corriente de 0.49 kA para la fase B y 0.44 kA para la fase C.

Estos valores de sobretensión y corriente no se consideran que puedan ser dañinos para las cámaras del interruptor y el aislamiento del resto de aparamenta.

3.5.10.2. Simulación 2 - Cierre de una línea

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
3	6.464 Ω 0.177591H	400 kV	Línea	100 km	1 s

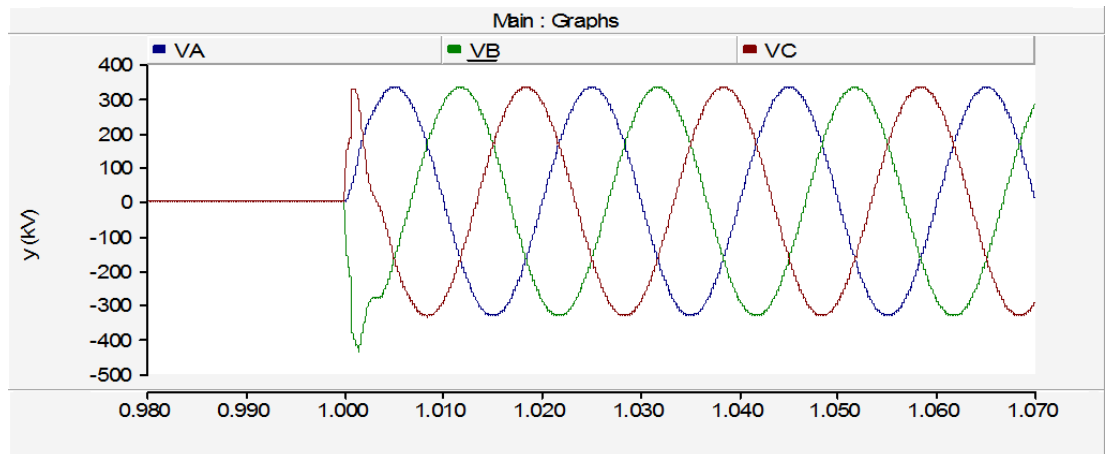


Figura 3.5.10.2.1. Tensiones en cierre de línea de 100 km.

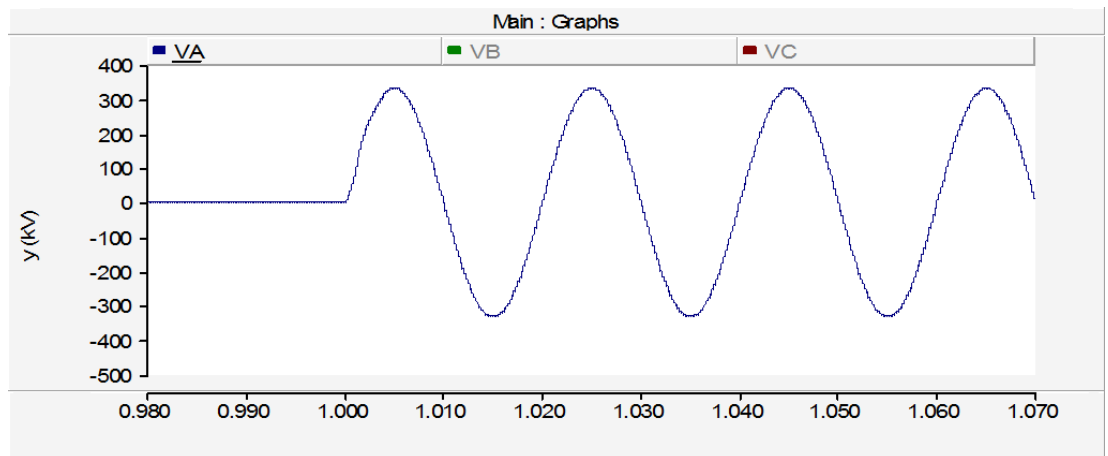


Figura 3.5.10.2.2. Tensión fase A en cierre de línea de 100 km.

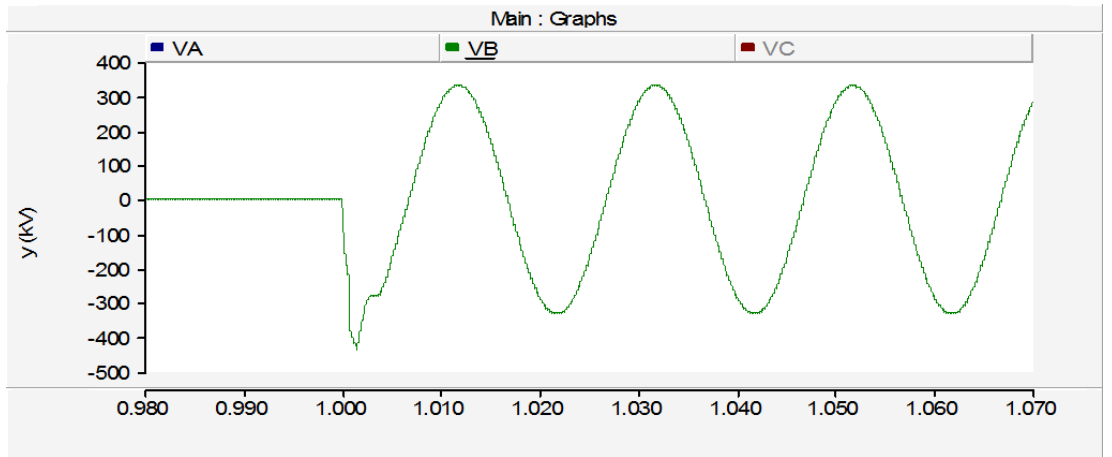


Figura 3.5.10.2.3. Tensión fase B en cierre de línea de 100 km.

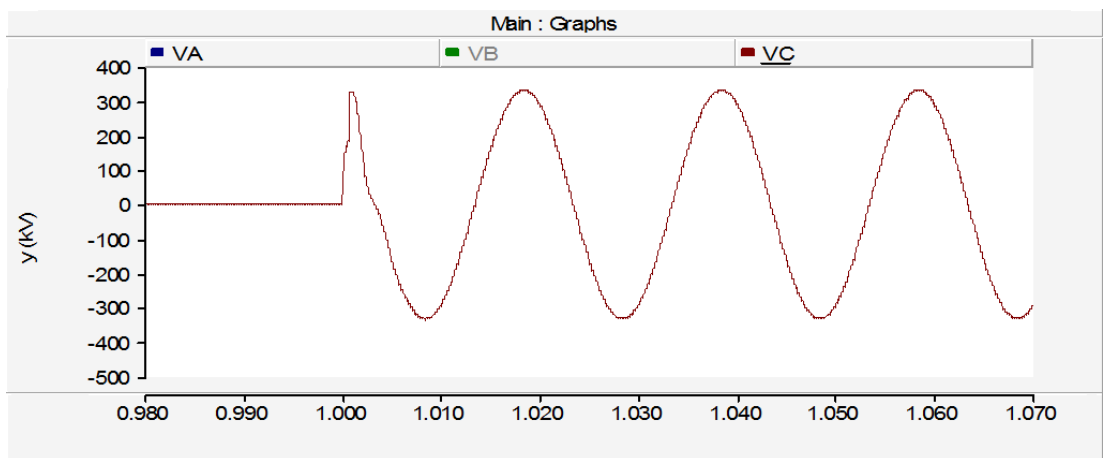


Figura 3.5.10.2.4. Tensión fase C en cierre de línea de 100 km.

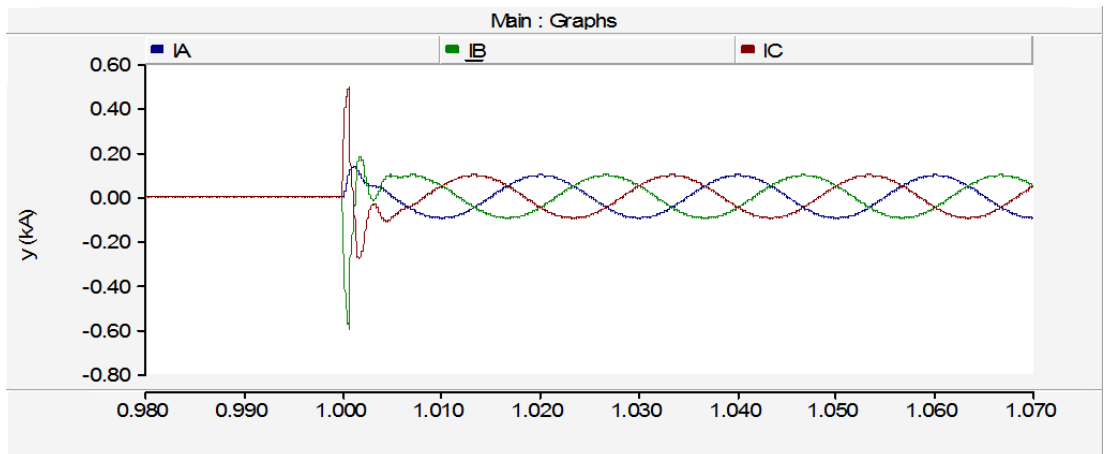


Figura 3.5.10.2.5. Intensidades en cierre de línea de 100 km.

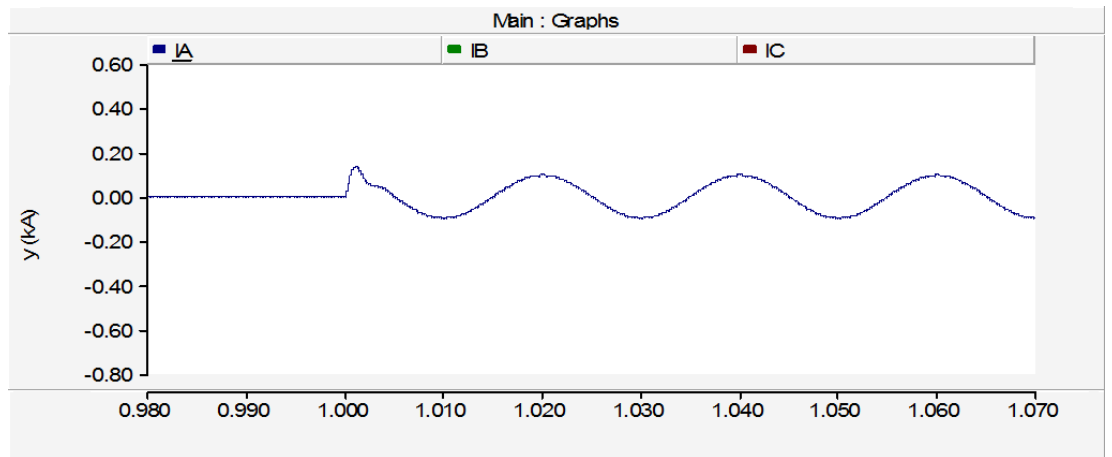


Figura 3.5.10.2.6. Intensidad fase A en cierre de línea de 100 km.

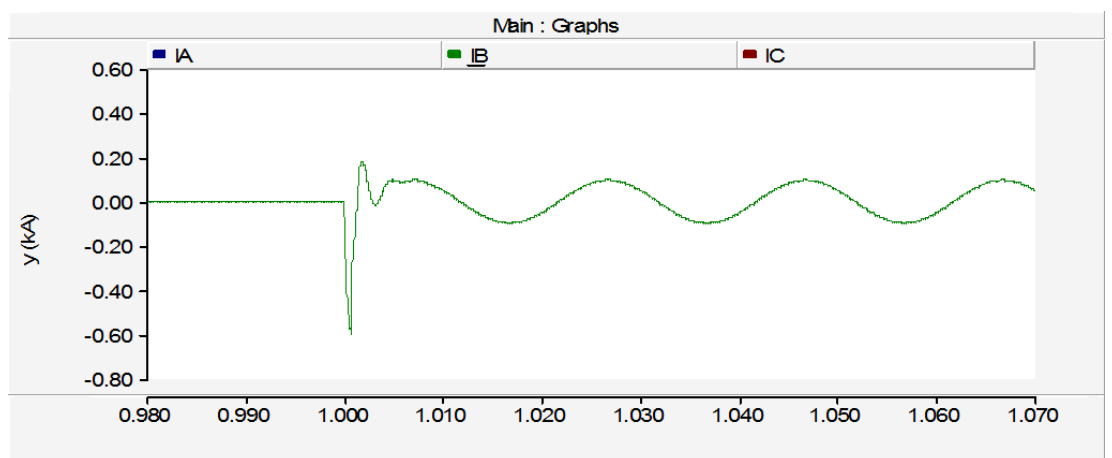


Figura 3.5.10.2.7. Intensidad fase B en cierre de línea de 100 km.

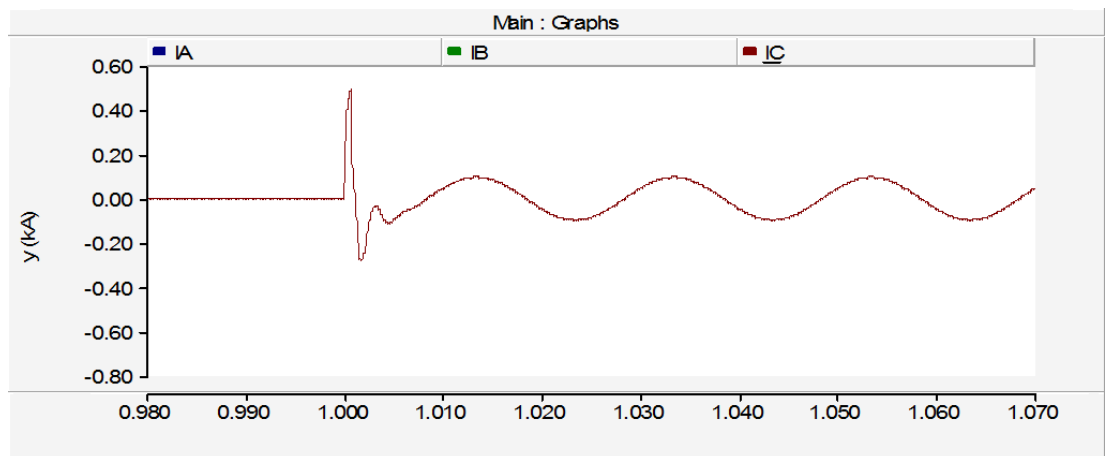


Figura 3.5.10.2.8. Intensidad fase C en cierre de línea de 100 km.

En la Figura 3.5.10.2.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una línea de 100 km, que coincide con un paso por cero de la tensión de la fase A. Al tratarse de una carga capacitiva, el cierre corresponde con un mínimo de corriente de la misma fase.

La sobretensión producida solo alcanza un valor máximo instantáneo de 332.87 kV o lo que es lo mismo, 1.02 veces el máximo esperado. Por otro lado, la corriente producida es solamente 0.14 kA.

Para la fase B, fase con peores condiciones de cierre, se generan sobretensiones del orden de 437.45 kV, 1.34 veces el valor máximo de tensión esperado. Esto se traduce en valores de sobrecorriente de 0.60 kA.

Estos valores se encuentran en los límites por los que ha de ser considerado evaluable la necesidad de intentar mitigar los efectos causados en el cierre de la línea, aunque siempre se tendrá que considerar el nivel de aislamiento de la aparatenta del circuito y las instalaciones implicadas.

3.5.10.3. Simulación 3 - Cierre de una línea

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
9	1.95536 Ω 0.053721H	230 kV	línea	100 km	1 s

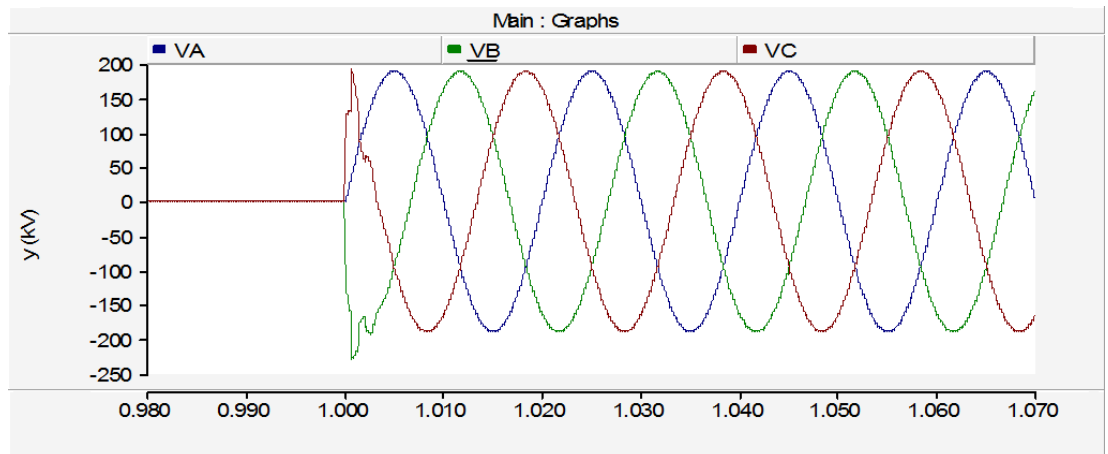


Figura 3.5.10.3.1. Tensiones en cierre de línea de 100 km.

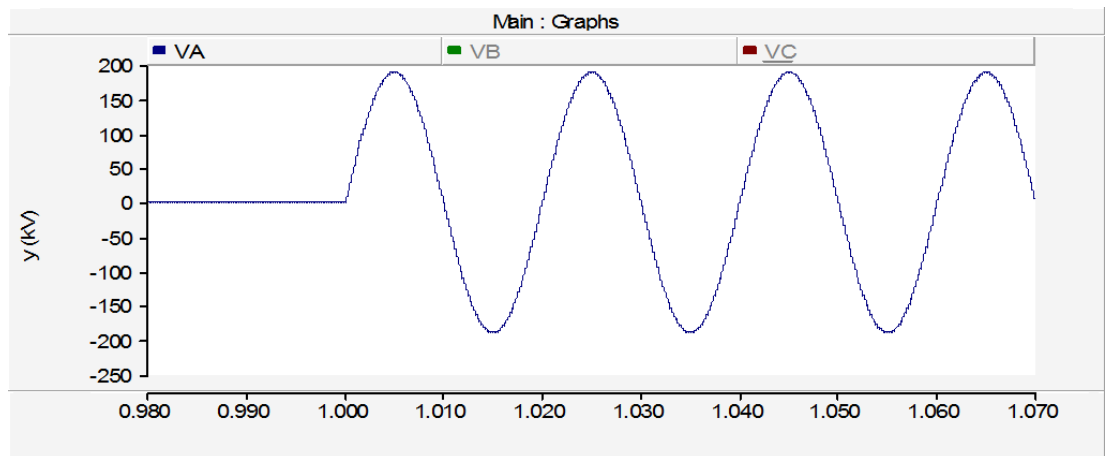


Figura 3.5.10.3.2. Tensión fase A en cierre de línea de 100 km.

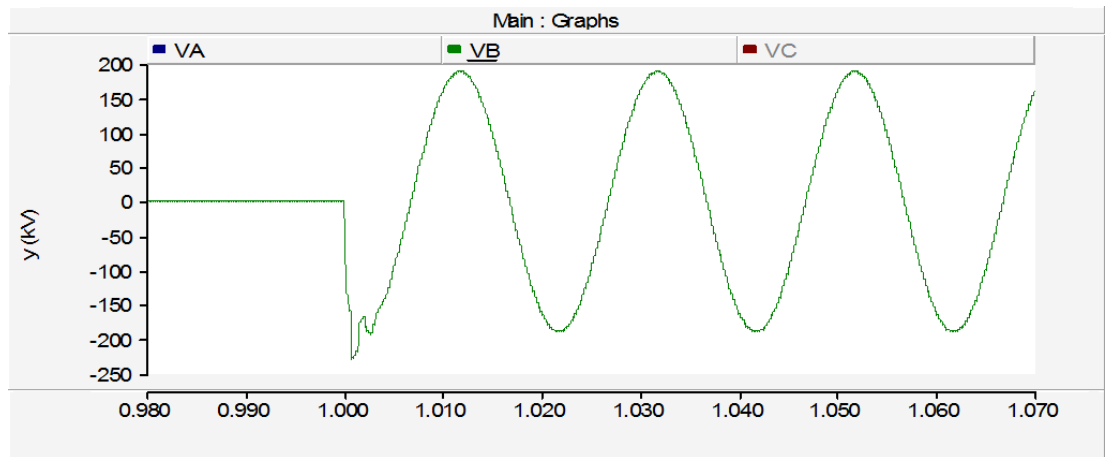


Figura 3.5.10.3.3. Tensión fase B en cierre de línea de 100 km.

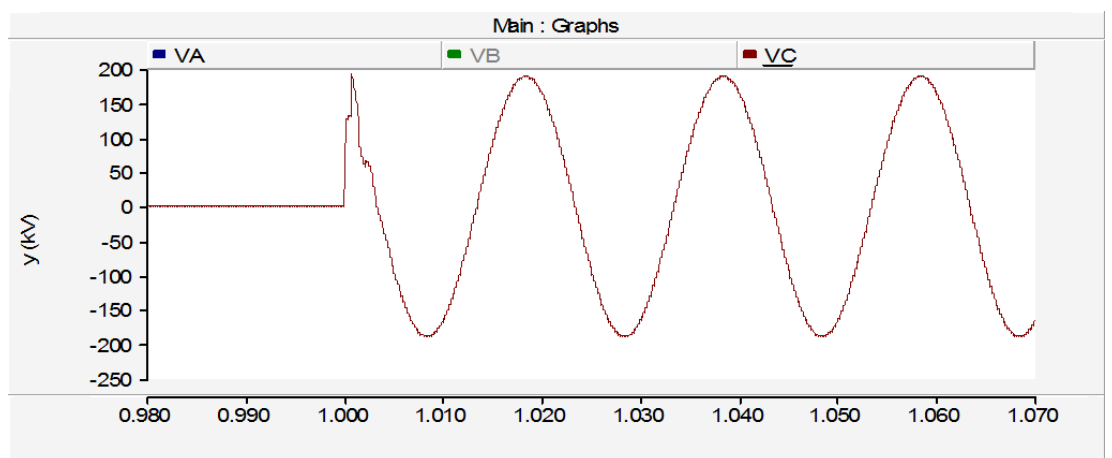


Figura 3.5.10.3.4. Tensión fase C en cierre de línea de 100 km.

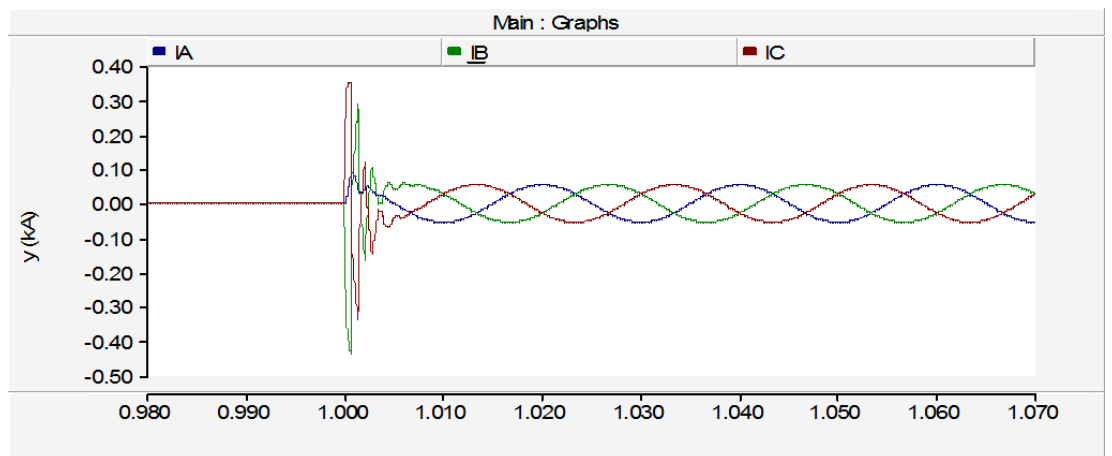


Figura 3.5.10.3.5. Intensidades en cierre de línea de 100 km.

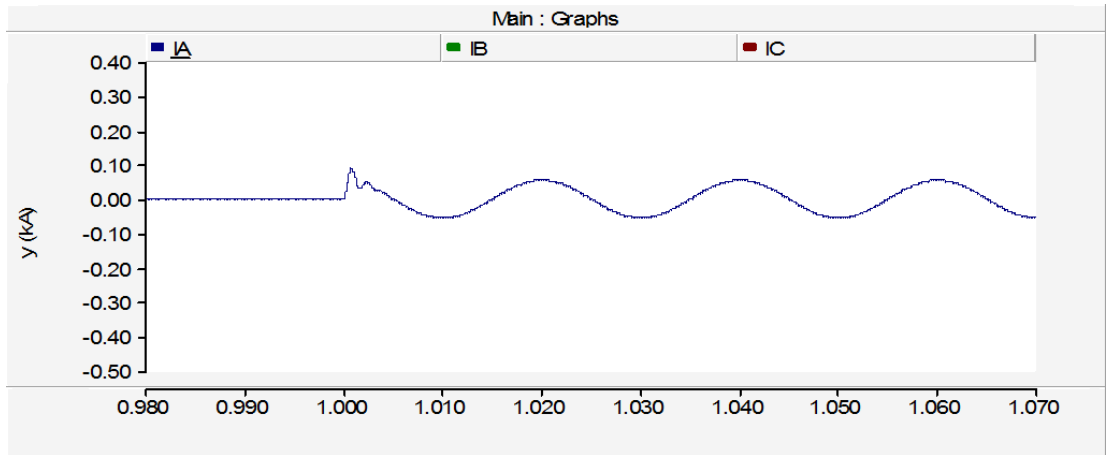


Figura 3.5.10.3.6. Intensidad fase A en cierre de línea de 100 km.

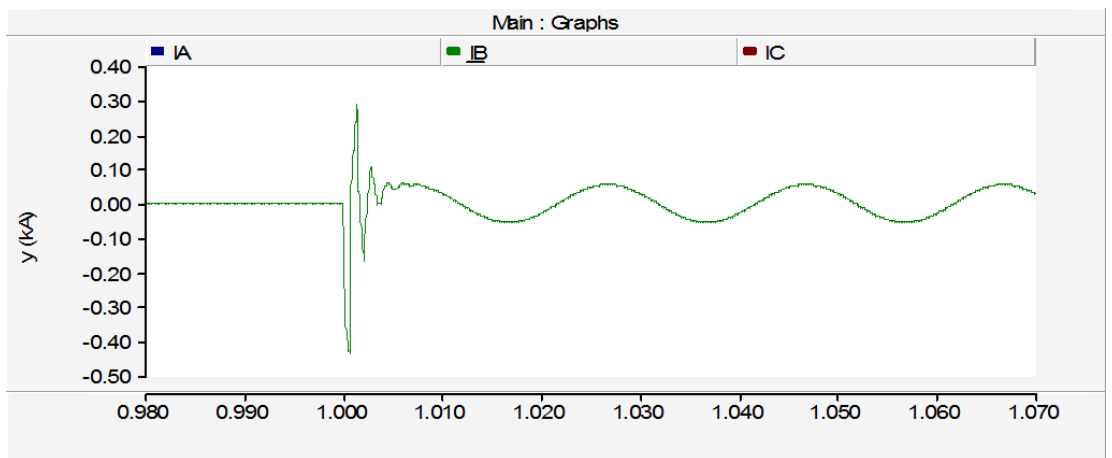


Figura 3.5.10.3.7. Intensidad fase B en cierre de línea de 100 km.

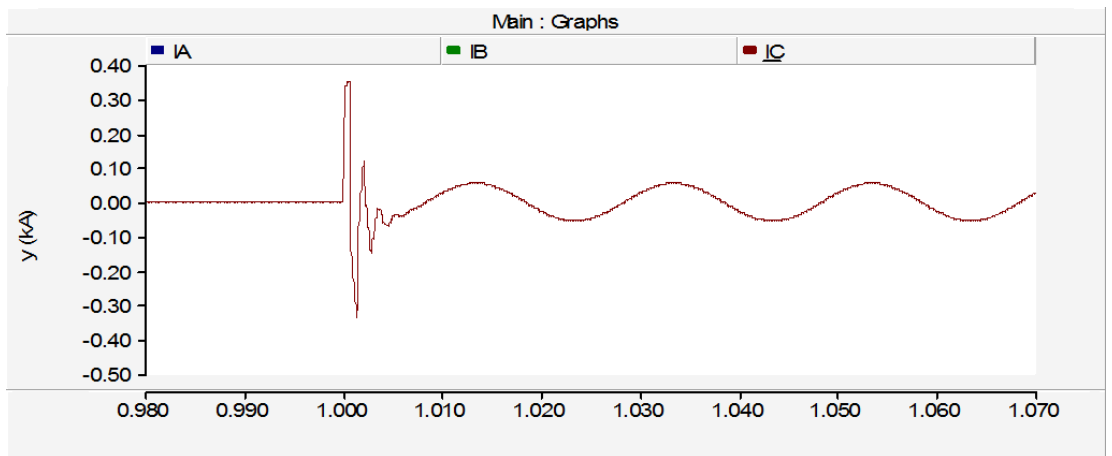


Figura 3.5.10.3.8. Intensidad fase C en cierre de línea de 100 km.

En la Figura 3.5.10.3.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una línea de 100 km de longitud.

La tensión compuesta a la que se conecta dicho elemento son 230 kV.

En esta simulación se experimentan los valores más altos de tensión y de intensidad en la fase B, siendo estos de 228.87 kV (1.22 p.u.) y 0.43 kA.

Estos valores no se consideran dentro de riesgo para la aparamenta del circuito y las instalaciones.

3.5.10.4. Simulación 4 - Cierre de una línea

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
10	1.95536 Ω 0.053721H	230 kV	Línea	200 km	1 s

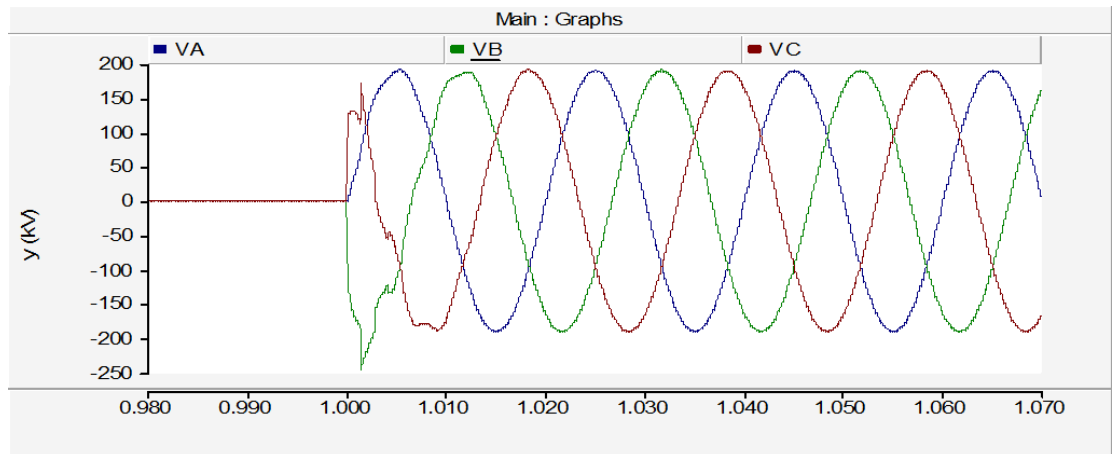


Figura 3.5.10.4.1. Tensiones en cierre de línea de 200 km.

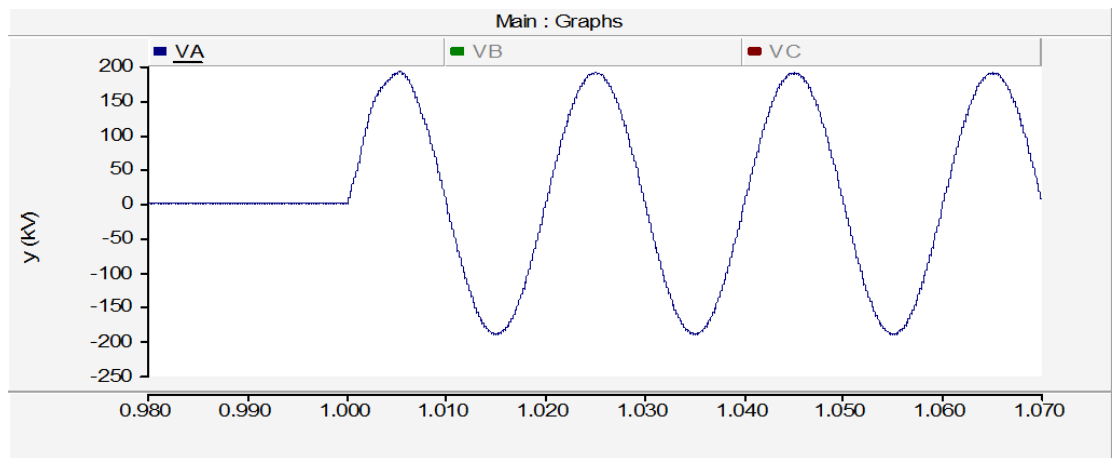


Figura 3.5.10.4.2. Tensión fase A en cierre de línea de 200 km.

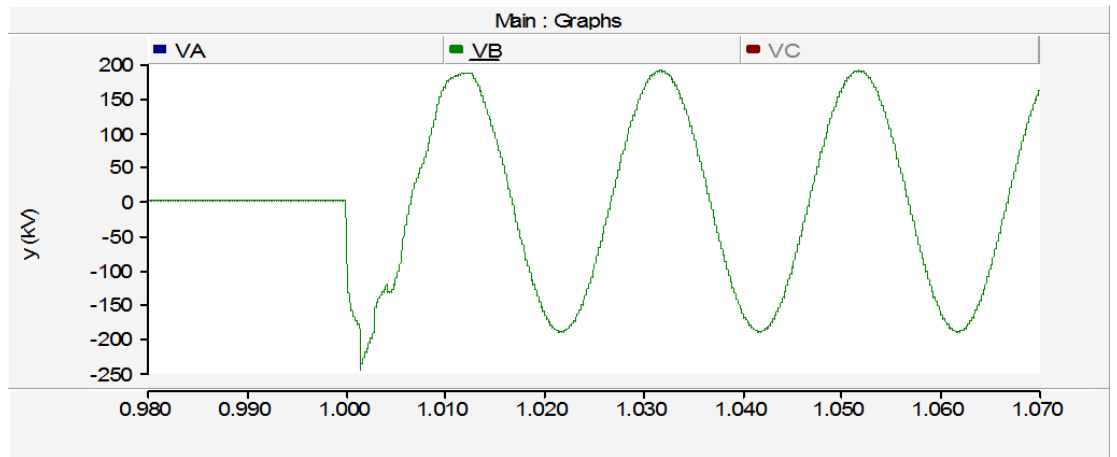


Figura 3.5.10.4.3. Tensión fase B en cierre de línea de 200 km.

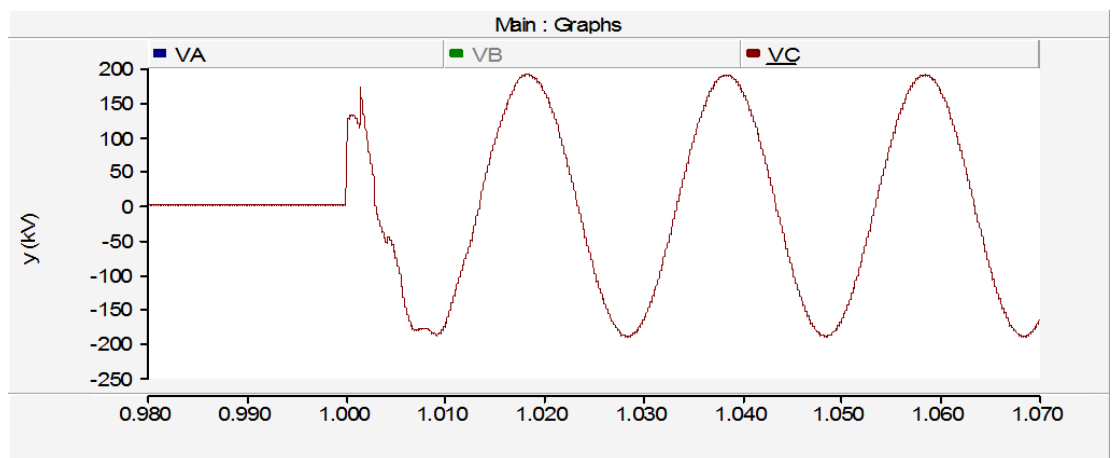


Figura 3.5.10.4.4. Tensión fase C en cierre de línea de 200 km.

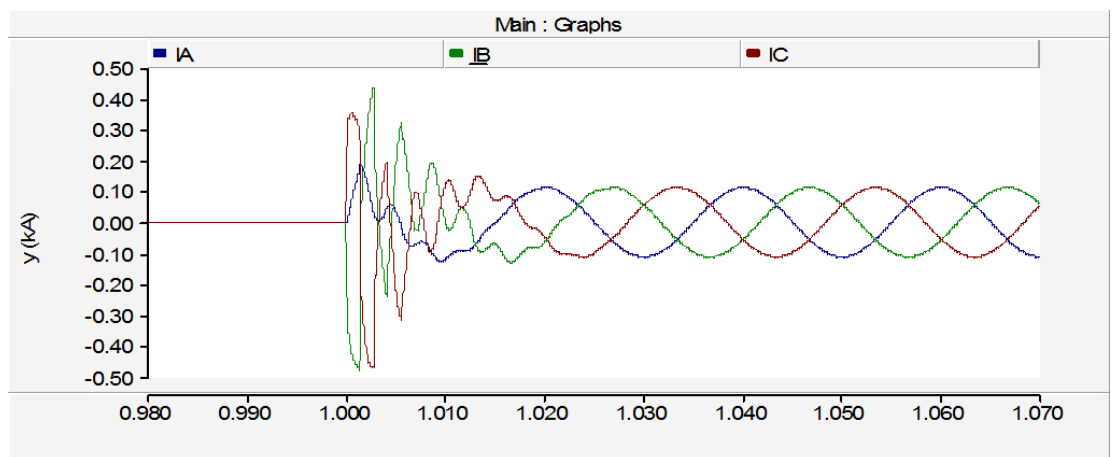


Figura 3.5.10.4.5. Intensidades en cierre de línea de 200 km.

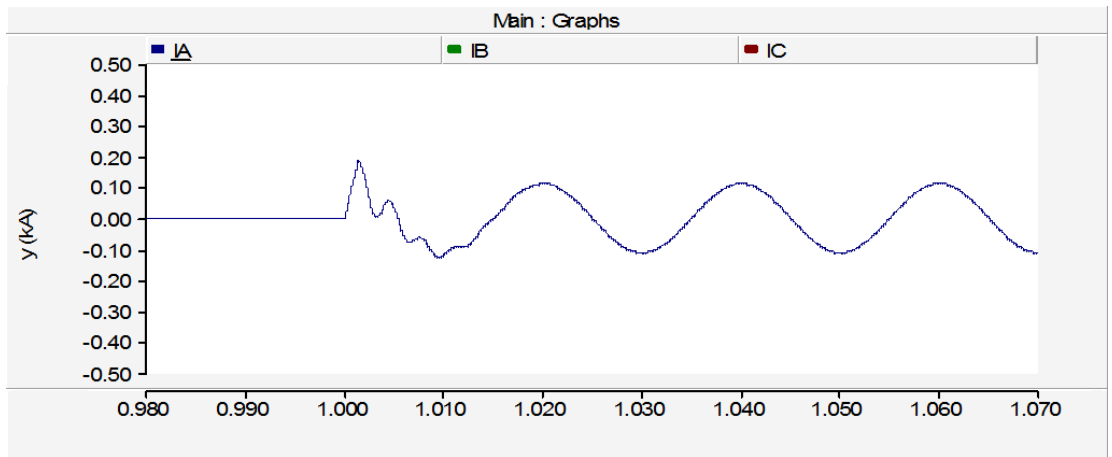


Figura 3.5.10.4.6. Intensidad fase A en cierre de línea de 200 km.

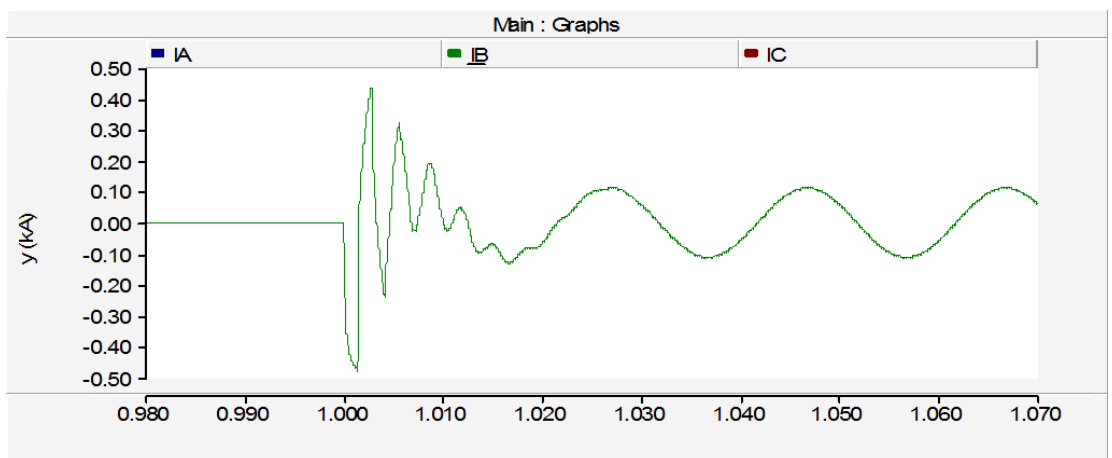


Figura 3.5.10.4.7. Intensidad fase B en cierre de línea de 200 km.

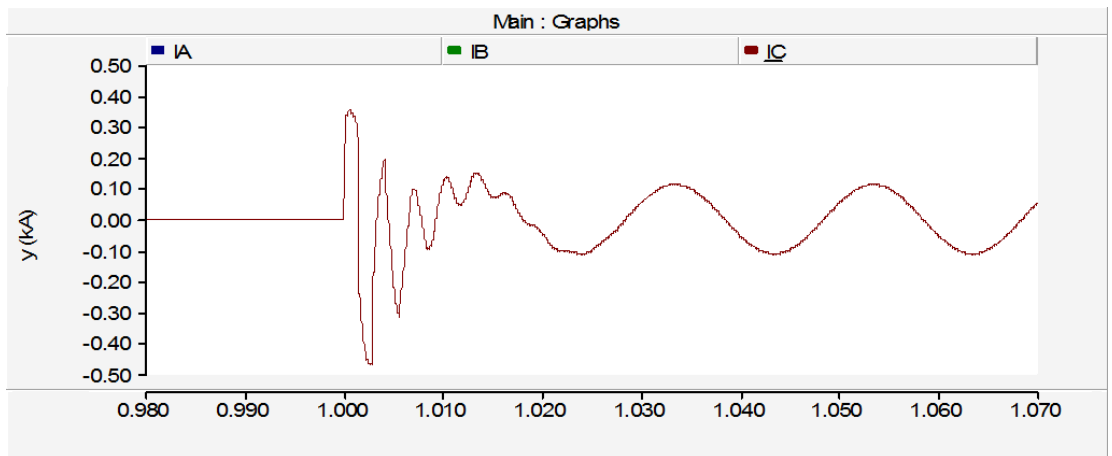


Figura 3.5.10.4.8. Intensidad fase C en cierre de línea de 200 km.

En la Figura 3.5.10.4.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de una línea de 200 km de longitud.

La tensión compuesta a la que se conecta dicho elemento son 230 kV.

En esta simulación se experimentan los valores más altos de tensión y de intensidad en la fase B, siendo estos de 245.00 kV (1.31 p.u.) y 0.48 kA.

Estos valores se encuentran en los límites por lo que ha de ser considerado evaluable la necesidad de intentar mitigar los efectos causados en el cierre de la línea, aunque siempre se tendrá que considerar el nivel de aislamiento de la aparatenta del circuito y las instalaciones implicadas.

3.5.11. Simulaciones de apertura tripolar de líneas aéreas

Se han realizado simulaciones de apertura de líneas modificando las variables de tensión y longitud. Las aperturas solo se han considerado desde el extremo que des-energiza la línea, es decir, el extremo que abre en segundo lugar, ya que es el caso en el cual el comportamiento es capacitivo. La apertura del extremo que des-acopla no es controlable, ya que dependerá de la carga que tenga conectada.

Debido a las limitaciones de licencia del PSCAD no se han podido realizar simulaciones de reencendidos, por lo que no se pueden generar las sobretensiones producidas a causa del arco eléctrico existente en la cámara del interruptor en la apertura.

Las únicas magnitudes que se disponen para evaluar el comportamiento y afectaciones en la apertura serán: la capacidad de corte capacitivo del interruptor y la corriente real en el instante de apertura mecánica del interruptor.

Simulaciones variando la tensión y la longitud de la línea

A continuación se muestran los resultados tras las simulaciones realizadas variando la tensión y la longitud de la línea. Se han realizado un total de 21 simulaciones con referencia en la tensión de la fase A. Estas se dividen en tres niveles de tensión, 400 kV, 220 kV y 132 kV. Dentro de cada nivel de tensión se han estudiado diferentes valores de longitudes de las líneas. Los resultados se muestran en la tabla 3.5.11.1, en la que se podrá ver para cada simulación la tensión compuesta del nudo al que se conecta la línea, la longitud de la línea, intensidad y tensión nominal, los tiempo de apertura de cada fase, el tiempo de duración del arco eléctrico y el valor real y por unidad de la sobretensión producida. Estos datos se representan en los gráficos 3.5.11.2 y 3.5.11.3.

El esquema adoptado para las simulaciones es el siguiente:

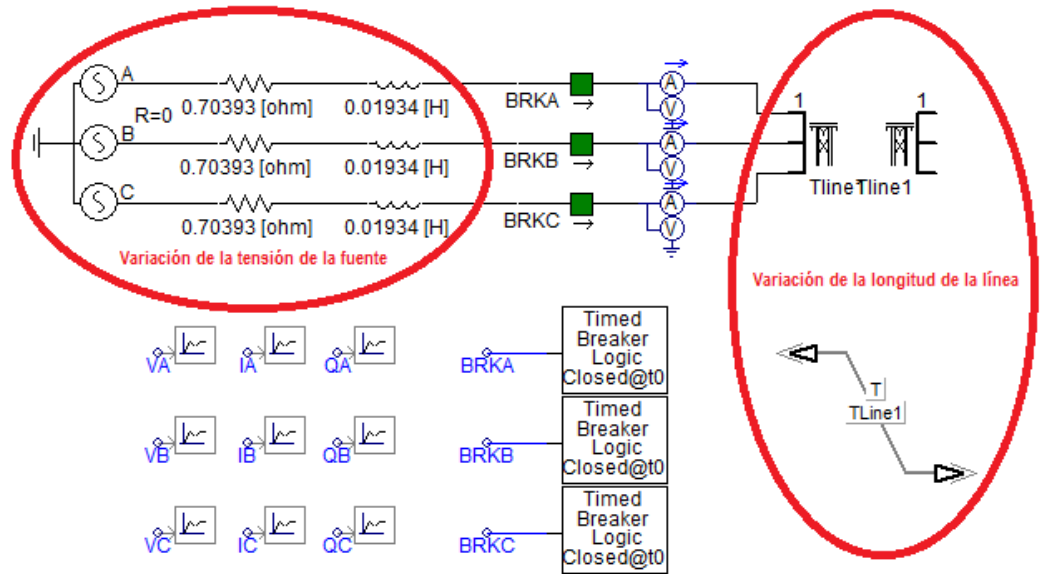


Figura 3.5.11.1. Esquema de la simulación de líneas con variación de la tensión y la longitud.

LONGITUD DEL ELEMENTO VARIABLE													
Prueba Nº	Tensión compuesta	Longitud	Intensidad absorbida	Tensión nominal	Orden de apertura	Apertura fase A	Tiempo de arco	Apertura fase B	Tiempo de arco	Apertura fase C	Tiempo de arco	Sobretensión	Tensión PU
1	400,00 kV	25,0 km	0,02 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
2	400,00 kV	50,0 km	0,05 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
3	400,00 kV	100,0 km	0,10 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
4	400,00 kV	200,0 km	0,20 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
5	400,00 kV	400,0 km	0,43 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0009 s	0,0009 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
6	400,00 kV	600,0 km	0,75 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0031 s	0,0031 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	326,60 kV	1,00
7	400,00 kV	800,0 km	1,24 kA	326,60 kV	10,00 s	10,0039 s	0,0039 s	10,0006 s	0,0006 s	10,0072 s	0,0072 s	326,60 kV	1,00
8	230,00 kV	50,0 km	0,03 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
9	230,00 kV	100,0 km	0,05 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
10	230,00 kV	200,0 km	0,11 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
11	230,00 kV	300,0 km	0,17 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
12	230,00 kV	400,0 km	0,24 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
13	230,00 kV	500,0 km	0,31 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0021 s	0,0021 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
14	230,00 kV	600,0 km	0,40 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0028 s	0,0028 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	187,79 kV	1,00
15	230,00 kV	800,0 km	0,62 kA	187,79 kV	10,00 s	10,0036 s	0,0036 s	10,0002 s	0,0002 s	10,0069 s	0,0069 s	187,79 kV	1,00
16	132,00 kV	100,0 km	0,03 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	107,78 kV	1,00
17	132,00 kV	200,0 km	0,06 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	107,78 kV	1,00
18	132,00 kV	400,0 km	0,13 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	107,78 kV	1,00
19	132,00 kV	600,0 km	0,22 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0026 s	0,0026 s	10,0000 s	0,0000 s	10,0000 s	0,0000 s	107,78 kV	1,00
20	132,00 kV	800,0 km	0,34 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0034 s	0,0034 s	10,0002 s	0,0002 s	10,0068 s	0,0068 s	107,78 kV	1,00
21	132,00 kV	1000,0 km	0,55 kA	107,78 kV	10,00 s	10,0041 s	0,0041 s	10,0007 s	0,0007 s	10,0074 s	0,0074 s	107,78 kV	1,00

Tabla 3.5.11.1. Resultado de las simulaciones de líneas con variación de la tensión y la longitud.



Figura 3.5.11.2. Gráfico de tiempo de arco de líneas con variación de la tensión y la longitud.



Figura 3.5.11.3. Gráfico de tiempos de arco de líneas con variación de la tensión y la longitud.



Figura 3.5.11.4. Gráfico de tiempos de arco de líneas con variación de la tensión y la longitud.

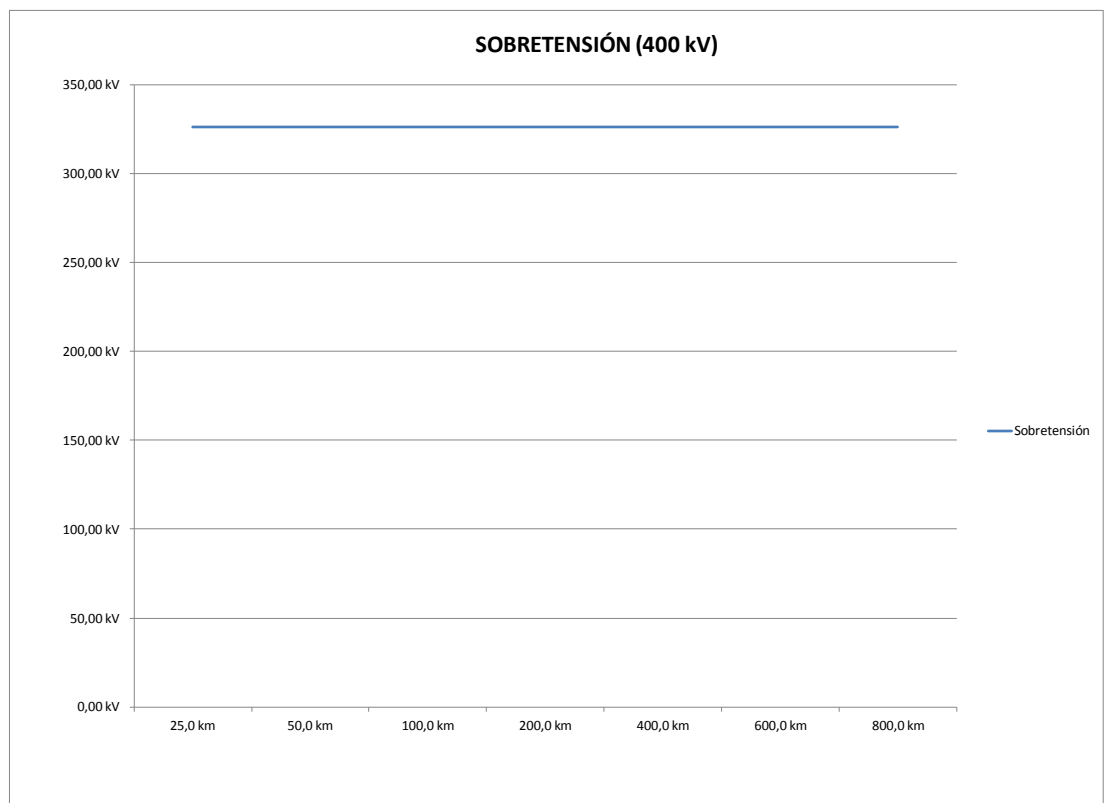


Figura 3.5.11.5. Gráfico de sobretensiones de líneas con variación de la tensión y la longitud.

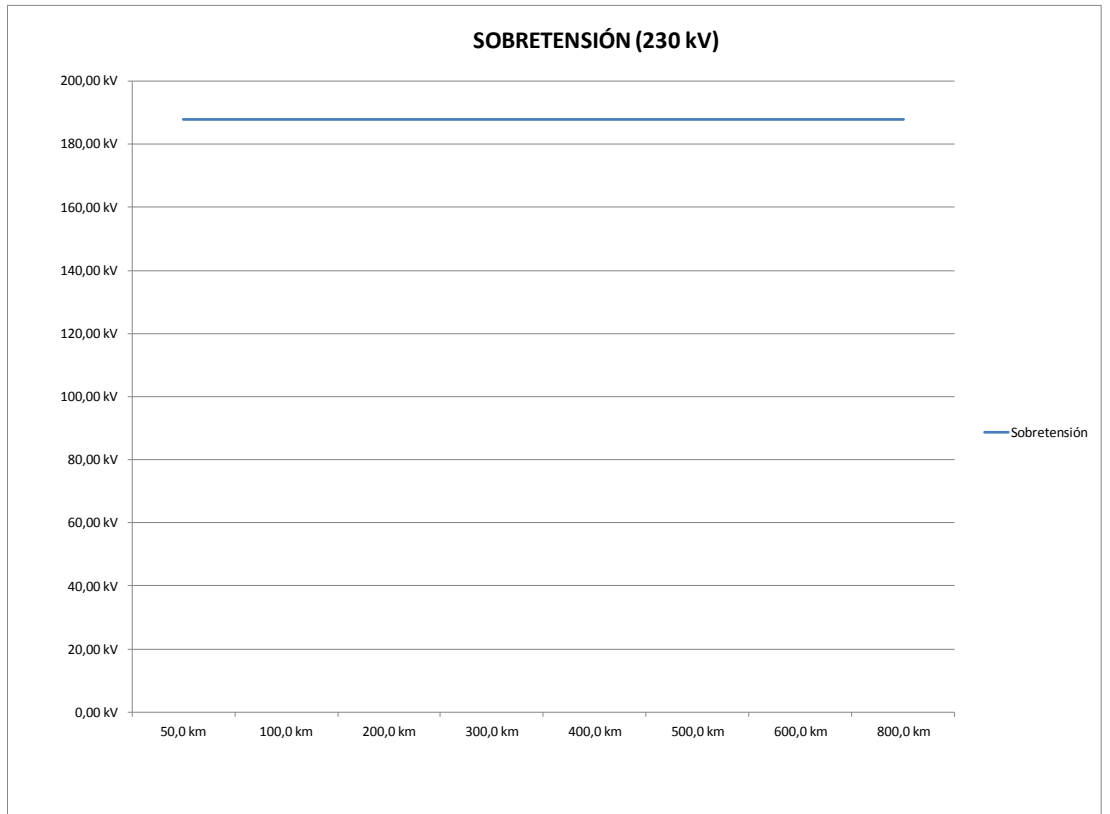


Figura 3.5.11.6. Gráfico de sobretensiones de líneas con variación de la tensión y la longitud.

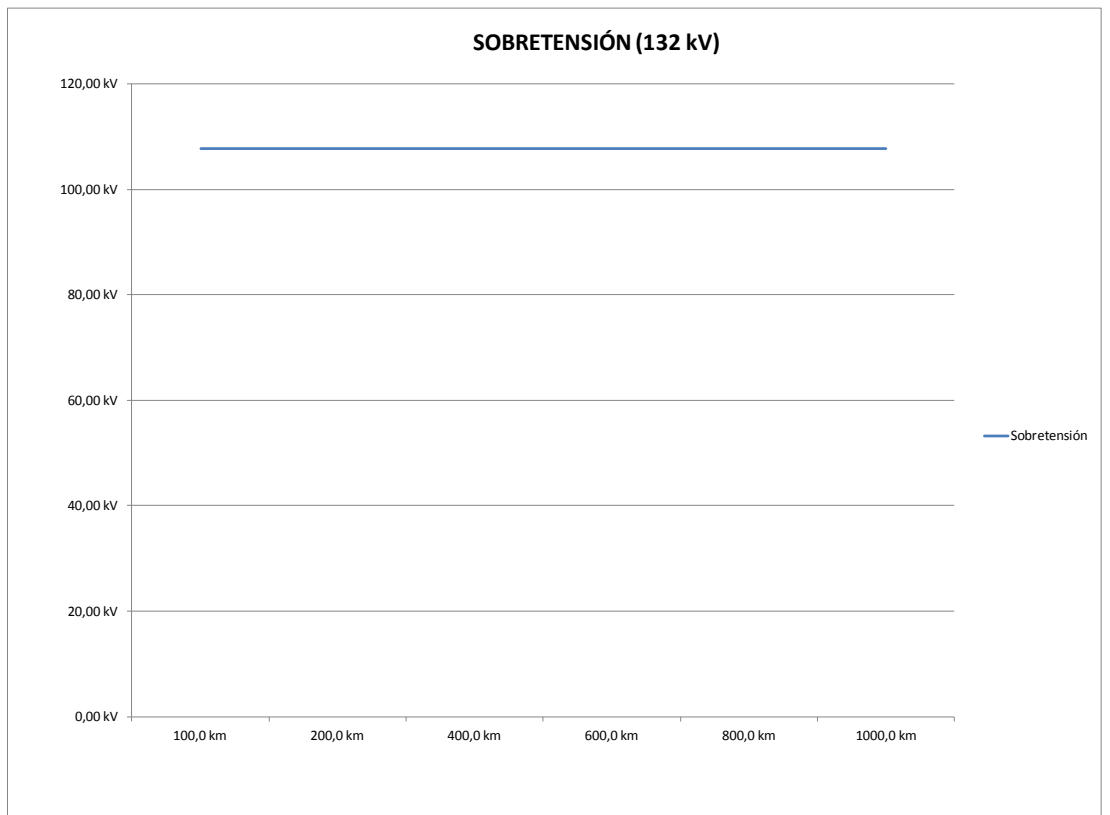


Figura 3.5.11.7. Gráfico de sobretensiones de líneas con variación de la tensión y la longitud.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.5.11.1.

3.5.11.1. Simulación 1 - Apertura de una línea

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
4	6.464 Ω 0.177591H	400 kV	Línea	200 km	1 s

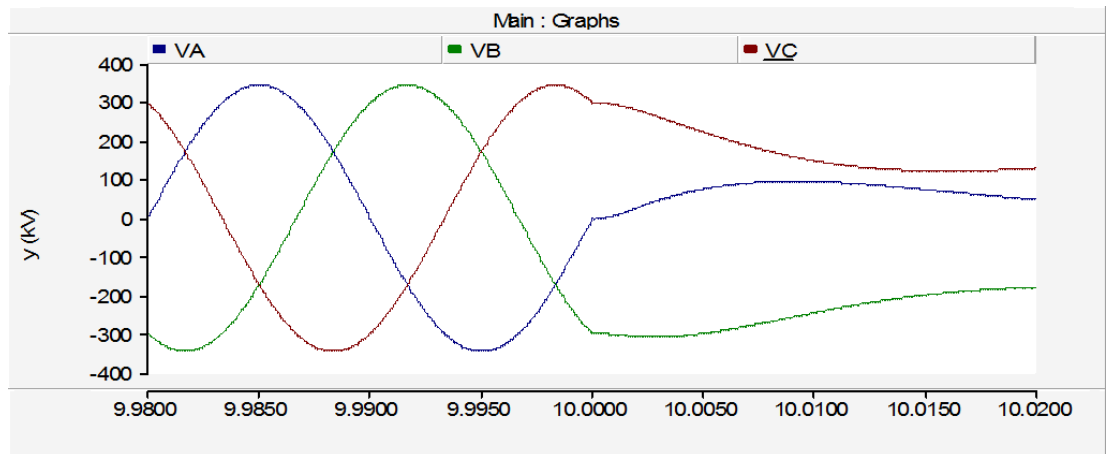


Figura 3.5.11.1.1. Tensiones en apertura de línea de 200 km.

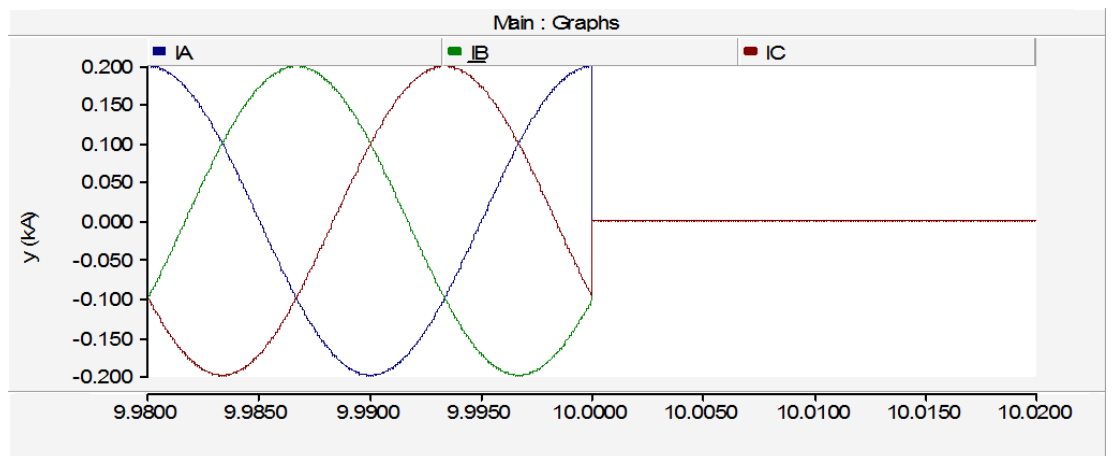


Figura 3.5.11.1.2. Intensidades en apertura de línea de 200 km.

3.5.11.2. Simulación 2 - Apertura de una línea

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
5	6.464 Ω 0.177591H	400 kV	Línea	400 km	1 s

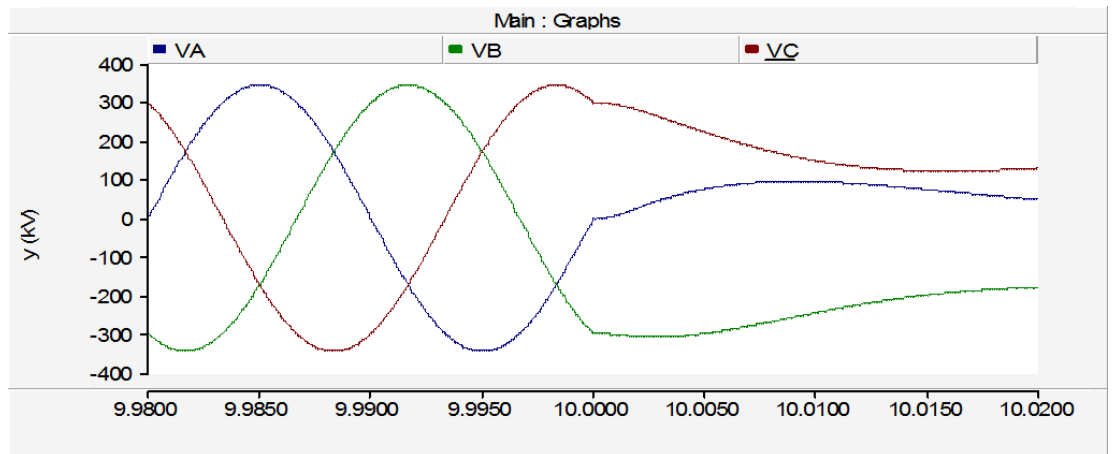


Figura 3.5.11.2.1. Tensiones en apertura de línea de 400 km.

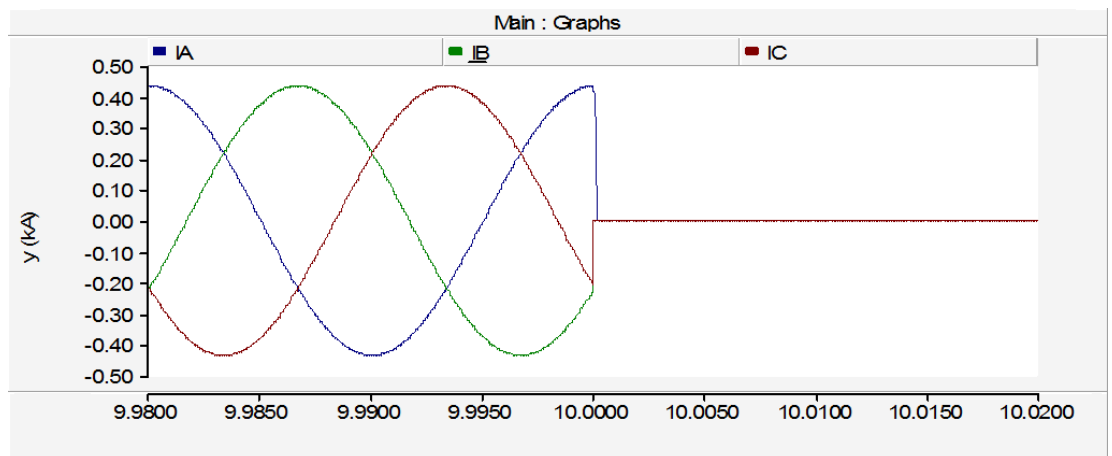


Figura 3.5.11.2.2. Intensidades en apertura de línea de 400 km.

3.5.11.3. Simulación 3 - Apertura de una línea

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
12	1.95536 Ω 0.053721H	230 kV	Línea	400 km	1 s

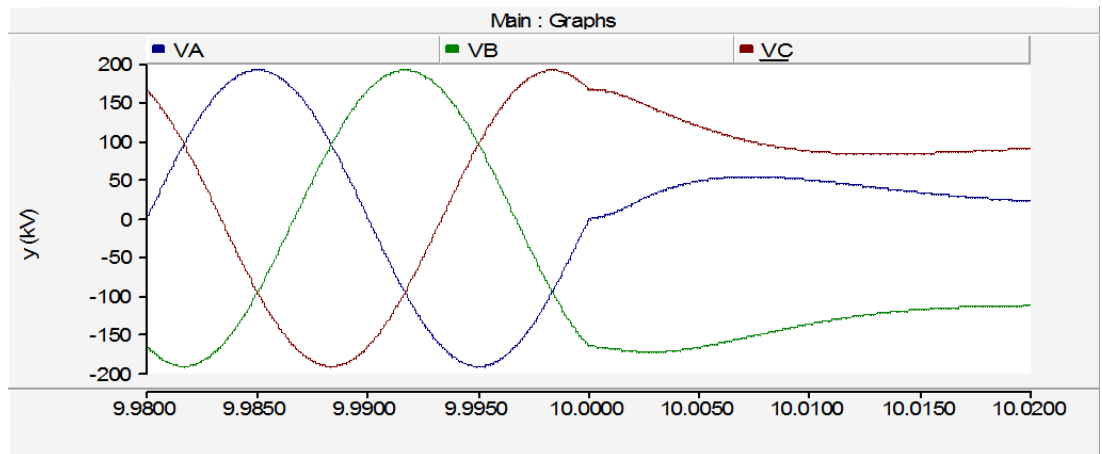


Figura 3.5.11.3.1. Tensiones en apertura de línea de 400 km.

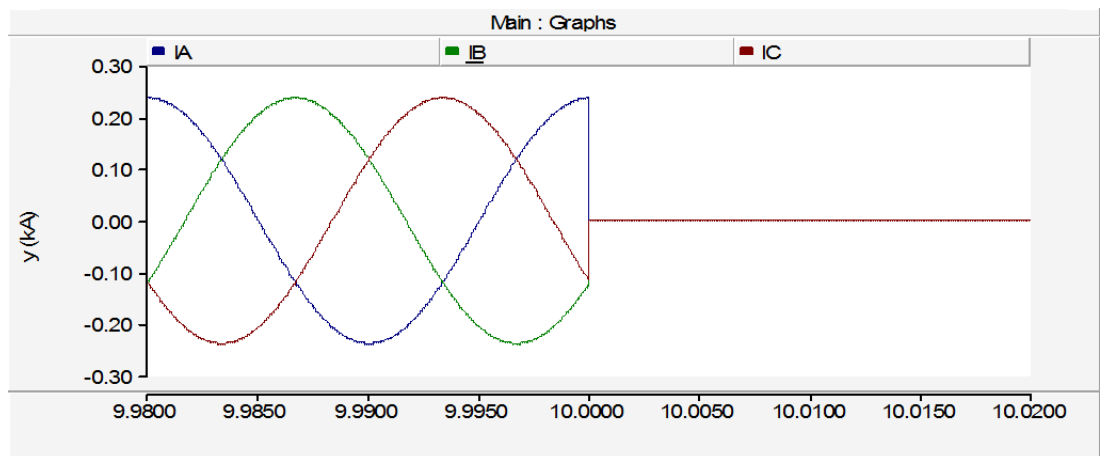
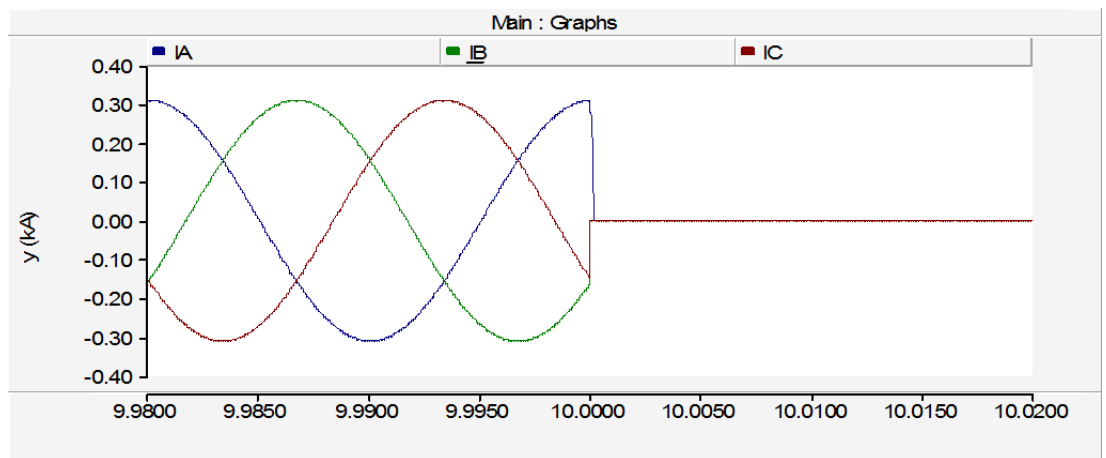
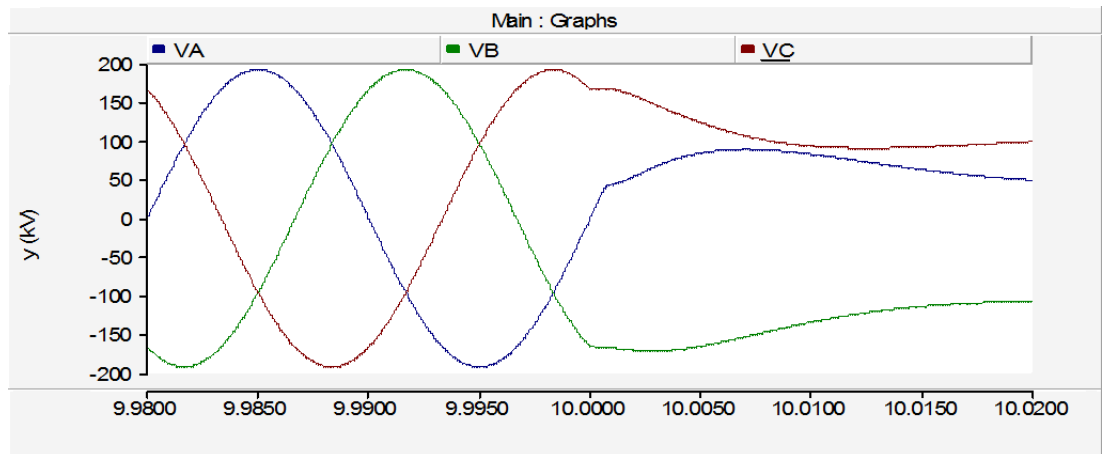


Figura 3.5.11.3.2. Intensidades en apertura de línea de 400 km.

3.5.11.4. Simulación 4 - Apertura de una línea

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
13	1.95536 Ω 0.053721H	230 kV	Línea	500 km	1 s



3.5.11.5. Simulación 5 - Apertura de una línea

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
18	0.70393 Ω 0.01934H	132 kV	Línea	400 km	1 s

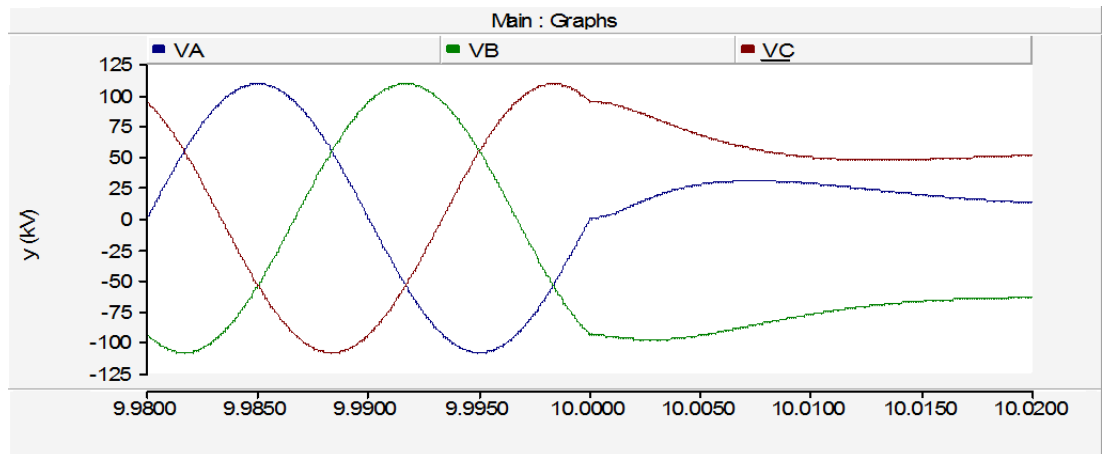


Figura 3.5.11.5.1. Tensiones en apertura de línea de 400 km.

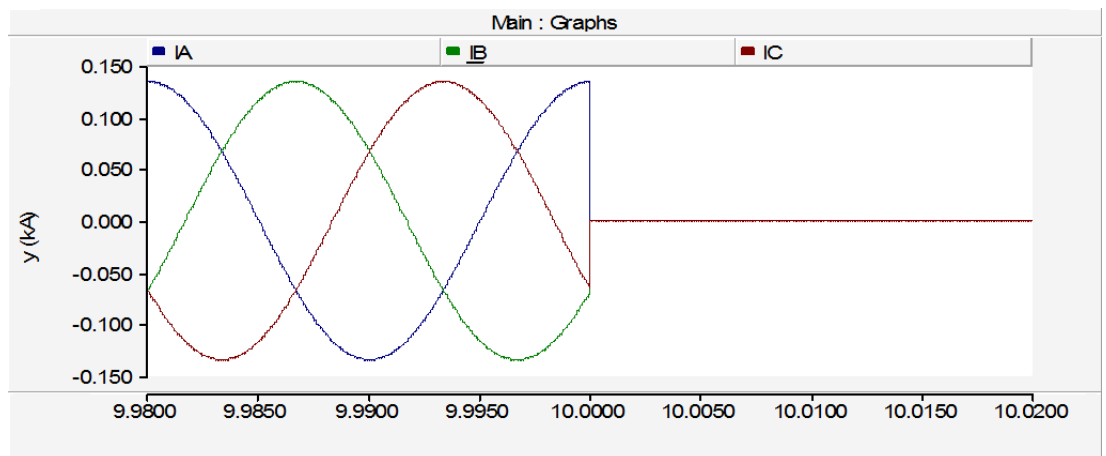
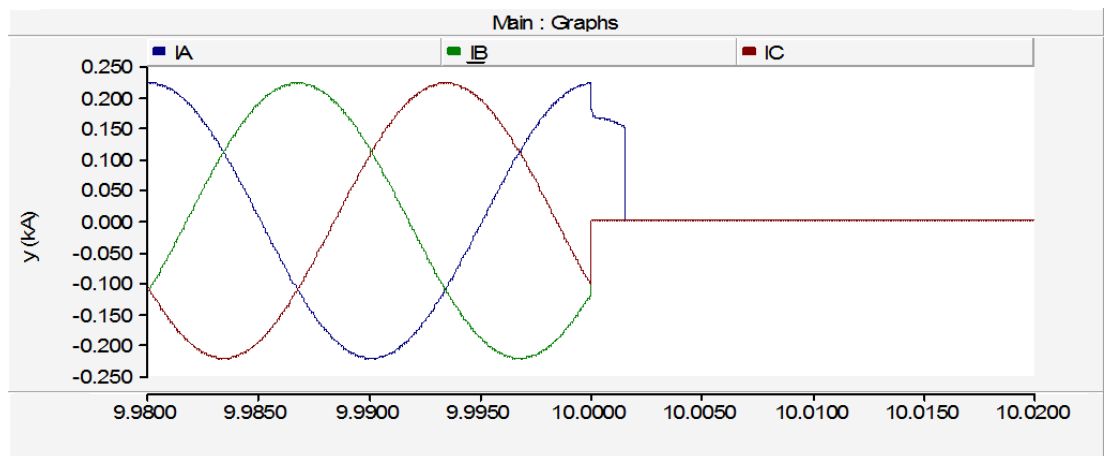
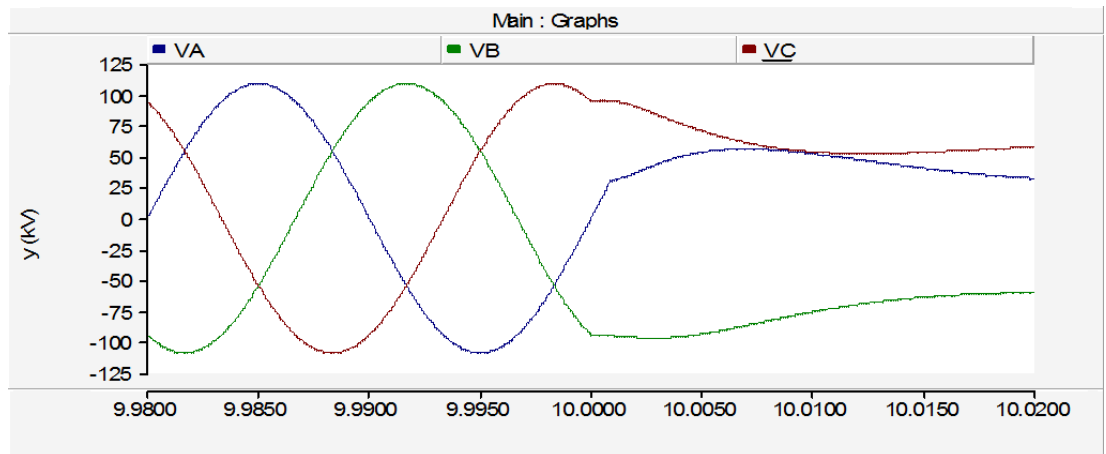


Figura 3.5.11.5.2. Intensidades en apertura de línea de 400 km.

3.5.11.6. Simulación 6 - Apertura de una línea

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Longitud	Tiempo de apertura
19	0.70393 Ω 0.01934H	132 kV	Línea	600 km	1 s



De la batería de pruebas realizadas se concluye que la capacidad de apertura exitosa de una línea dependerá únicamente de la propia capacidad de corte del interruptor. Obviamente la corriente capacitiva generada por la línea es directamente proporcional a la longitud de la misma.

3.6. Transformadores



Figura 3.6.1. Transformador de potencia de muy alta tensión.

Durante la energización, un transformador puede absorber una corriente pudiendo alcanzar un valor varias veces superior a la nominal y con un contenido armónico elevado. Esto es debido al alto grado de saturación magnética al que puede verse sometido el núcleo. Esta corriente es conocida como corriente de irrupción, corriente de choque, corriente de energización, corriente de magnetización y con el término inglés “*inrush current*”.

3.6.1. Efectos negativos

Los principales efectos negativos que puede provocar la corriente de magnetización tanto en el propio transformador como en el sistema eléctrico más próximo son los siguientes:

- Las protecciones diferenciales y contra sobrecorrientes pueden sufrir disparos intempestivos. En él se pueden encontrar diversas propuestas encaminadas a que las protecciones puedan distinguir entre una corriente de energización y una falta interna del transformador.

- La calidad del suministro puede verse gravemente afectada por sobretensiones, huecos de tensión y fenómenos de resonancia entre otros.
- Las bobinas de los transformadores se ven sometidas a unos elevados esfuerzos electrodinámicos que pueden acortar su vida útil.

Por todo ello, resulta evidente la necesidad de mitigar las consecuencias de la corriente de magnetización, atenuándola y/o disminuyendo su duración.

3.6.2. Fundamentos teóricos

Para estudiar el fenómeno de energización, se considera el siguiente transformador monofásico:

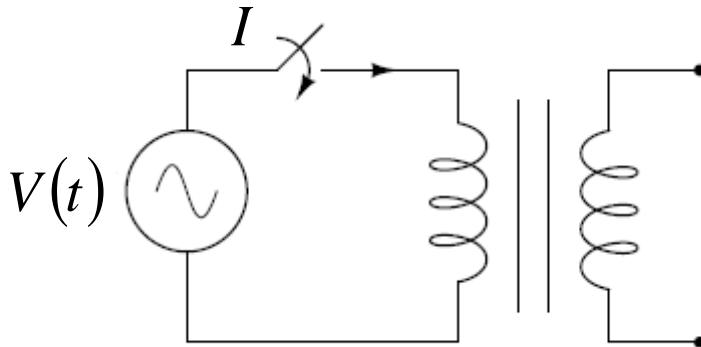


Figura 3.6.2.1. Circuito de energización de transformador monofásico

Cuando el interruptor se cierra, se conecta a una fuente de tensión sinusoidal al primario del transformador y aparece en el núcleo de éste un flujo magnético. Si se desprecian las pérdidas, la relación entre la tensión y el flujo viene dada por:

$$V(t) = N \cdot \frac{d\phi(t)}{dt} \quad 3.6.2.1.$$

Donde $V(t)$ es la tensión aplicada, $\phi(t)$ el flujo magnético y N el número de espiras.

Si la tensión aplicada, para $t > 0$, es de la forma:

$$V(t) = A \cdot \cos(\omega t + \varphi) \quad 3.6.2.2.$$

Donde A es la amplitud y ω la pulsación de la onda, entonces el flujo se puede obtener integrando la ecuación siguiente:

$$\phi(t) = \phi_r + \frac{1}{N} \int_0^t U_0 \cdot \cos(\omega t + \varphi) dt = \phi_r + \frac{U_0}{N \cdot \omega} [\text{sen}(\omega t + \varphi) - \text{sen} \varphi] \quad 3.6.2.3.$$

Denominando a la amplitud del flujo $\phi_0 = \frac{U_0}{N \cdot \omega}$, la ecuación anterior puede simplificarse de la siguiente forma:

$$\phi(t) = \phi_r + \phi_0 [\text{sen}(\omega t + \varphi) - \text{sen}\varphi] \quad 3.6.2.4.$$

Como se puede observar, el flujo resultante es una función sinusoidal con una componente continua de valor $\phi_r - \phi_0 \text{sen}\varphi$. El término ϕ_r se corresponde con el flujo remanente en el núcleo del transformador, es consecuencia de la histéresis del material ferromagnético y su valor viene determinado por el transitorio durante la última desconexión.

El término $\phi_0 \text{sen}\varphi$ depende del valor de la tensión en el instante en el que se realice la conexión.

El material de la chapa magnética que forma el núcleo del transformador tiene una característica no lineal como la mostrada en la siguiente figura:

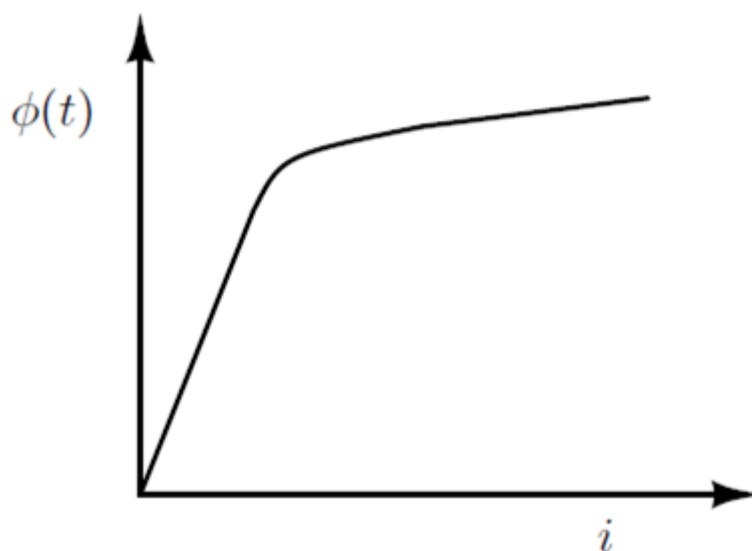


Figura 3.6.2.2. Curva típica de magnetización del núcleo magnético de un transformador.

Los transformadores se diseñan para que, en condiciones normales de funcionamiento, el valor máximo del flujo esté próximo al codo de la curva de magnetización del material del núcleo. Esto da lugar, en régimen normal de funcionamiento, a una corriente de magnetización pequeña y con algún contenido armónico, como se muestra en la siguiente figura:

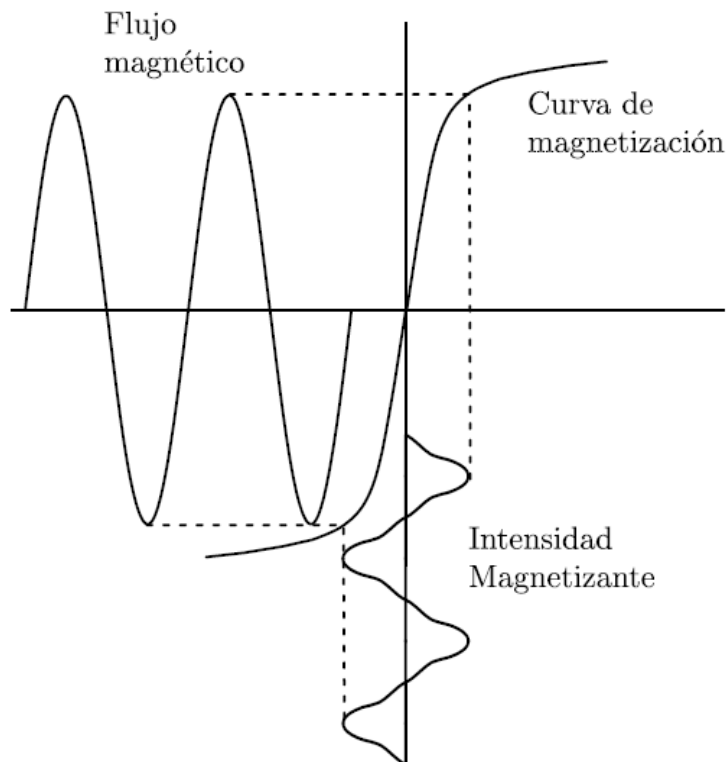


Figura 3.6.2.3. Curva de magnetización característica flujo-intensidad.

Sin embargo, como se ha mostrado anteriormente, el valor de pico del flujo depende del instante en que se conecte el transformador y del flujo remanente, es decir del valor de $\phi_r - \phi_0 \text{sen}\varphi$ que se suma a su amplitud normal ϕ_0 . En ausencia de flujo remanente, ese valor de pico del flujo puede llegar a ser hasta el doble del valor normal según el valor que adopte $\text{sen}\varphi$.

Debido a la histéresis del núcleo, cuando se desconecta el transformador puede aparecer un flujo remanente tal y como se muestra en la siguiente figura:

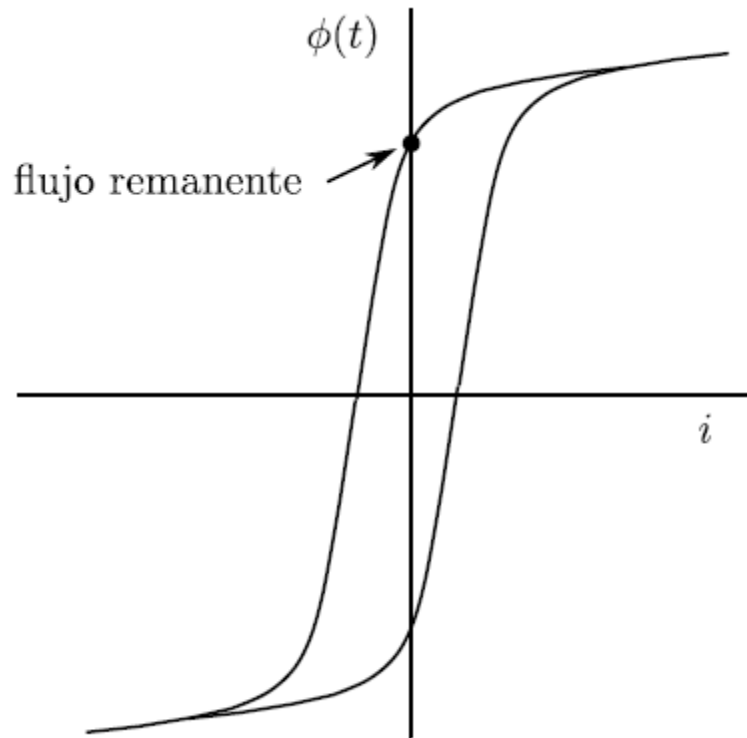


Figura 3.6.2.4. Flujo remanente de un transformador.

Si se considera dicho flujo remanente, puede ocurrir que se haya elegido el instante de conexión de tal forma que se anule el término $\phi_r - \phi_0 \text{sen} \varphi$, en cuyo caso el valor de pico del flujo coincide con el valor esperado, ϕ_0 . En la siguiente figura se muestra el ángulo óptimo de conexión, φ_{opt} , en función del ratio ϕ_r / ϕ_0 . Se puede observar que para cada valor del ratio ϕ_r / ϕ_0 hay dos valores del ángulo óptimo que hacen que el término $\phi_r - \phi_0 \text{sen} \varphi$ sea nulo.

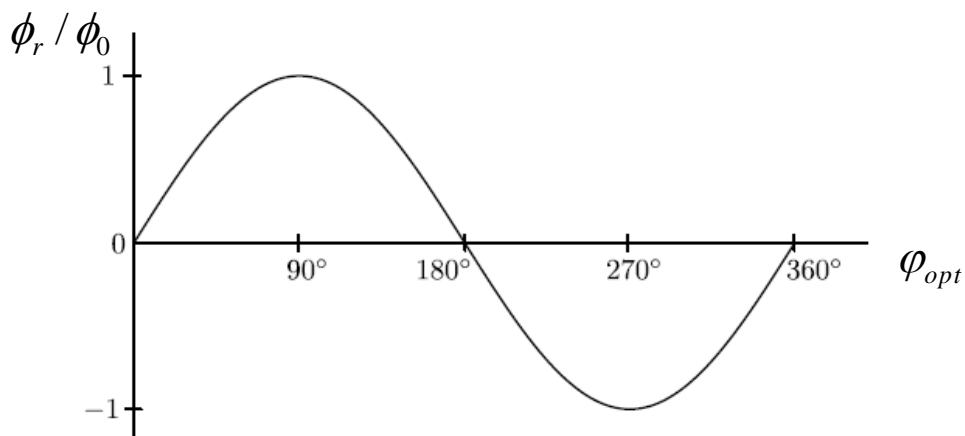


Figura 3.6.2.5. Ángulo óptimo de conexión, φ_{opt} , en función del ratio ϕ_r / ϕ_0 .

En el caso de que el instante de conexión no sea el óptimo, el valor de pico del flujo puede ser mayor que el doble del máximo esperado, ϕ_0 . En este caso el núcleo llega a un elevado grado de saturación, lo que provoca una elevada corriente de magnetización. Este fenómeno se puede observar en la figura que viene a continuación, donde incluso con un pequeño incremento del valor de pico del flujo, la intensidad necesaria para magnetizar el núcleo es mucho más elevada que en el caso anterior y con mayor contenido armónico.

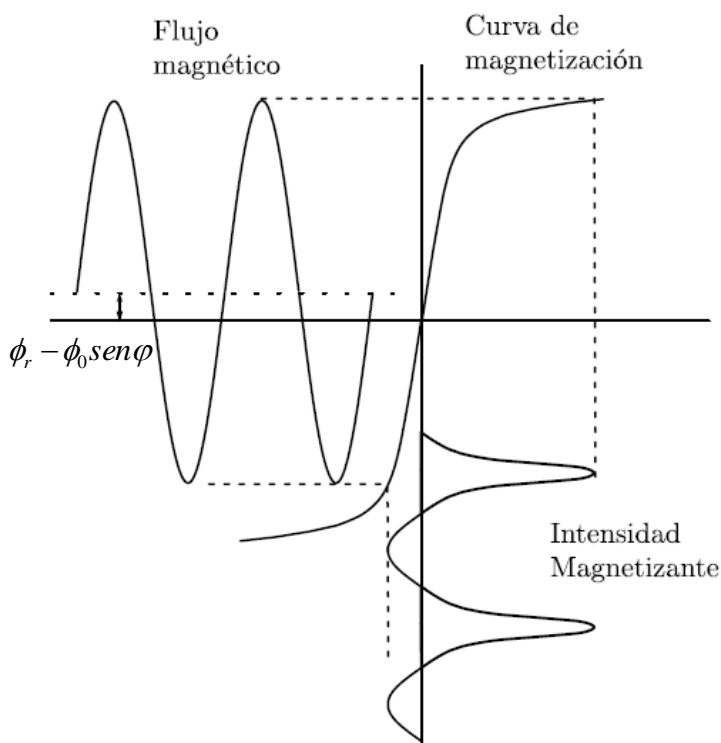


Figura 3.6.2.6. Intensidad de magnetización con núcleo saturado y flujo asimétrico.

En la situación anterior, si se desprecia la resistencia de los devanados, de la línea y de la fuente que alimenta al transformador, el valor medio del flujo seguiría siendo distinto de cero y el elevado valor de la corriente magnetizante se mantendría indefinidamente. En la realidad, la típica forma de onda de la corriente magnetizante es la mostrada en la figura siguiente, donde puede observarse que se amortigua con el tiempo. Aún sabiendo el carácter no lineal de la inductancia del transformador, puede considerarse de forma aproximada que dicho amortiguamiento viene determinado por una constante de tiempo característica del tipo $\tau = L/R$. El tiempo que tarda en desaparecer esta sobrecorriente de magnetización puede ser desde algunos ciclos hasta algunos minutos.

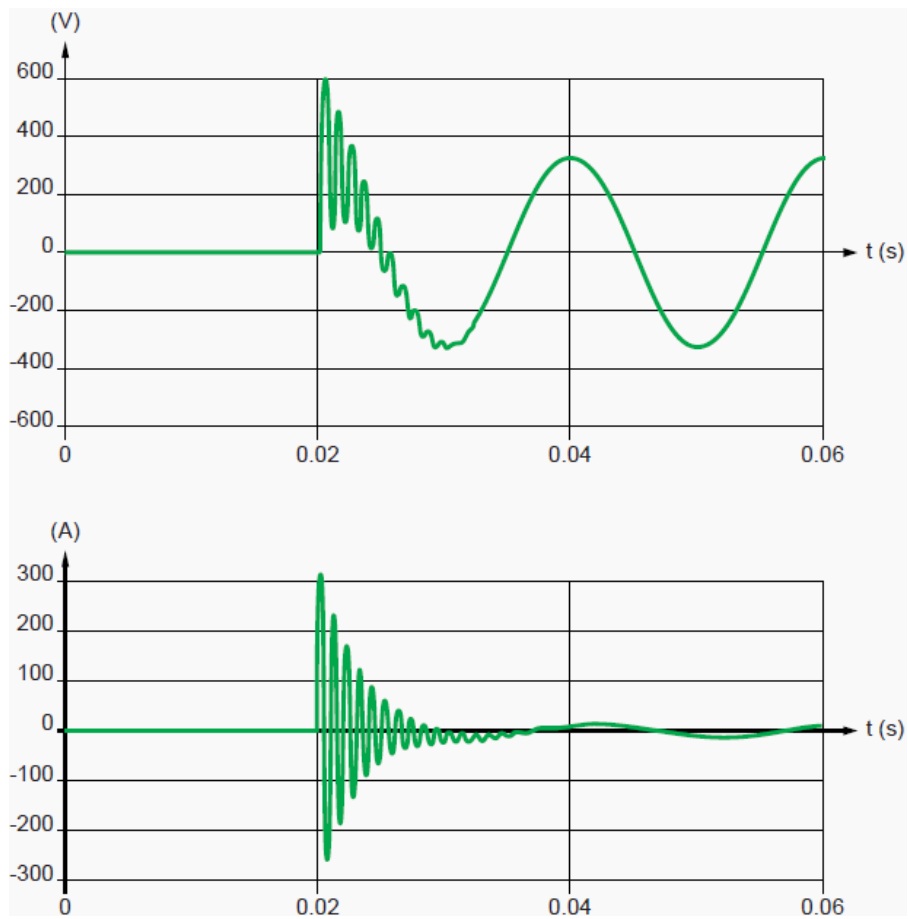


Figura 3.6.2.7. Corriente de magnetización de un transformador.

3.6.3. Parámetros de los que depende la intensidad de magnetización

En el apartado anterior se ha calculado el flujo resultante en el núcleo cuando se energiza un transformador monofásico en vacío:

$$\phi(t) = \phi_r + \phi_0 \text{sen} \varphi = \phi_0 \text{sen}(\omega t + \varphi) \quad 3.6.3.1.$$

Se puede observar que el valor del flujo en el núcleo depende del flujo remanente ϕ_r , del flujo nominal ϕ_0 y del instante de conexión. A su vez el flujo nominal depende de la tensión nominal máxima U_0 , del número de espiras N y de la pulsación ω :

$$\phi_0 = \frac{U_0}{N \cdot \omega} \quad 3.6.3.2.$$

Estos valores influyen de manera directa en la intensidad de magnetización debido a la relación de ésta con el flujo mediante la curva de magnetización del núcleo. Es evidente que, para una determinada curva de magnetización, cuanto mayor sea el flujo mayor será la probabilidad de que entre en la zona de saturación y por tanto la intensidad de magnetización será más elevada.

Otro aspecto importante es la influencia sobre la intensidad de magnetización del flujo en saturación y el coeficiente de autoinducción una vez que el núcleo está saturado. Concretamente, para un flujo determinado, cuanto mayor sea el flujo correspondiente al codo de saturación del núcleo y el coeficiente de autoinducción, menor será la intensidad de magnetización.

Hay otros parámetros que influyen en la intensidad de magnetización como son la resistencia de los devanados y la impedancia de cortocircuito que presenta la red en los terminales del transformador. En ambos casos, cuanto mayor sean sus valores, menor será la intensidad de magnetización.

Por último, es necesario comentar que tanto el tipo de núcleo, número de fases así como el tipo de conexión también influyen en la corriente de magnetización.

3.6.4. Simulaciones de cierre de transformadores.

Se han realizado simulaciones de cierre de transformadores modificando las variables de instante de cierre, impedancia de la fuente, potencia del transformador, relación de transformador y flujo remanente.

A continuación se muestran todos los resultados tras las simulaciones realizadas modificando las variables anteriormente mencionadas. Se han realizado un total de 34 simulaciones con referencia en la tensión de la fase A. Estas se dividen en 21 simulaciones variando el instante de cierre sobre la onda, correspondiente a 20 ms, desde el instante $t_1=1$ s hasta el $t_{21}=1.02$ s. También se han realizado simulaciones modificando la impedancia fuente, una alta y otra baja, la potencia del transformador (600 MVA, 400 MVA, 200 MVA, 100 MVA) y la variación del flujo remanente con valores del 10%, 20%, 40%, 60%, 80% y 100%.

El motivo de realizar el estudio sobre este tipo de transformadores es por ser los de uso común en la red de transporte de energía eléctrica en España. La conexión de este tipo de transformadores siempre es Y-Y.

Los resultados se muestran en la tabla 3.6.5.1, en la que se podrá ver para cada simulación los datos del transformador y de la fuente, el instante de cierre, las intensidades y tensiones máximas y nominales para cada fase, así como el valor por unidad de la intensidad mayor y del “hueco de tensión”.

RESULTADO DE SIMULACIONES DE CIERRE DE TRANSFORMADORES																					
Prueba N°	Datos del transformador			Datos de la fuente			Instante de conexión	Resultados fase A				Resultados fase B				Resultados fase C				Resultados máximos	
	Potencia	Relación de transformación	Remanencia	Impedancia	Potencia	Tensión compuesta		Intensidad nominal	Intensidad máxima	Tensión en conexión	Tensión nominal	Intensidad nominal	Intensidad máxima	Tensión en conexión	Tensión nominal	Intensidad nominal	Intensidad máxima	Tensión en conexión	Tensión nominal	Valor PU (I)	Valor PU (V)
1	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0000 s	0,87 kA	2,36 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,79 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,74 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,73	0,97
2	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0010 s	0,87 kA	2,31 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,45 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,04 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,67	0,97
3	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0020 s	0,87 kA	2,15 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,27 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,25 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,60	0,97
4	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0030 s	0,87 kA	1,90 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,63 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,35 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,71	0,97
5	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0040 s	0,87 kA	1,57 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,95 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,34 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,70	0,97
6	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0050 s	0,87 kA	1,21 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,19 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,22 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,56	0,97
7	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0060 s	0,87 kA	1,21 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,19 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,22 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,56	0,97
8	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0070 s	0,87 kA	1,85 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,36 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,68 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,73	0,97
9	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0080 s	0,87 kA	2,12 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,27 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,33 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,62	0,97
10	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0090 s	0,87 kA	2,29 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,07 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,40 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,64	0,97
11	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0100 s	0,87 kA	2,36 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,79 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,74 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,73	0,97
12	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0110 s	0,87 kA	2,31 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,45 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,04 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,67	0,97
13	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0120 s	0,87 kA	2,15 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,27 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,25 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,60	0,97
14	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0130 s	0,87 kA	1,90 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,63 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,35 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,72	0,97
15	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0140 s	0,87 kA	1,57 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,95 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,34 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,70	0,97
16	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0150 s	0,87 kA	1,21 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,19 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,22 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,56	0,97
17	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0160 s	0,87 kA	1,52 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,33 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,58 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,69	0,97
18	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0170 s	0,87 kA	1,85 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,36 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,68 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,73	0,97
19	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0180 s	0,87 kA	2,12 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,27 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,33 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,62	0,97
20	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0190 s	0,87 kA	2,29 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,07 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,40 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,64	0,97
21	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0200 s	0,87 kA	2,36 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,79 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,74 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,73	0,97
22	600 MVA	400/220	0 %	31,2760 - 0,43104H	600 MVA	400,00 kV	1,0000 s	0,87 kA	1,90 kA	254,56 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,44 kA	254,56 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,40 kA	254,56 kV	326,59 kV	2,19	0,78
23	600 MVA	400/220	0 %	0,1258Q - 0,00843H	600 MVA	400,00 kV	1,0000 s	0,87 kA	2,43 kA	324,86 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,85 kA	324,86 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,80 kA	324,86 kV	326,59 kV	2,81	0,99
24	600 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0000 s	0,87 kA	2,36 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,79 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,74 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,73	0,97
25	400 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	400 MVA	400,00 kV	1,0000 s	0,58 kA	1,57 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,58 kA	1,19 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,58 kA	1,18 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,72	0,97
26	200 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	200 MVA	400,00 kV	1,0000 s	0,29 kA	0,78 kA	315,59 kV	326,59 kV	0,29 kA	0,59 kA	315,59 kV	326,59 kV	0,29 kA	0,58 kA	315,59 kV	326,59 kV	2,70	0,97
27	100 MVA	400/220	0 %	1,0770 - 0,02959H	100 MVA	400,00 kV	1,0000 s	0,14 kA	0,39 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,14 kA	0,29 kA	315,58 kV	326,59 kV	0,14 kA	0,29 kA	315,58 kV	326,59 kV	2,70	0,97
28	600 MVA	220/220	0 %	0,325Q - 0,0089H	600 MVA	220,00 kV	1,0000 s	1,57 kA	4,29 kV	173,57 kV	179,52 kV	1,57 kA	3,26 kV	173,57 kV	179,52 kV	1,57 kA	3,17 kV	173,57 kV	179,52 kV	2,72	0,97
29	600 MVA	400/220	10 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0000 s	0,87 kA	2,67 kV	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,48 kV	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,43 kV	315,58 kV	326,59 kV	3,08	0,97
30	600 MVA	400/220	20 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0000 s	0,87 kA	2,91 kV	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,24 kV	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,23 kV	315,58 kV	326,59 kV	3,36	0,97
31	600 MVA	400/220	40 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0000 s	0,87 kA	3,38 kV	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,65 kV	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	1,69 kV	315,58 kV	326,59 kV	3,90	0,97
32	600 MVA	400/220	60 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0000 s	0,87 kA	3,85 kV	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,12 kV	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,17 kV	315,58 kV	326,59 kV	4,45	0,97
33	600 MVA	400/220	80 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0000 s	0,87 kA	4,33 kV	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,60 kV	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	2,64 kV	315,58 kV	326,59 kV	5,00	0,97
34	600 MVA	400/220	100 %	1,0770 - 0,02959H	600 MVA	400,00 kV	1,0000 s	0,87 kA	4,80 kV	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	3,07 kV	315,58 kV	326,59 kV	0,87 kA	3,11 kV	315,58 kV	326,59 kV	5,54	0,97

Tabla 3.6.4.1. Resultado de las simulaciones de transformadores.

Simulaciones variando el instante de cierre

El esquema adoptado para estas simulaciones es el siguiente:

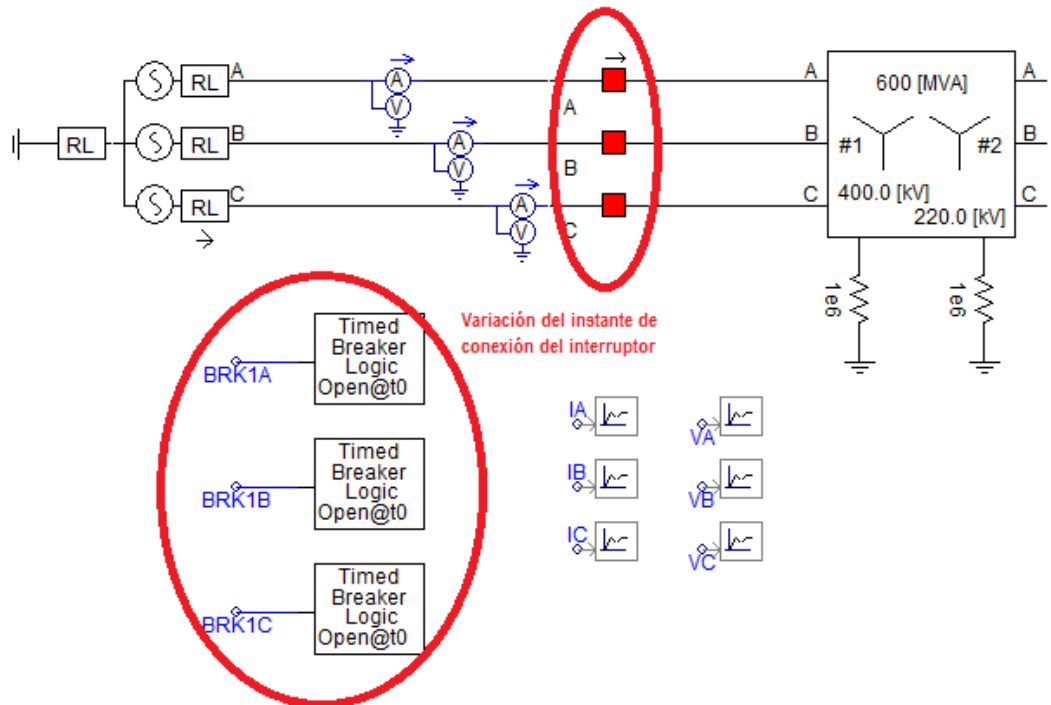


Figura 3.6.4.1. Esquema de la simulación de transformadores.

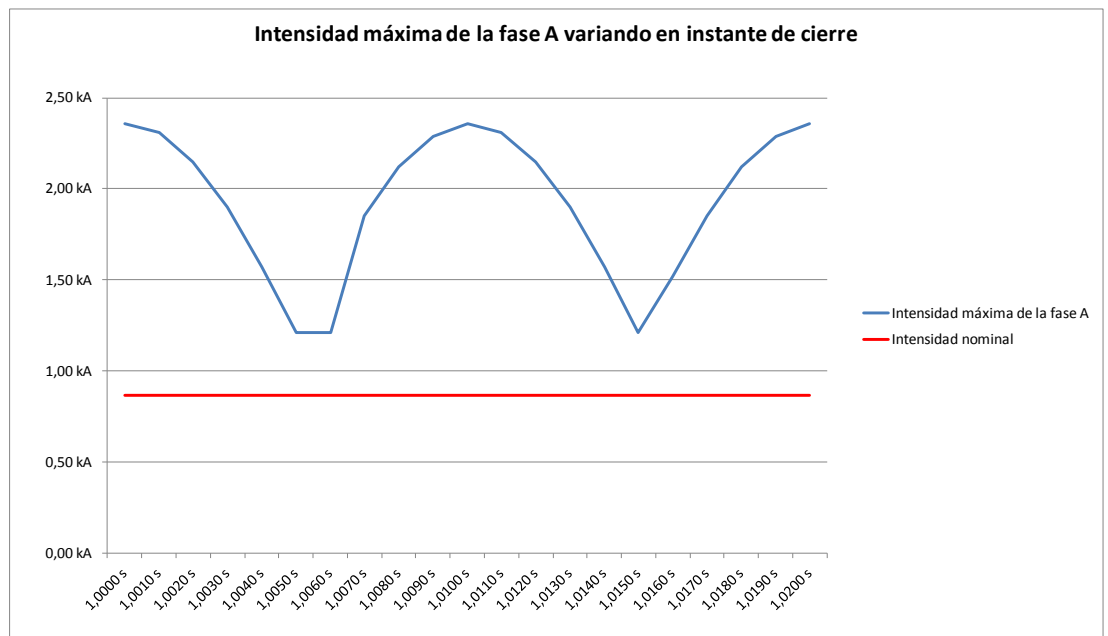


Figura 3.6.4.2. Gráfico de la intensidad máxima variando el instante de cierre. Resultados numéricos localizados en la tabla 3.6.4.1.

En la figura 3.6.4.2 se observa que el instante de cierre influye considerablemente en la corriente máxima de inserción del

transformador, cuyo comportamiento inicial es inductivo y por lo tanto el momento óptimo parece a priori ser el máximo de tensión siempre que el flujo remanente sea nulo.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas de este tipo de variable, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.6.4.1.

3.6.4.1. Simulación 1 - Cierre de un transformador

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia y flujo remanente	Relación de transformación
1	1.077 Ω 0.02959H 600 MVA	400 kV	Transformador	600 MVA 0%	400/220 kV

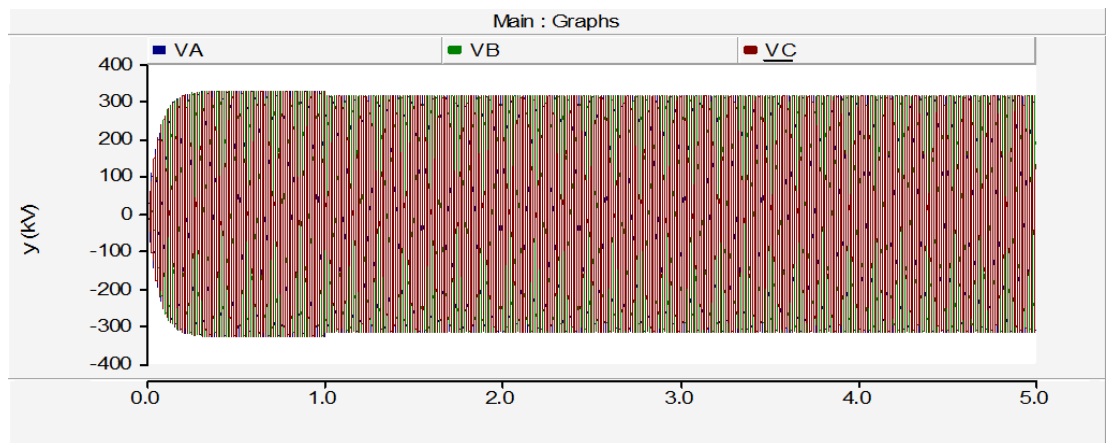


Figura 3.6.4.1.1. Tensiones en cierre de transformador.

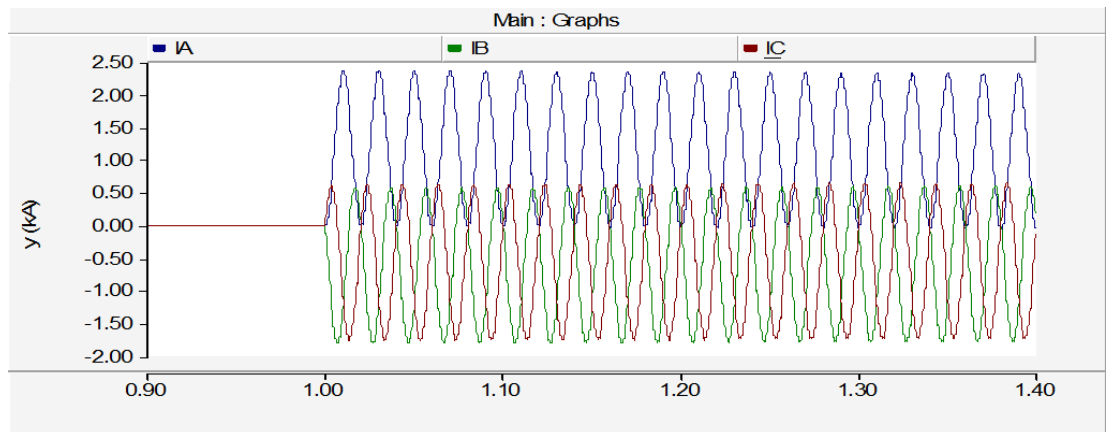


Figura 3.6.4.1.2. Intensidades en cierre de transformador.

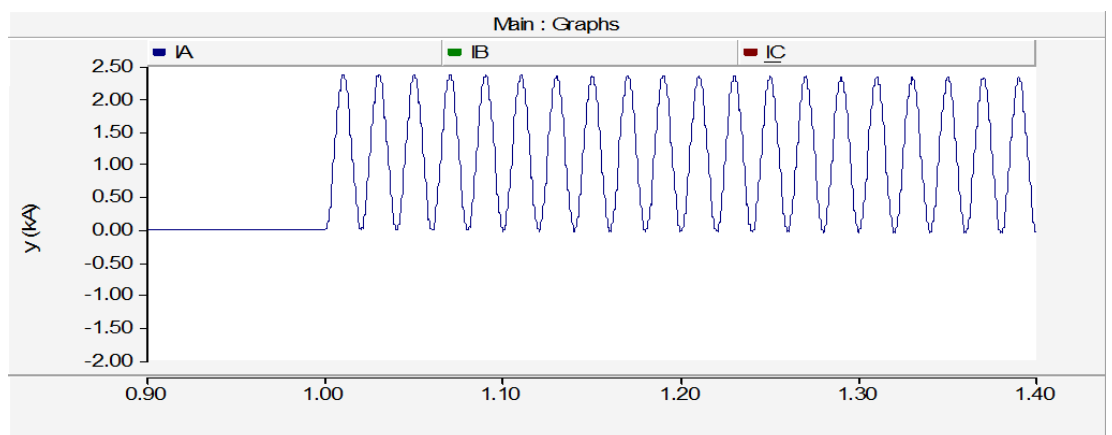


Figura 3.6.4.1.3. Intensidad fase A en cierre de transformador.

En la Figura 3.6.4.1.1 se observa el cierre en el instante $t=1$ de un transformador de 600 MVA, con relación de transformación 400/220 kV. Este caso muestra el instante menos favorable de cierre para la máquina.

En dicha figura se puede apreciar un “hueco” de tensión al energizar el transformador de valor 315.51 kV, cuando la tensión máxima tiene un valor de 326.59 kV, es decir, corresponde a un valor de 0.97 por unidad.

También se observa que se produce una corriente de inserción de valor máximo de 2.36 kA.

Simulaciones variando la impedancia fuente

El esquema adoptado para estas simulaciones es el siguiente:

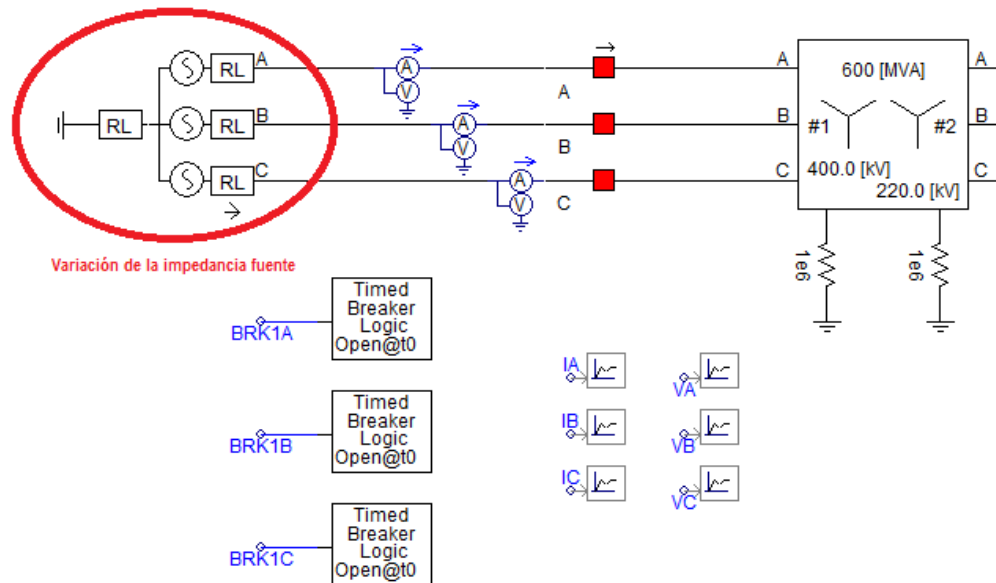


Figura 3.6.4.3. Esquema de la simulación de transformadores.

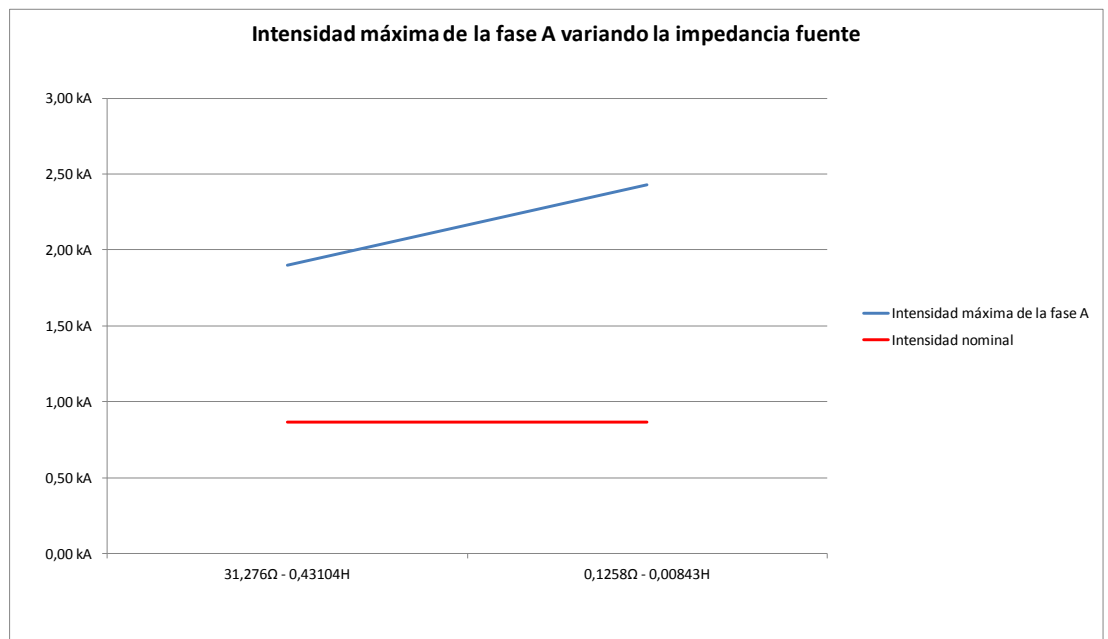


Figura 3.6.4.4. Gráfico de la intensidad máxima variando la impedancia fuente. Resultados numéricos localizados en la tabla 3.6.4.1.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas de este tipo de variable, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.6.4.1.

3.6.4.2. Simulación 2 - Cierre de un transformador

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia y flujo remanente	Relación de transformación
22	31.276 Ω 0.43104H 600 MVA	400 kV	Transformador	600 MVA 0%	400/220 kV

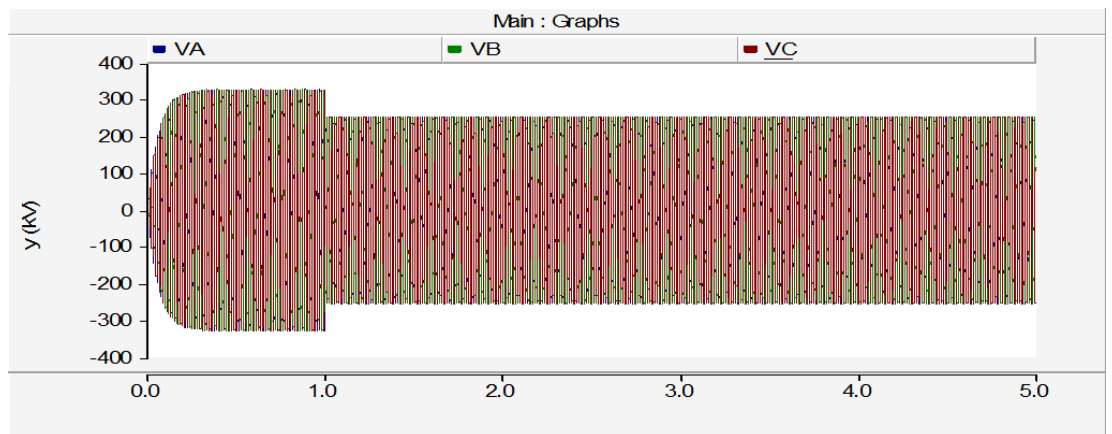


Figura 3.6.4.2.1. Tensiones en cierre de transformador.

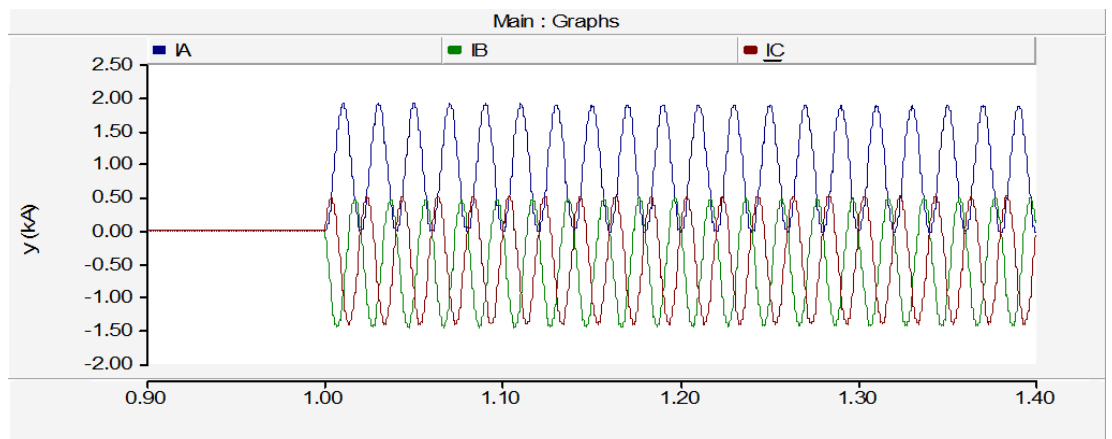


Figura 3.6.4.2.2. Intensidades en cierre de transformador.

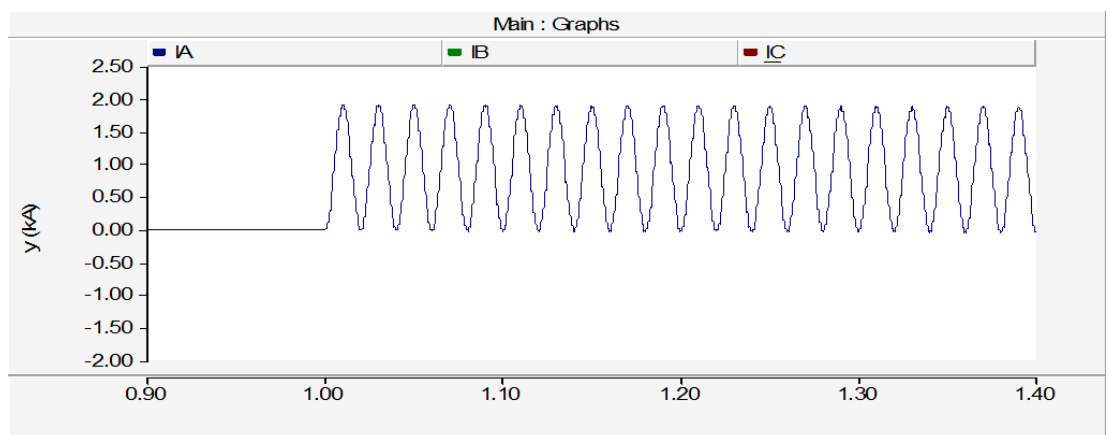


Figura 3.6.4.2.3. Intensidad fase A en cierre de transformador.

3.6.4.3. Simulación 3 - Cierre de un transformador

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia y flujo remanente	Relación de transformación
23	0.1258 Ω 0.00843H 600 MVA	400 kV	Transformador	600 MVA 0%	400/220 kV

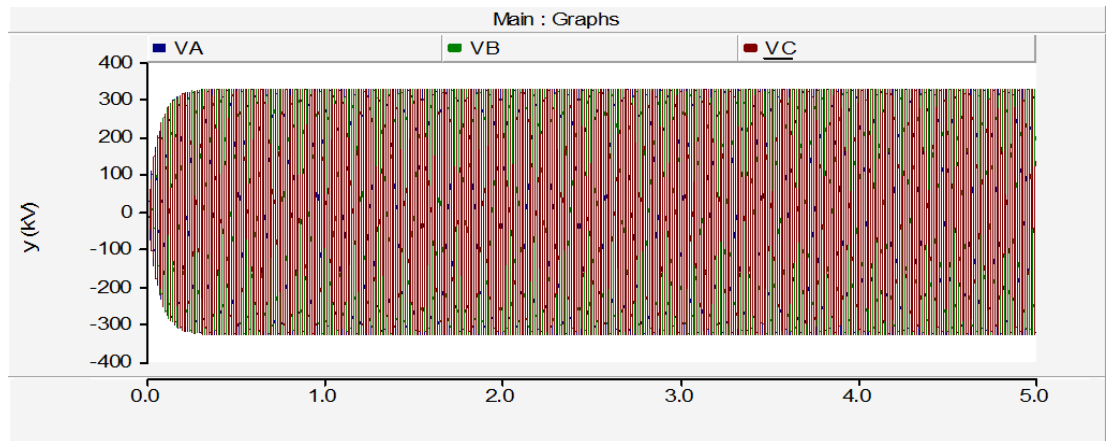


Figura 3.6.4.3.1. Tensiones en cierre de transformador.

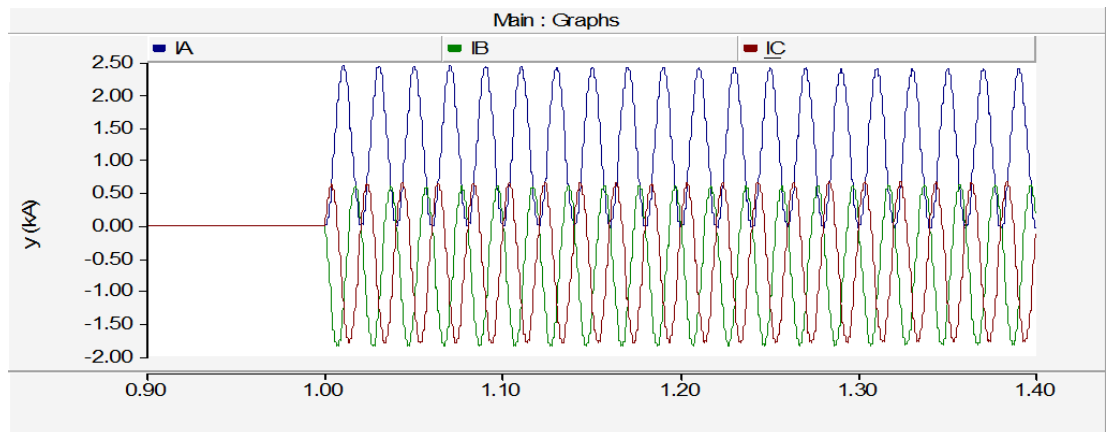


Figura 3.6.4.3.2. Intensidades en cierre de transformador.

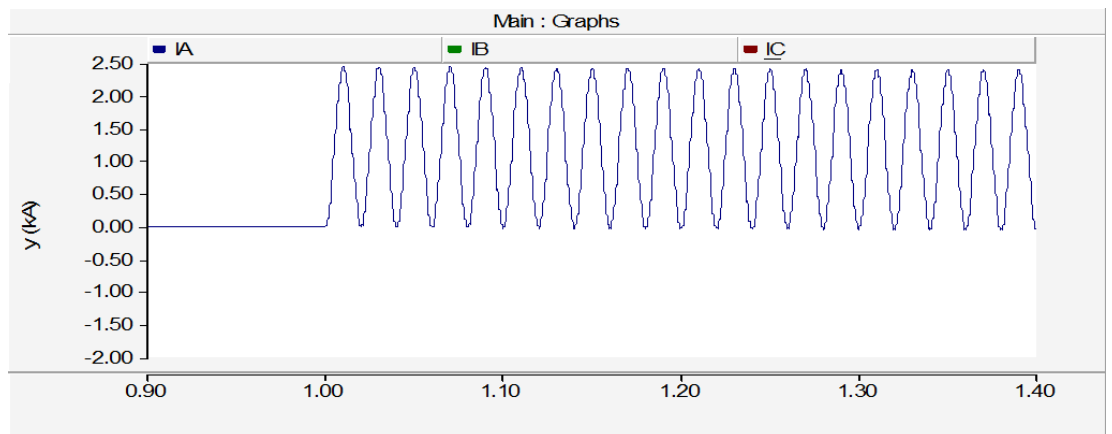


Figura 3.6.4.3.3. Intensidad fase A en cierre de transformador.

Al observar los resultados obtenidos en las simulaciones mostradas en los puntos 3.6.4.2 y 3.6.4.3, se observa que la influencia que tiene la impedancia de la fuente sobre el hueco de tensión es directamente proporcional, mientras que el valor de la corriente de inserción es inversamente proporcional.

Simulaciones variando la potencia

El esquema adoptado para estas simulaciones es el siguiente:

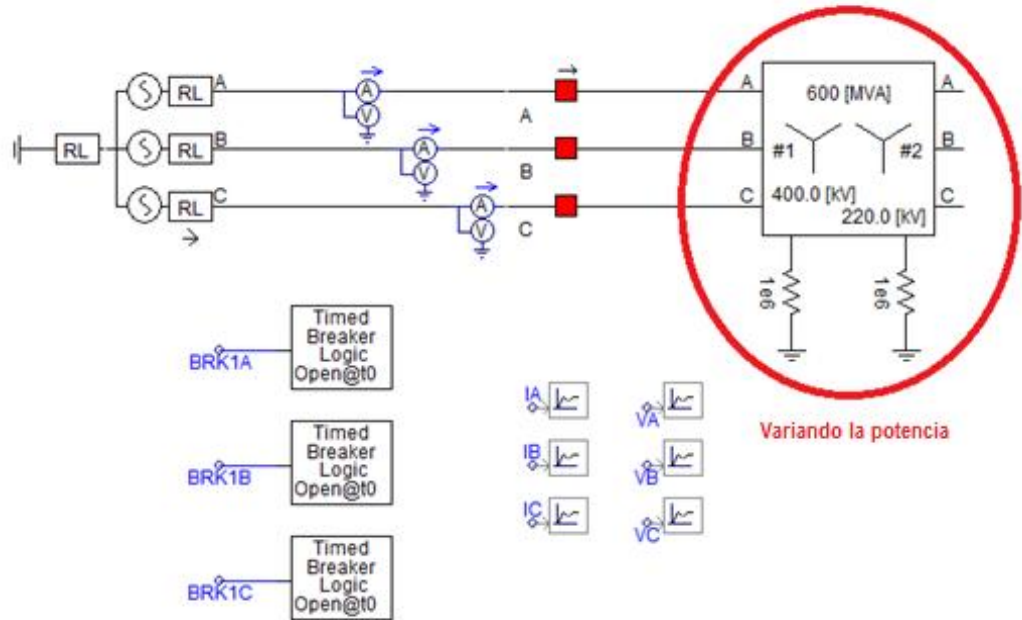


Figura 3.6.4.5. Esquema de la simulación de transformadores.

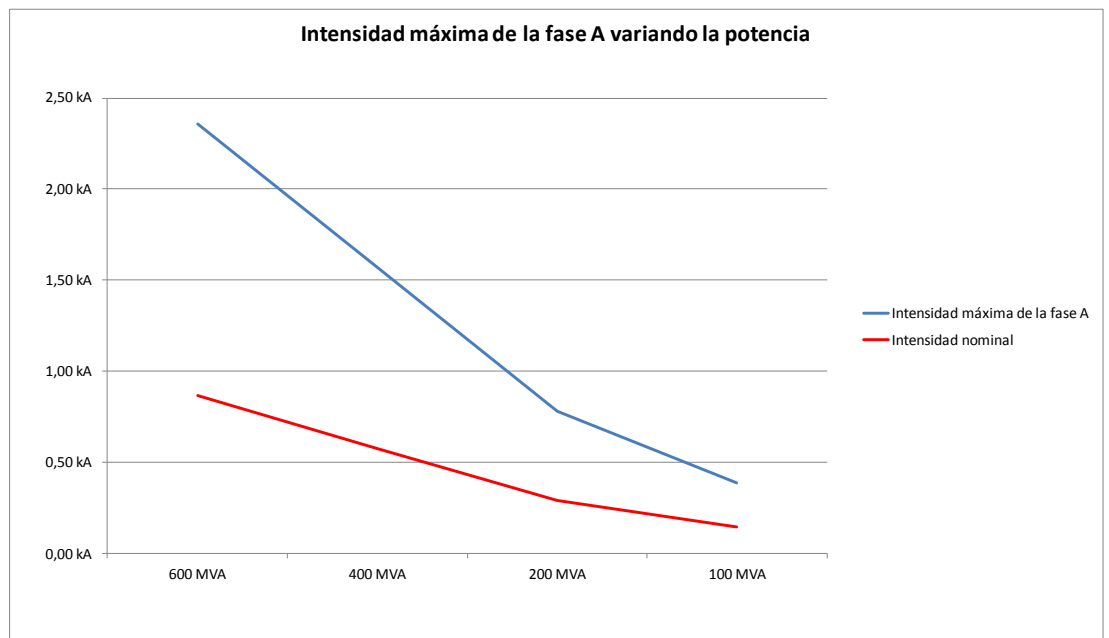


Figura 3.6.4.6. Gráfico de la intensidad máxima variando el instante de cierre. Resultados numéricos localizados en la tabla 3.6.4.1.

Como era de esperar la potencia de la máquina es proporcional a la corriente de inserción de la misma.

Simulaciones variando la relación de transformación

El esquema adoptado para estas simulaciones es el siguiente:

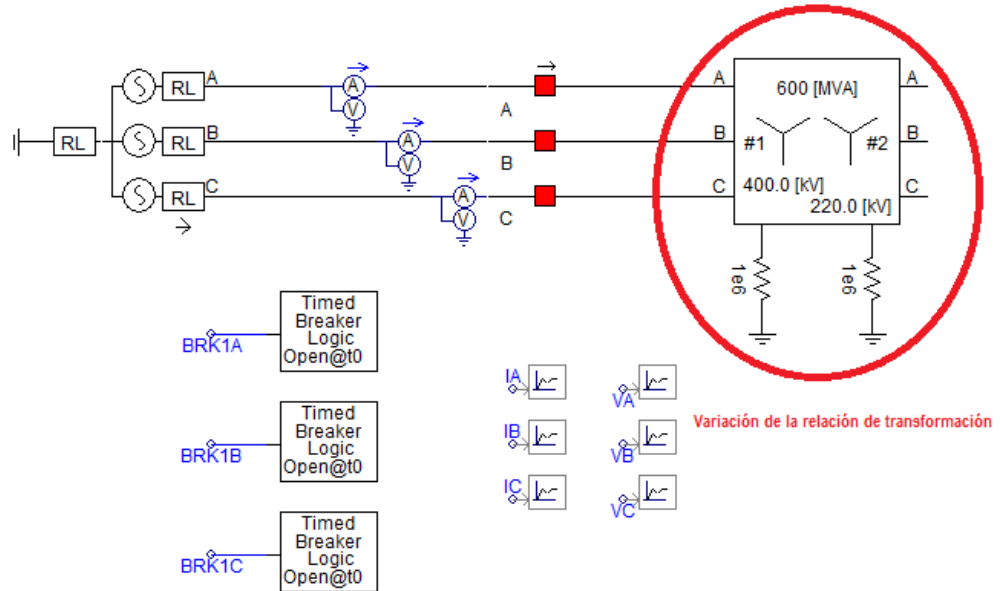


Figura 3.6.4.7. Esquema de la simulación de transformadores.

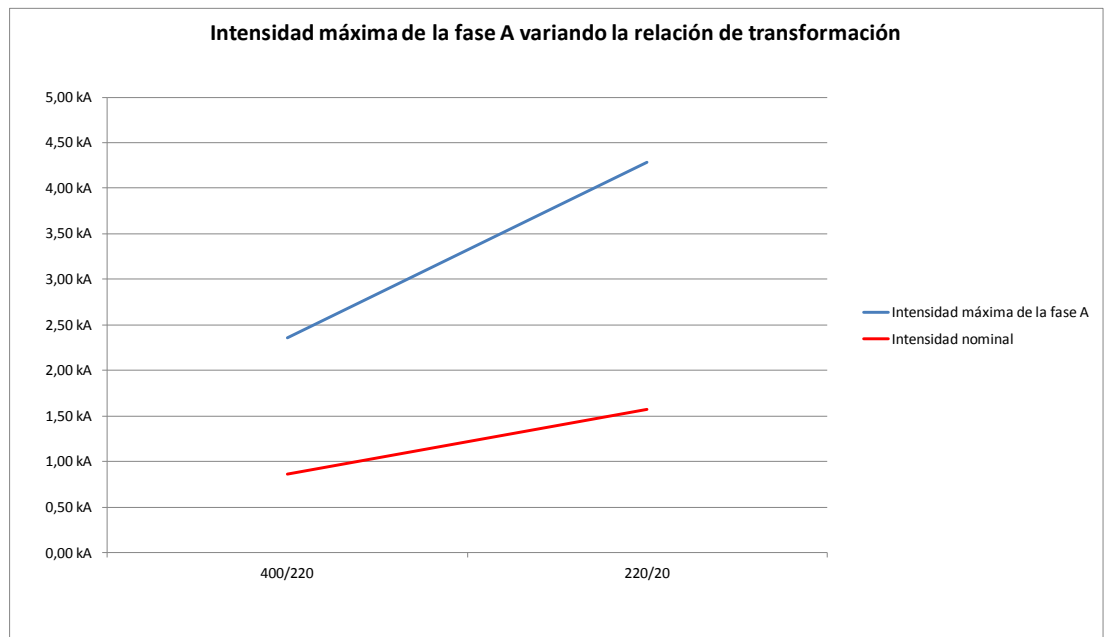


Figura 3.6.4.8. Gráfico de la intensidad máxima variando el instante de cierre. Resultados numéricos localizados en la tabla 3.6.4.1.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas de este tipo de variable, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.6.4.1.

3.6.4.4. Simulación 4 - Cierre de un transformador

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia y flujo remanente	Relación de transformación
1	1.077 Ω 0.02959H 600 MVA	400 kV	Transformador	600 MVA 0%	400/220 kV

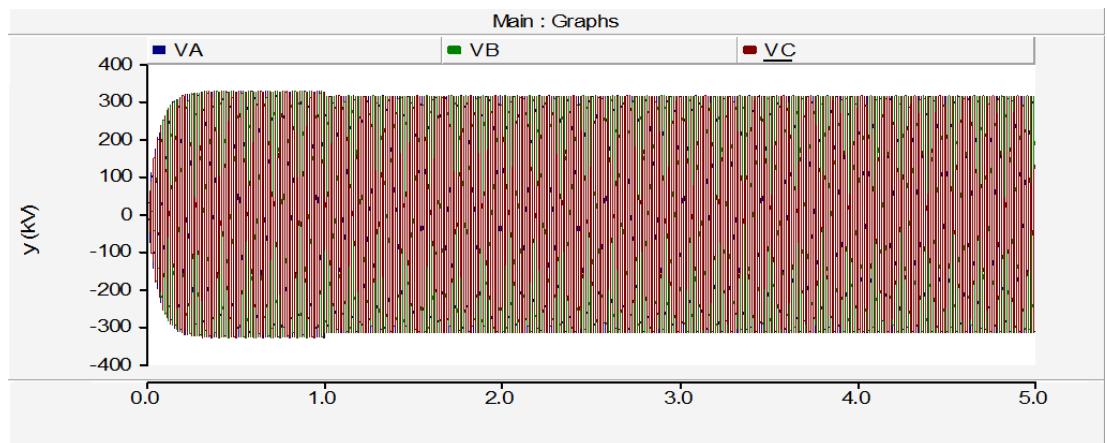


Figura 3.6.4.4.1. Tensiones en cierre de transformador.

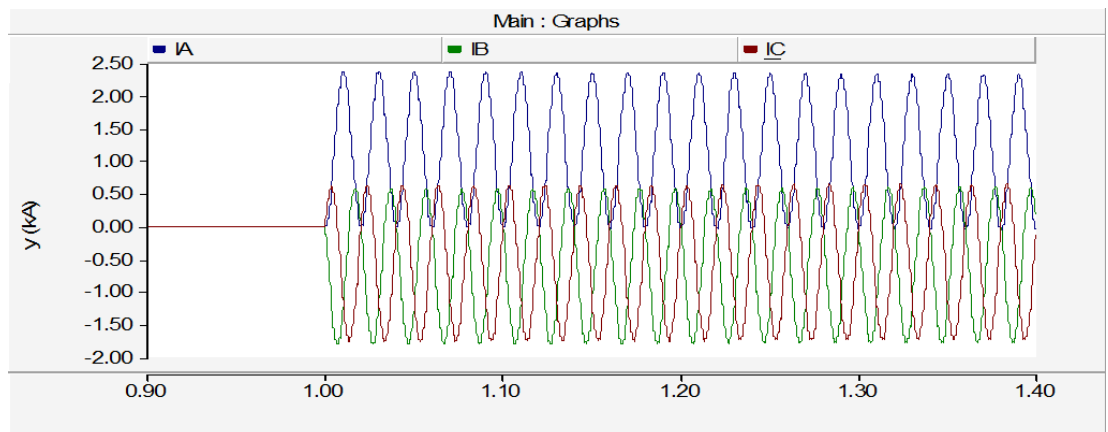


Figura 3.6.4.4.2. Intensidades en cierre de transformador.

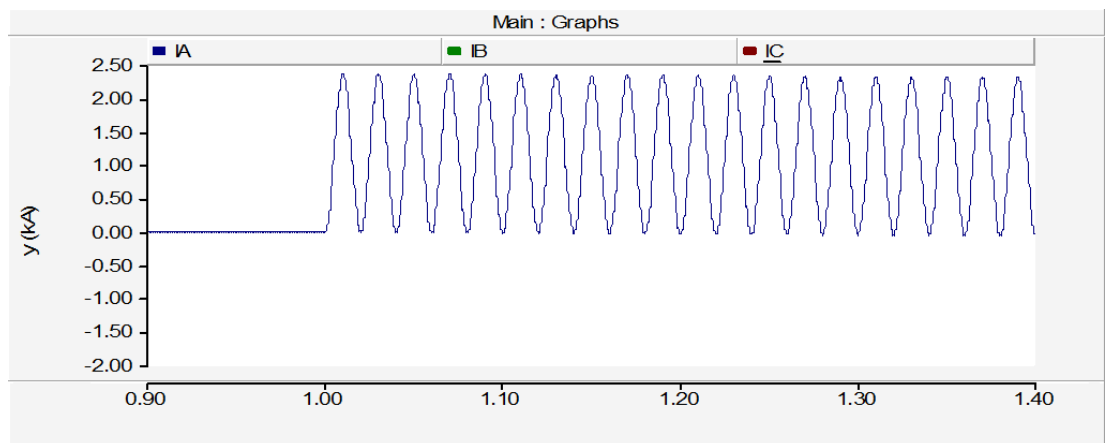


Figura 3.6.4.4.3. Intensidad fase A en cierre de transformador.

3.6.4.5. Simulación 5 - Cierre de un transformador

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia y flujo remanente	Relación de transformación
28	0.325 Ω 0.0089H 600 MVA	400 kV	Transformador	600 MVA 100%	220/20 kV

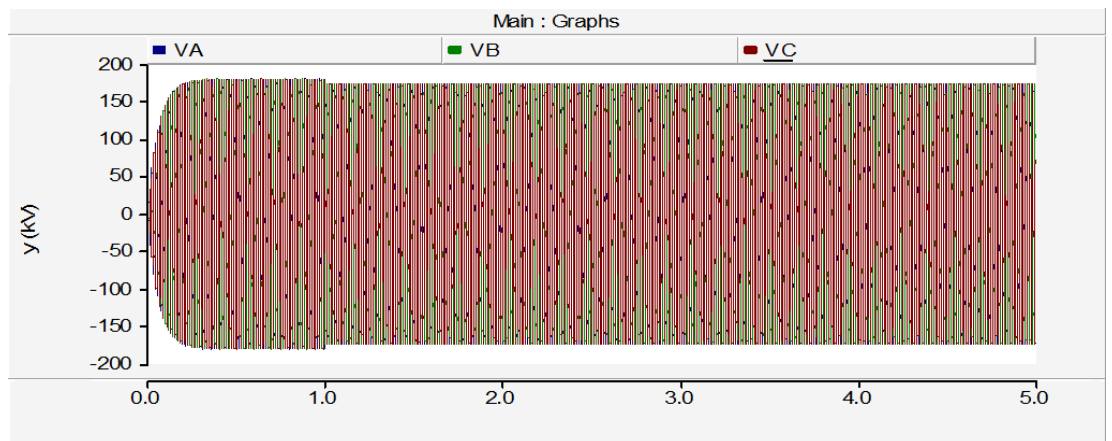


Figura 3.6.4.5.1. Tensiones en cierre de transformador.

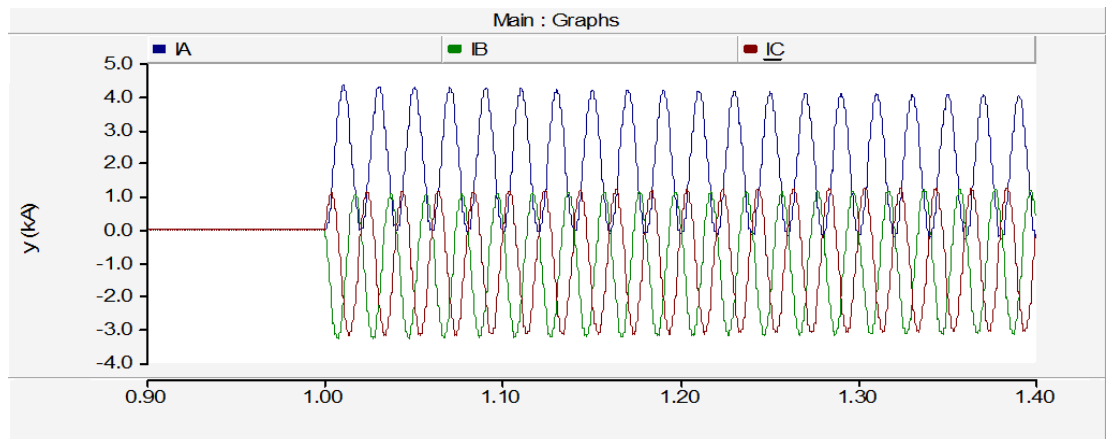


Figura 3.6.4.5.2. Intensidades en cierre de transformador.

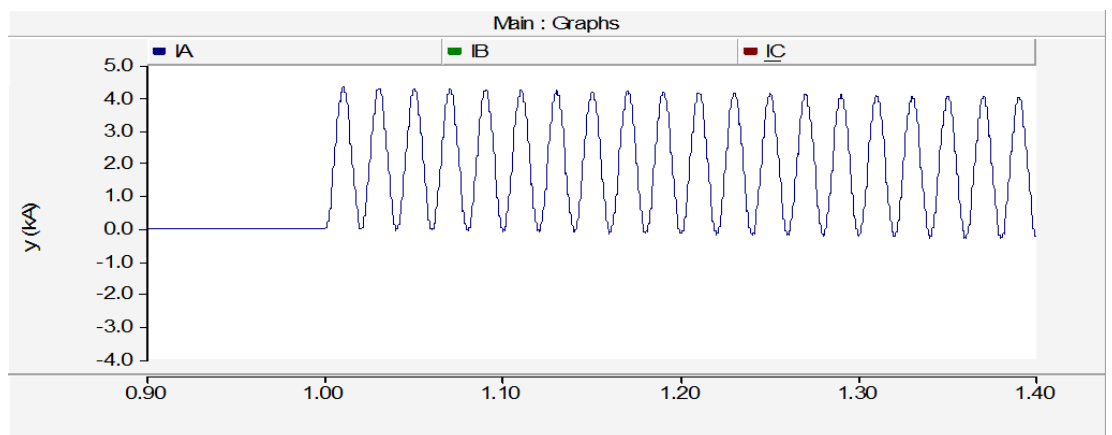


Figura 3.6.4.5.3. Intensidad fase A en cierre de transformador.

Al comparar los casos expuestos en los puntos 3.6.4.4 y 3.6.4.5, se aprecia la influencia, tal como se había comentado, que tiene la tensión sobre la corriente de inserción de la máquina a igualdad de potencias nominales, la cual es inversamente proporcional.

Simulaciones variando el flujo remanente

El software de simulación utilizado PSCAD no incluye la característica de remanencia en los transformadores, la curva intensidad-flujo es una función que toma valores únicos de flujo para cada valor de intensidad y se hace cero para intensidad cero. Para simular la remanencia hay que recurrir a un método indirecto. En este caso, en el que el primario del transformador es YN, el manual técnico sugiere aplicar fuentes de corriente continua conectadas en paralelo con los arrollamientos de la máquina (es decir, fase-tierra en el lado primario) con el valor apropiado para reproducir el valor de flujo máximo deseado (por ejemplo, 80% del valor máximo).

Este método aproxima correctamente los valores de corriente de magnetización en el instante inicial, pero al no incluir el amortiguamiento de la fuente de continua (que equivaldría al amortiguamiento de la componente inicial de flujo remanente), no es útil para determinar el tiempo que se tarda en establecer las condiciones de régimen permanente, una vez energizada la primera fase.

El esquema adoptado para estas simulaciones es el siguiente:

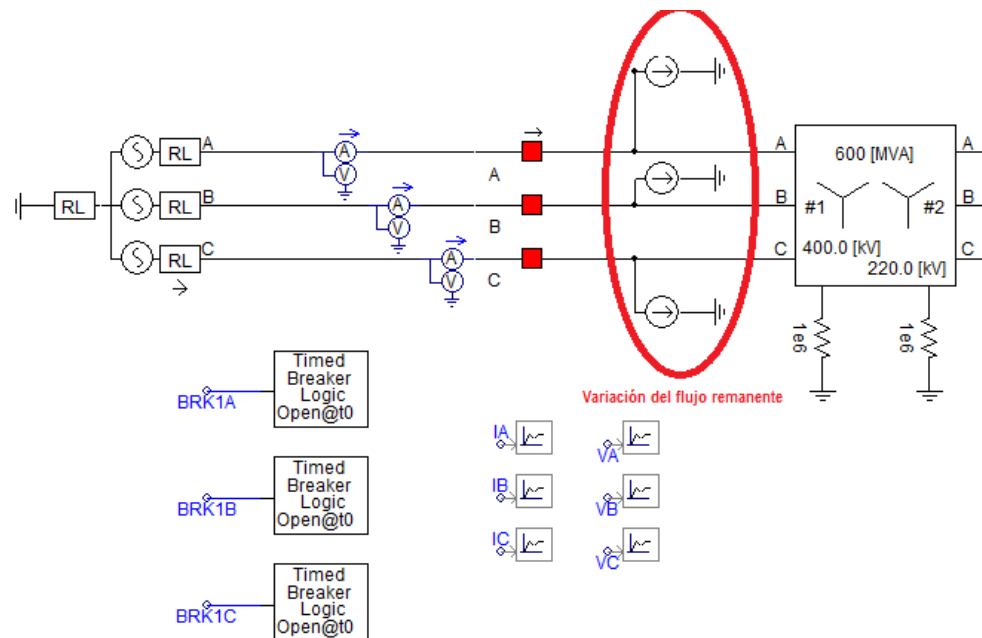


Figura 3.6.4.9. Esquema de la simulación de transformadores.

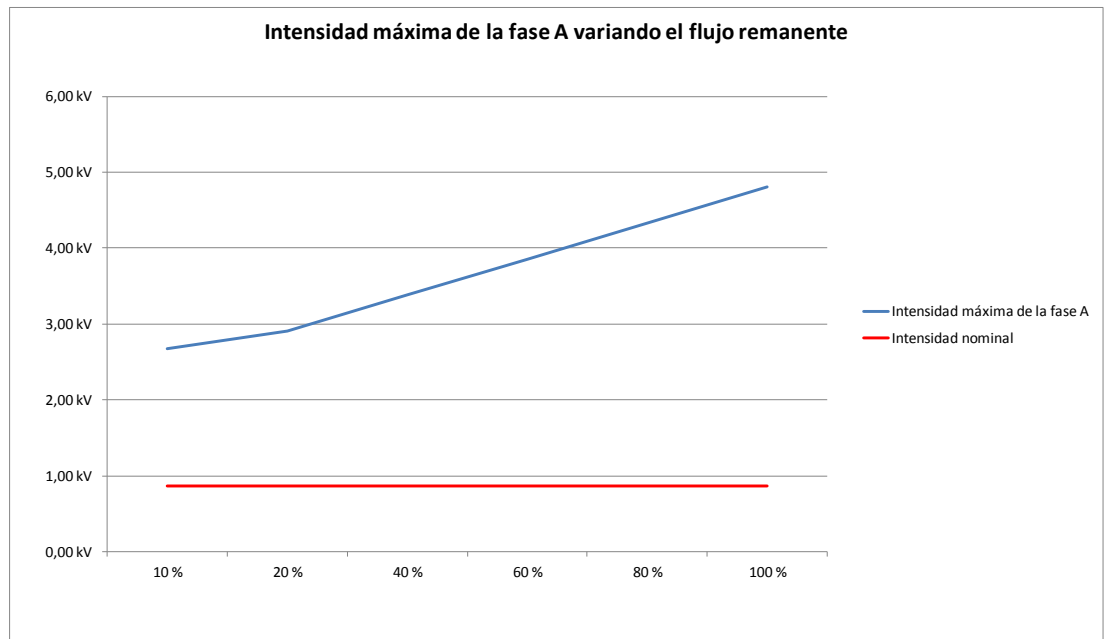


Figura 3.6.4.10. Gráfico de la intensidad máxima variando el instante de cierre. Resultados numéricos localizados en la tabla 3.6.4.1.

Seguidamente, se muestran las simulaciones más representativas de este tipo de variable, correspondientes a las señaladas en color rosa pálido en la tabla 3.6.4.1.

3.6.4.6. Simulación 6 - Cierre de un transformador

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia y flujo remanente	Relación de transformación
29	1.077 Ω 0.02959H 600 MVA	400 kV	Transformador	600 MVA 10%	400/220 kV

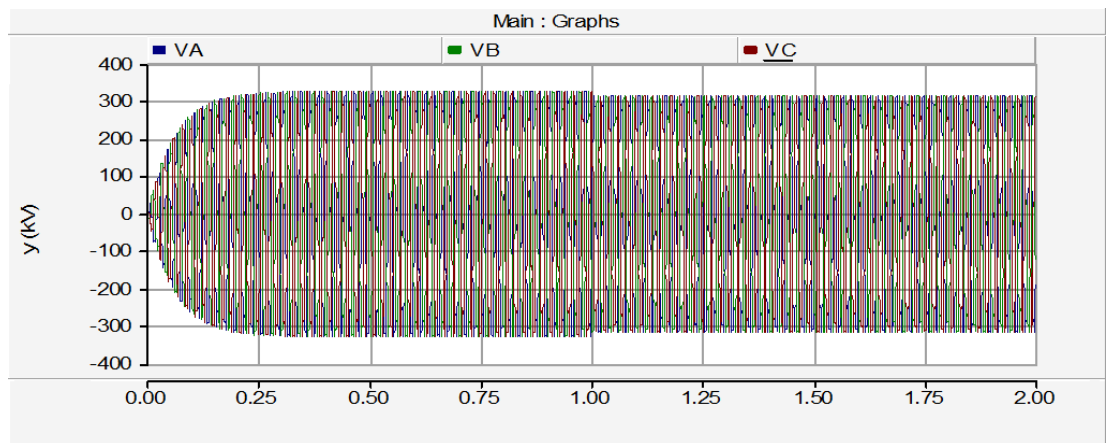


Figura 3.6.4.6.1. Tensiones en cierre de transformador.

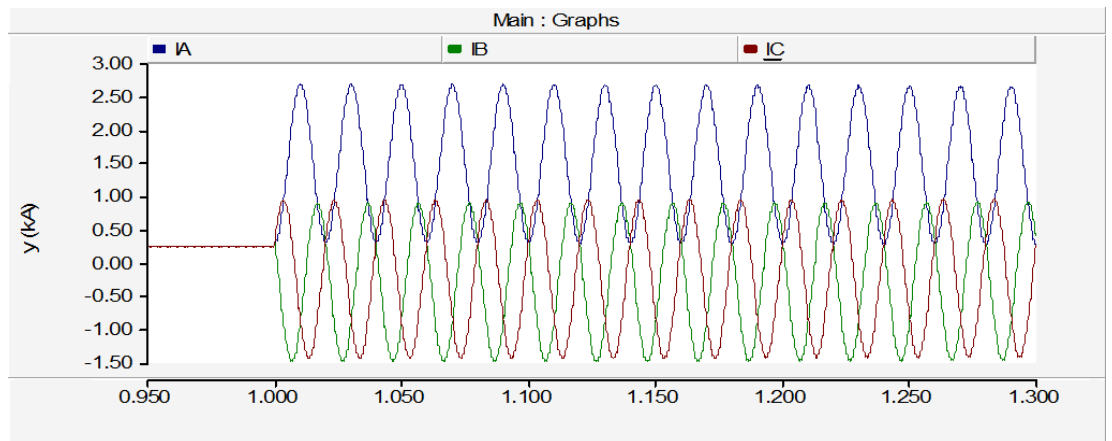


Figura 3.6.4.6.2. Intensidades en cierre de transformador.

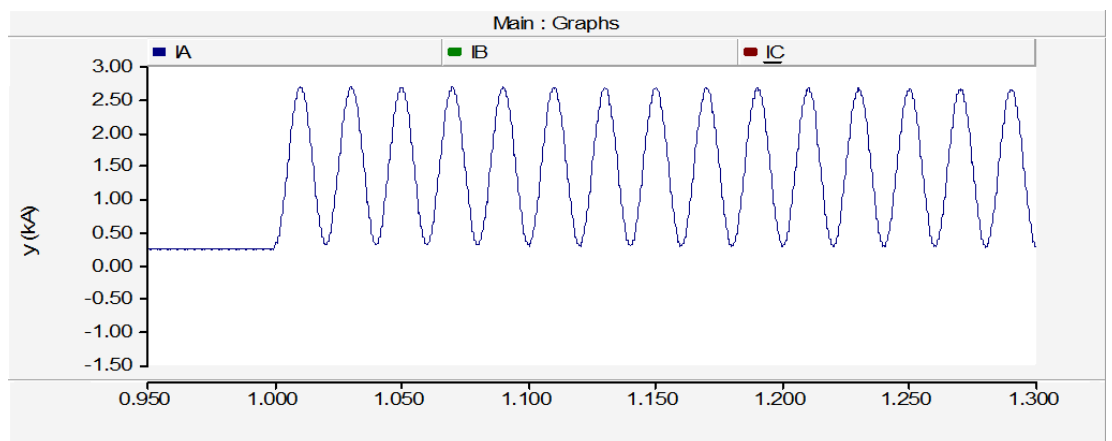


Figura 3.6.4.6.3. Intensidad fase A en cierre de transformador.

3.6.4.7. Simulación 7 - Cierre de un transformador

Nº prueba	Datos Fuente	Tensión de ensayo	Elemento	Potencia y flujo remanente	Relación de transformación
34	1.077 Ω 0.02959H 600 MVA	400 kV	Transformador	600 MVA 100%	400/220 kV

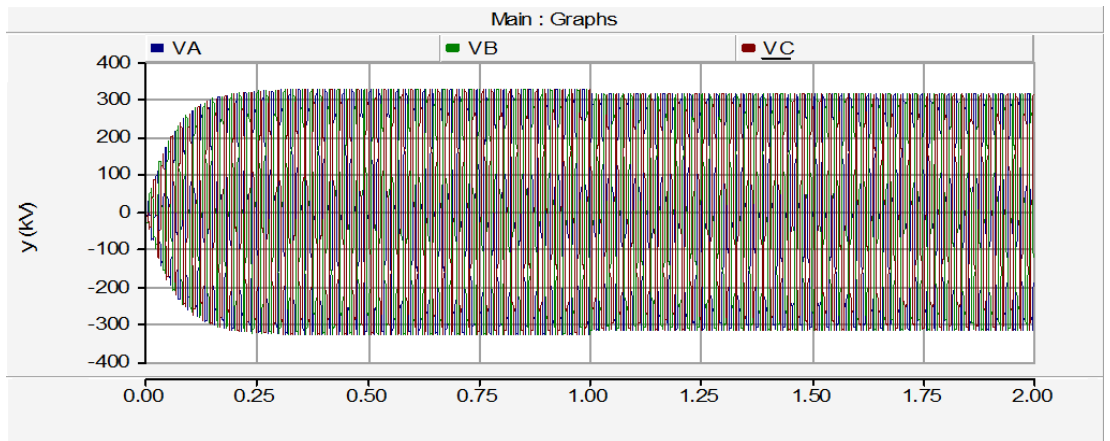


Figura 3.6.4.7.1. Tensiones en cierre de transformador.

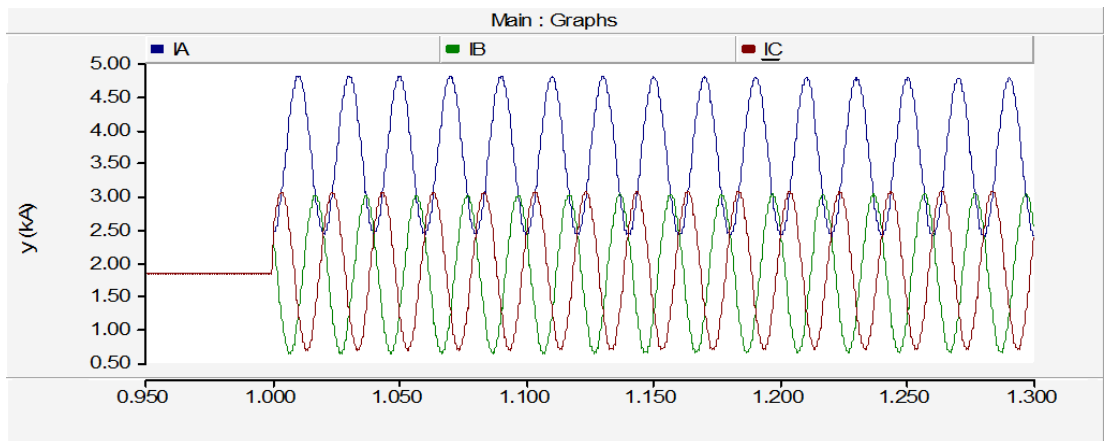


Figura 3.6.4.7.2. Intensidades en cierre de transformador.

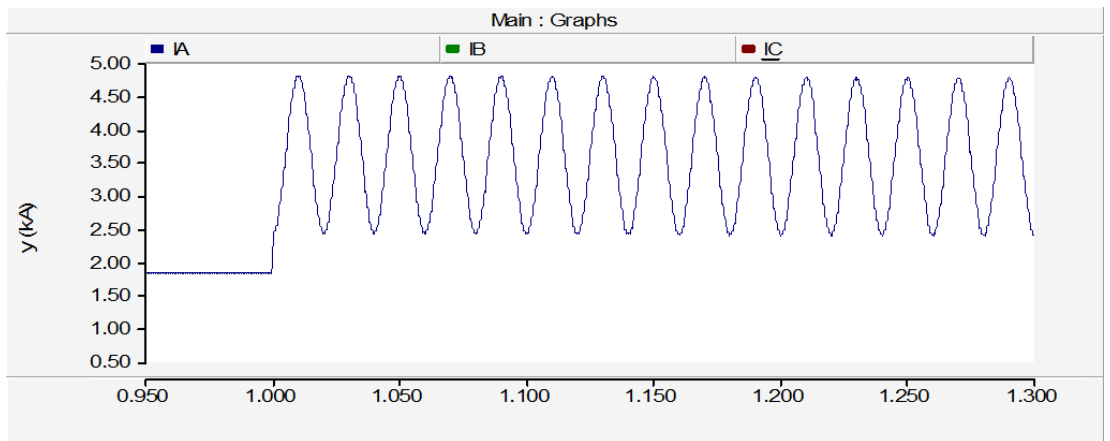


Figura 3.6.4.7.3. Intensidad fase A en cierre de transformador.

En las simulaciones 3.6.4.6 y 3.6.4.7, así como en la figura 3.6.4.10 se puede realizar visualmente la comparativa de la influencia del flujo remanente sobre la corriente de inserción de un transformador, la cual se ve incrementada hasta llegar a duplicarla. De estos resultados se desprende la necesidad de intentar reducir el flujo remanente o elegir el momento idóneo para minimizar los efectos que este tiene.

4. Conclusiones

Tras las numerosas simulaciones realizadas y el análisis de los resultados obtenidos se llega a diversas conclusiones sobre la realización de maniobras de manera trifásica en elementos con cargas capacitivas y/o reactivas. En el momento de maniobra, el punto de la onda de cada fase es diferente y no conocido. Como se ha podido comprobar esto influye en gran medida en la aparición de fenómenos adversos, tanto para la red, como para los elementos y aparataje de la misma, de forma que aparecerán de manera aleatoria en las diferentes fases.

4.1. Reactancias

Para el caso de la energización de reactancias, se puede observar que en el momento de la inserción se producen sobrecorrientes superiores al doble de la intensidad máxima en régimen permanente y un transitorio con gran presencia de componente continua, así como de armónicos de diferente orden. Esta sobrecorriente y la estabilización de la misma, dependen de diferentes variables existentes en la red. De estas variables las que más afectación tienen son, la propia potencia de la reactancia y la tensión de la red a la que se conecte.

El caso de la desenergización de una reactancia es el de la apertura de una carga reactiva pura, por lo que el éxito de la maniobra dependerá de la capacidad de corte capacitiva/reactiva del interruptor (ver Anexo 1). En el momento de la desconexión, las fases cuya corriente instantánea superen este valor de corte, no podrán ser abiertas eléctricamente, produciéndose un arco eléctrico tras la apertura mecánica y por lo tanto una sobretensión en la cámara de corte hasta el instante cuya corriente instantánea descienda por debajo de la corriente de corte capacitiva/reactiva del interruptor, con el consiguiente peligro de reencendido en la propia cámara de corte por ionización del gas aislante.

Las variables a considerar en la apertura son la potencia de la reactancia, la tensión de la red y la capacidad de corte del interruptor, la cual va directamente proporcional al coste de este.

Al final del punto 4 se muestra un catálogo en forma de tablas con la recomendación o necesidad de mitigar estos efectos para no provocar daños en los elementos de las instalaciones.

4.2. Bancos de condensadores

Para el caso de la energización de bancos de condensadores, se puede observar que en el momento de la inserción se producen sobretensiones que a su vez generan fuertes sobrecorrientes, en ocasiones cercanas a cuatro veces la intensidad máxima en régimen permanente, aunque para este tipo de elementos el transitorio producido es de menor duración al generado en el caso de las reactancias. Estas sobretensiones y sobrecorrientes, dependen por encima de otras variables, de la propia capacidad del banco y de la tensión de la red a la que se conecte.

En la desenergización de un banco de condensadores, se trata de la apertura de una carga capacitiva pura, por lo que al igual que en el caso de una reactancia, el éxito de la maniobra dependerá de la capacidad de corte capacitiva/reactiva del interruptor (ver Anexo 1).

Las variables a considerar en la apertura son la potencia del banco, la tensión de la red y la capacidad de corte del interruptor.

Al final el punto 4 se muestra un catálogo con la recomendación o necesidad de mitigar estos efectos en función de las variables mencionadas.

4.3. Cables y líneas

El caso de maniobras en circuitos subterráneos y aéreos es prácticamente similar al de los bancos de condensadores, siempre que se hable de energización y desenergización de los mismos.

En el caso de la energización se producen sobretensiones que a su vez generan fuertes sobrecorrientes, en función principalmente de la longitud de los circuitos y la tensión de la red. Como se ha mencionado anteriormente, los valores de capacidad y por lo tanto de los efectos adversos son mayores en circuitos subterráneos que aéreos. Esto es debido a la distancia entre conductores y a la permitividad del material que los separa. Cuanto mayor sea la permitividad y menor sea la distancia entre conductores los efectos serán más agravantes.

En la desenergización de circuitos al tratarse de la apertura de una carga capacitiva pura el éxito de la maniobra dependerá de la capacidad de corte capacitiva/reactiva del interruptor (ver Anexo 1).

Las variables a considerar en la apertura son la distancia del circuito, la tensión de la red y la capacidad de corte del interruptor.

En el catálogo del punto 4 se muestran las tablas de recomendación o necesidad de mitigar los efectos adversos en función de las longitudes y tensión.

4.4. Transformadores de Potencia

Al estudiar las maniobras en transformadores de potencia se observa que durante la energización, la máquina absorbe una corriente cuyo máximo instantáneo suele alcanzar un valor varias veces superior a la nominal y con un contenido armónico elevado, destacando la componente continua, 2º y 5º armónico. Este transitorio puede tener una duración de segundos, incluso minutos, antes de ser amortiguado.

La corriente de inserción tan elevada provoca huecos de tensión en la red. Estos factores adversos dependerán en gran medida de la relación entre la impedancia del transformador y la impedancia de la red a la que se conecten, asociadas a su vez con la potencia de la máquina y la potencia de cortocircuito del nudo o fuente donde se conecte. Por lo tanto, la estabilidad del sistema peligrará al conectarse a una red débil.

La desenergización de un transformador no es caso de estudio, ya que una vez amortiguada la corriente de magnetización, únicamente cabe considerar las corrientes producidas por las propias pérdidas del transformador, las cuales son insignificantes y despreciables en comparación con la corriente de carga o nominal del mismo.

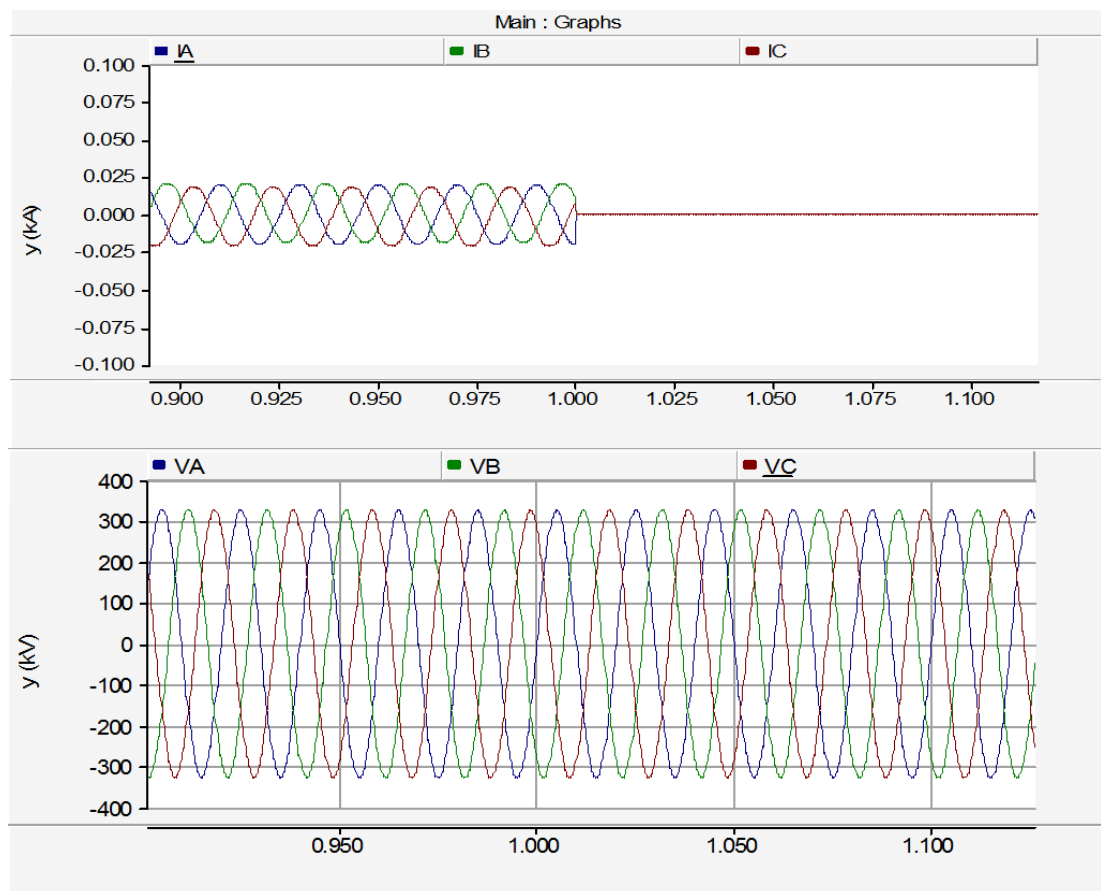


Figura 4.4.1. Desenergización de un transformador.

Todos estos factores adversos detectados en las maniobras de reactancias, bancos de condensadores, cables, líneas y transformadores, llevan consigo el deterioro del aislamiento de los elementos, la inestabilidad de la red, así como el daño producido en el propio elemento de corte y apertura, en el cual, sus cámaras de corte sufren degradación a causa del arco y pre-arco producido en las maniobras, pudiendo llegar a casos en los que se produce la explosión del interruptor.

Como consecuencia de estos fenómenos, es necesario realizar un mayor mantenimiento en los interruptores y resto de aparamenta afectada, obligando a revisar con una menor periodicidad las propias cámaras de corte, las astas de maniobra, el mando del interruptor, el aislamiento de los elementos y aparamenta de las instalaciones mediante termografía en busca de puntos calientes o registros de descargas parciales.

A continuación se expone un catálogo de los casos en los que sea necesaria o recomendada la imposición de este método de cierre y apertura para los diferentes elementos. Este estudio se ha realizado en base a las simulaciones realizadas en los apartados anteriores.

CIERRE DE REACTANCIAS									
Tensión\Potencia	100 MVAR	130 MVAR	160 MVAR	190 MVAR	220 MVAR	250 MVAR	280 MVAR	300 MVAR	330 MVAR
400,00 kV	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada
230,00 kV	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada
132,00 kV	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada
66,00 kV	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada
45,00 kV	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada
20,00 kV	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada

APERTURA DE REACTANCIAS									
Tensión\Potencia	50 MVAR	75 MVAR	100 MVAR	150 MVAR	200 MVAR	220 MVAR	250 MVAR	300 MVAR	330 MVAR
400,00 kV	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
230,00 kV	recomendada	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
132,00 kV	recomendada	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria

CIERRE DE BANCOS DE CONDENSADORES									
Tensión\Potencia	100 MVAR	130 MVAR	160 MVAR	190 MVAR	220 MVAR	250 MVAR	280 MVAR	300 MVAR	330 MVAR
400,00 kV	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
230,00 kV	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
132,00 kV	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
66,00 kV	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
45,00 kV	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
20,00 kV	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria

APERTURA DE BANCOS DE CONDENSADORES									
Tensión\Potencia	50 MVar	75 MVar	100 MVar	150 MVar	200 MVar	220 MVar	250 MVar	300 MVar	330 MVar
400,00 kV	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	recomendada	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
230,00 kV	recomendada	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
132,00 kV	recomendada	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria

CIERRE DE CABLES									
Tensión\Longitud	0,1 km	1,0 km	2,0 km	3,0 km	5,0 km	6,0 km	10,0 km	15,0 km	20,0 km
400,00 kV		recomendada	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
230,00 kV					recomendada	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
132,00 kV								recomendada	necesaria
66,00 kV									
45,00 kV									
20,00 kV									

APERTURA DE CABLES									
Tensión\Longitud	0,1 km	1,0 km	2,0 km	3,0 km	4,0 km	5,0 km	6,0 km	7,0 km	10,0 km
400,00 kV						necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
230,00 kV							necesaria	necesaria	necesaria
132,00 kV								necesaria	necesaria

CIERRE DE LÍNEAS									
Tensión\Longitud	25,0 km	50,0 km	100,0 km	200,0 km	300,0 km	400,0 km	500,0 km	600,0 km	800,0 km
400,00 kV			necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
230,00 kV				necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
132,00 kV									
66,00 kV									
45,00 kV									
20,00 kV									

APERTURA DE LÍNEAS									
Tensión\Longitud	50,0 km	100,0 km	200,0 km	300,0 km	400,0 km	500,0 km	600,0 km	800,0 km	1000,0 km
400,00 kV					necesaria	necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
230,00 kV						necesaria	necesaria	necesaria	necesaria
132,00 kV							necesaria	necesaria	necesaria

5. Propuestas

Tras las conclusiones obtenidas en el apartado anterior se hace necesario buscar una alternativa que mitigue los efectos adversos generados en las maniobras de cierre y apertura de los elementos objeto del estudio. Observando las técnicas existentes en la actualidad, solo encontramos las utilizadas en la inserción de elementos, no encontrando técnicas especiales en la apertura, salvo maniobras relacionadas con la variación de la topología del propio sistema eléctrico.

5.1. Técnicas para la reducción de la sobrecorriente y sobretensión de inserción.

Técnicas en transformadores

En la actualidad existen numerosas técnicas orientadas a la reducción de la corriente de magnetización de los transformadores de potencia. Algunas de ellas se emplean en la mayoría de los casos de conexión de transformadores de potencia, como son:

- Si la red presenta una potencia de cortocircuito baja (o, equivalentemente, alta impedancia de cortocircuito) en terminales del transformador entonces la corriente de magnetización disminuye. Sin embargo, aún cuando disminuye la corriente de magnetización, puede originar una caída de tensión temporal que puede ser significativa, perjudicando otras cargas de la red. Teniendo esto presente, cabe plantearse la elección del momento adecuado del día, aprovechando la variabilidad de la carga, en el que se realice la conexión del transformador.
- Reducción de la tensión de alimentación al transformador antes de la conexión. En transformadores con cambio de tomas en carga se puede lograr una reducción del 50 % del pico de la corriente de magnetización si se cambia el tap de la posición 0.9 p.u. a 1.1 p.u. Otra solución en transformadores instalados en centrales de generación consiste en disminuir la excitación de los generadores con la consiguiente disminución de la tensión en terminales.

- Transformadores de “bajo inrush”. Básicamente consiste en modificar el punto de saturación del núcleo así como la inductancia del aire de las bobinas. Más concretamente, se trata de elevar tanto el punto de saturación, mediante el empleo de mejores chapas magnéticas, como la inductancia del aire de las bobinas (modificando la geometría y/o número de espiras). Otro aspecto importante que se persigue en este tipo de transformadores es la reducción de la inducción de trabajo con el consiguiente aumento del volumen del núcleo y peso.

Técnicas en reactancias, bancos de condensadores, cables, líneas y transformadores

- Uso de resistencias de preinserción, las cuales se conectan en serie entre la fuente de alimentación y el elemento. La caída de tensión que se produce en estas resistencias reduce la tensión en terminales del elemento. Transcurrido un corto periodo de tiempo, estas resistencias son eliminadas quedando el elemento conectado directamente a la alimentación.
Es necesario destacar que los interruptores que disponen de resistencia de preinserción requieren un mayor mantenimiento durante su vida y por tanto su fiabilidad puede quedar comprometida.
Basándose en el mismo principio, se han propuesto otra serie de métodos entre los que cabe destacar el uso de una bobina de choque, superconductores o fuentes de tensión generadas por un convertidor PWM para la producir una caída de tensión en la línea de alimentación.

5.2. Maniobra controlada

Como método óptimo para mitigar los efectos de las maniobras tanto de cierre como de apertura, en el proyecto se propone el control del instante de conexión mediante el método de maniobra controlada.

El control del instante de maniobra consiste en elegir el momento adecuado en el que debe conectarse o desconectarse el elemento para disminuir lo máximo posible la sobrecorriente y/o la sobretensión en el momento del cierre o apertura, así como los transitorios producidos y las componentes armónicas.

Los requerimientos y la inversión necesaria para realizar la maniobra controlada son mínimos en comparación con los gastos derivados de la necesidad de realizar un mayor mantenimiento a la aparatenta y elementos a maniobrar y por supuesto al coste de reparación de los posibles daños que los efectos producidos en los transitorios de maniobra pueden causar.

Los requerimientos en cuanto a la necesidad de incorporar nuevos equipos o aparatenta, salvo en el caso de los transformadores (se hablará más adelante), para el resto de elementos, la instalación suele estar preparada para la implementación de maniobra controlada, ya que consiste en la instalación de un solo equipo, el cual se intercala en serie con los circuitos de apertura y disparo del interruptor, que toma medidas de tensión de una fase cualquiera para tener referencia sobre el punto de la onda a cerrar y medida de corrientes (opcional) para evaluar el comportamiento del maniobra. Estas medidas están disponibles en cualquier instalación para los sistemas de protección.

Si que se hace necesario un análisis y descripción aparte sobre los requerimientos especiales del interruptor, ya que para el éxito de la maniobra controlada es importante que el relé conozca el tiempo de operación para cada una de las fases en cada maniobra del mismo y sea capaz de predecir sus variaciones con respecto a factores como la temperatura ambiente, la tensión de control y el tiempo de inactividad entre otras.

Conforme a la norma UNE-EN 62271-100, en los interruptores de alta tensión se utilizan las siguientes definiciones:

- Tiempo de cierre: intervalo de tiempo entre la puesta bajo tensión del circuito de cierre y el instante donde los contactos se tocan.
- Tiempo de establecimiento: intervalo de tiempo entre la puesta bajo tensión del circuito de cierre y el instante donde la corriente comienza a circular. Este tiempo es inferior al tiempo de cierre ya que antes de producirse el contacto entre los polos aparece un prearco entre ellos permitiendo el flujo de corriente.
- Tiempo de prearco: intervalo de tiempo entre el inicio de la circulación de corriente y el instante donde los contactos se tocan.
- Tiempo de apertura: intervalo de tiempo entre el instante de puesta bajo tensión del disparador y el instante de separación de los contactos.
- Tiempo de arco: intervalo de tiempo entre el instante de inicio del arco y el instante final del arco. En una maniobra de apertura típica es el tiempo que transcurre desde que se separan los contactos hasta que deja de circular la corriente.
- Tiempo de corte: intervalo de tiempo entre el inicio del tiempo de apertura y el final del tiempo de arco. Es el tiempo que transcurre desde que las bobinas de control reciben tensión hasta que la corriente eléctrica deja de circular por los polos principales del interruptor.

El tiempo de operación de un interruptor, ya sea de cierre o apertura, puede ser medido con facilidad por el fabricante. Una vez que el interruptor se ha instalado y puesto en servicio, el tiempo de operación fluctúa dependiendo de una serie de factores:

- La tensión de la bobina de control, de la cual depende la corriente que circule por ella. Una disminución de la tensión en la bobina provoca un incremento del tiempo de operación. En la Figura 5.2.1. se muestra una curva típica de la variación del tiempo de cierre en función de la tensión en la bobina del disparador.

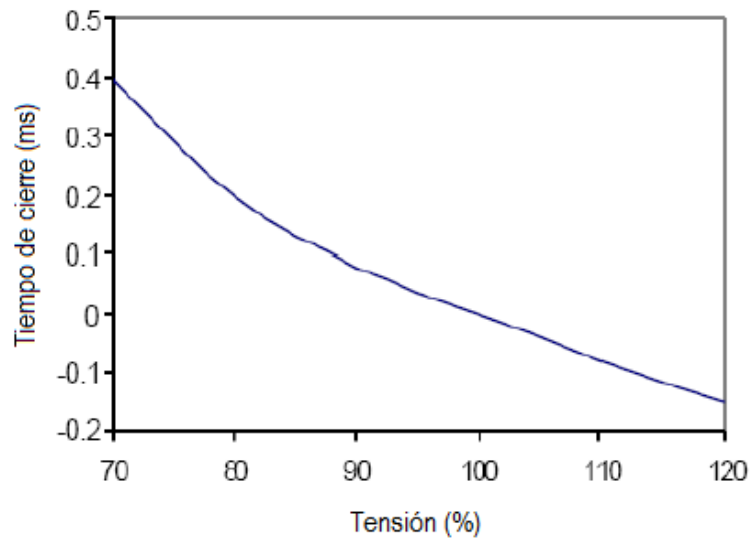


Figura 5.2.1. Influencia de la tensión de control sobre el tiempo de cierre.

- La temperatura ambiente, que modifica la resistencia de la bobina de control y sobre todo porque afecta a la viscosidad del lubricante de los mecanismos del interruptor modificando significativamente los coeficientes de rozamiento entre las distintas partes móviles. Este efecto es especialmente significativo para temperatura muy baja. La Figura 5.2.2. muestra un ejemplo de la variación del tiempo de cierre con la temperatura ambiente.

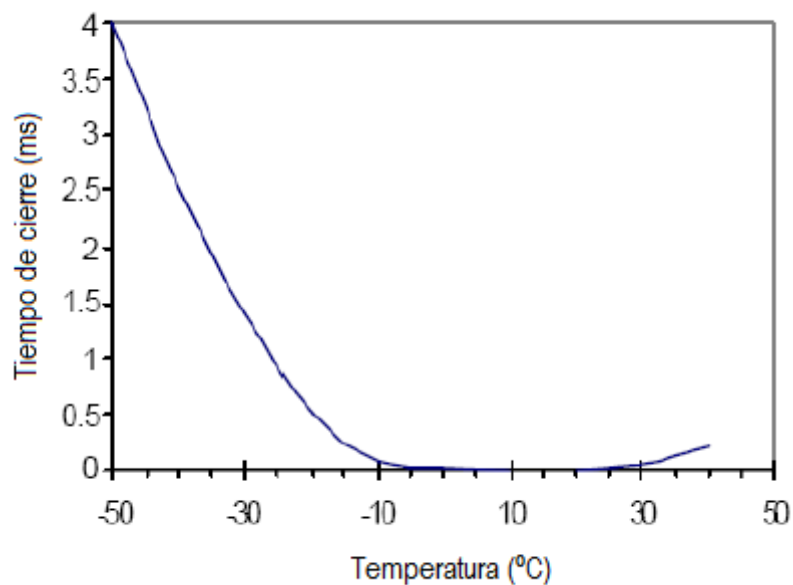


Figura 5.2.2. Influencia de la temperatura ambiente sobre el tiempo de cierre.

- En los interruptores con operación hidráulica o neumática la presión de este fluido influye en las características de la operación, ya que la energía acumulada depende de ella. En la figura 5.2.3. se muestra una gráfica sobre la influencia de los factores ambientales mencionados que influyen en los tiempos de maniobra y la necesidad de cuantificarlos en el equipo de maniobra controlada.

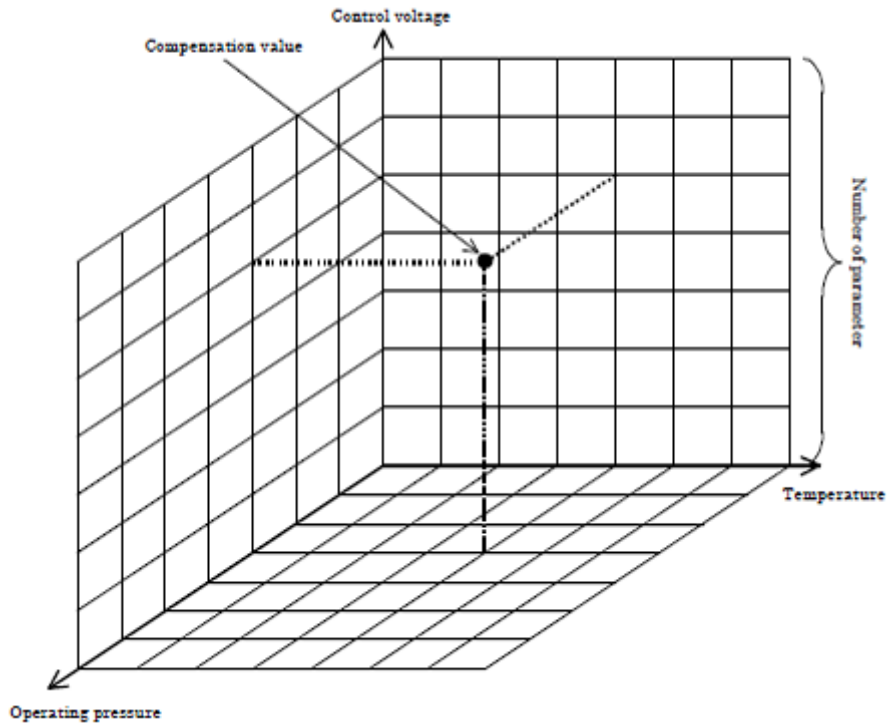


Figura 5.2.3. Influencia factores ambientales del interruptor en el tiempo maniobra.

- El tiempo de inactividad, durante el cual se producen variaciones en el lubricante de los mecanismos. En los interruptores accionados por muelle el tiempo de inactividad no produce un apreciable aumento del tiempo de cierre. Por otra parte, en los interruptores con accionamiento hidráulico durante su inactividad se producen burbujas de aire en el circuito hidráulico. Estas burbujas de aire en el circuito de baja presión tienen que ser comprimidas al iniciarse la carrera de cierre lo que provoca un retardo en la propagación de la presión al pistón. A pesar de lo expuesto anteriormente, los interruptores pueden presentar un comportamiento diferente con respecto al tiempo de inactividad debido a sus diferentes diseños, lo que no permite establecer una regla que pueda aplicarse de forma general. Se recomienda determinar la sensibilidad del interruptor con respecto al tiempo de inactividad mediante ensayo, lo que permitirá posteriormente al controlador realizar la compensación adecuada. La Figura 5.2.4. muestra un ejemplo de los resultados obtenidos en

ensayos para dos interruptores operados por mecanismos de resorte e hidráulico.

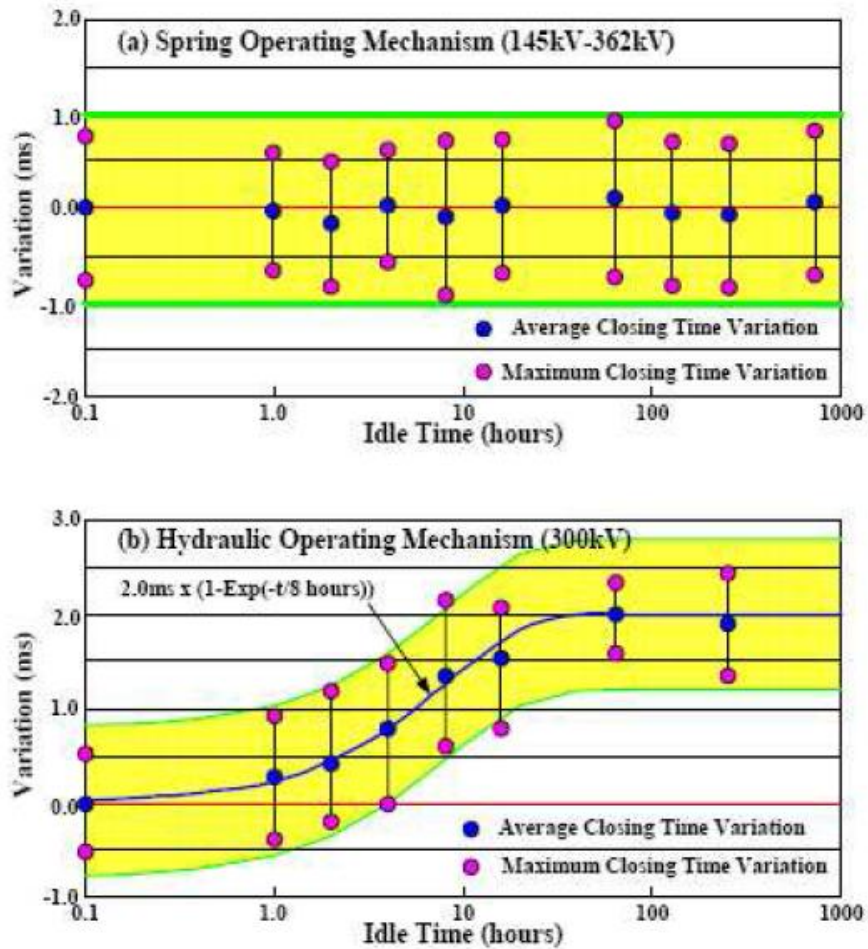


Figura 5.2.4. Influencia del tiempo de inactividad sobre el tiempo de cierre.

Por otra parte, el tiempo de prearco y el tiempo de arco dependen fundamentalmente de las características del dieléctrico entre los contactos del interruptor. La tensión de ruptura del dieléctrico decrece conforme disminuye la separación entre los contactos. Por tanto, la corriente empieza a circular cuando la tensión entre los extremos supera la tensión de ruptura que proporciona la distancia entre los polos. La evolución de la rigidez dieléctrica durante la carrera de cierre es una característica de cada interruptor y se le conoce como curva de prearco o con las siglas inglesas RDDS (Rate of Decrease of Dielectric Strength). En la Figura 5.2.5 se ha representado la curva de prearco (línea recta) y la tensión en valor absoluto entre los contactos del interruptor. El cruce entre ambas determina el instante en el que comienza a circular la corriente.

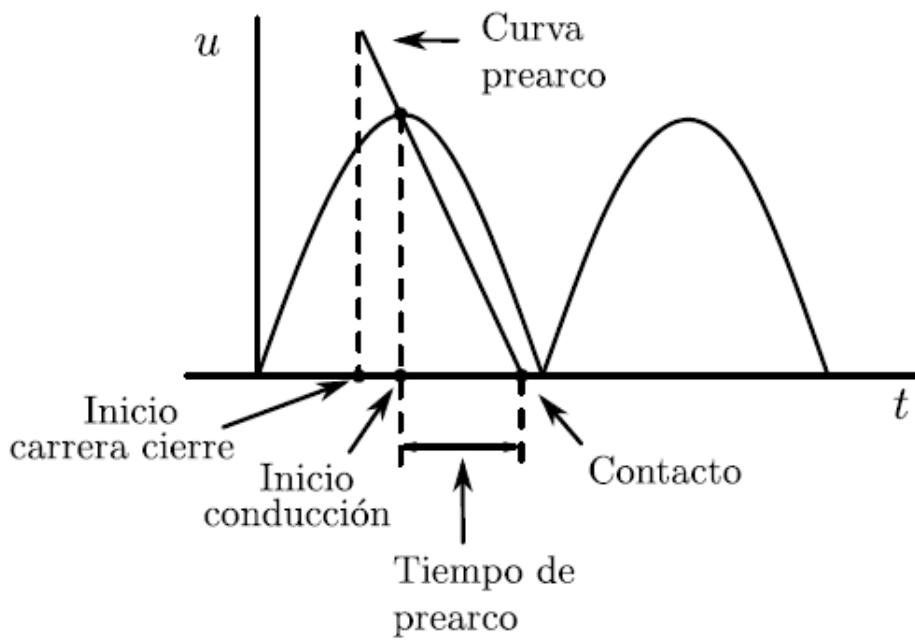


Figura 5.2.5. Curva de comportamiento de prearco.

La dispersión mecánica del interruptor desplaza la curva de prearco y su pendiente. Ambos efectos tienen lugar dentro de un cierto margen, pero este intervalo de dispersión debe tenerse en cuenta para garantizar una conexión óptima. En la Figura 5.2.6. se ha representado como la tolerancia en la curva de prearco puede dar lugar a que la conducción tenga lugar en puntos de la onda muy diferentes al esperado.

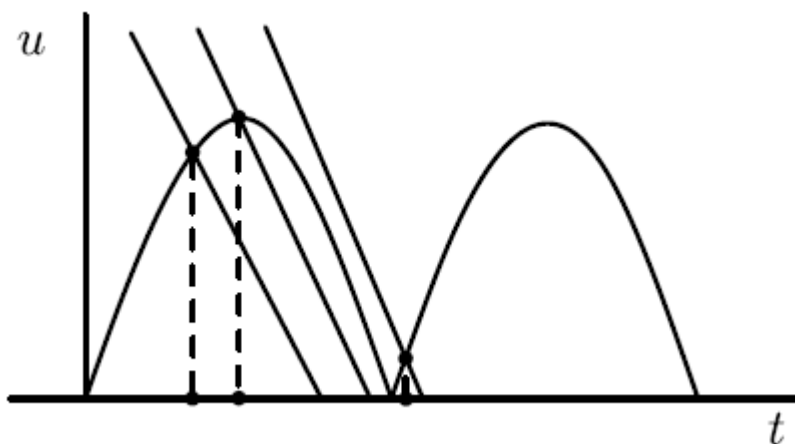


Figura 5.2.6. Dispersión de la curva de prearco.

El funcionamiento correcto de la maniobra depende de la capacidad del relé de conocer el tiempo de establecimiento y estimar sus variaciones según las condiciones de funcionamiento. Como se ha mostrado anteriormente, el tiempo de establecimiento es la diferencia entre el tiempo de conexión y el tiempo de prearco. El primero de estos es función

de las características mecánicas del interruptor, mientras que el tiempo de prearco depende de las características eléctricas del dieléctrico.

La norma IEC 62271-302 (Alternating current circuit-breakers with intentionally non-simultaneous pole operation) ha establecido una serie de ensayos para la utilización de interruptores en un sistema de maniobra controlada. Los ensayos son de tres tipos:

- Ensayos de características mecánicas con objeto evaluar las variaciones del tiempo de apertura y cierre con respecto a las condiciones ambientales y de funcionamiento.
- Ensayos de características eléctricas para evaluar la variación de la rigidez dieléctrica durante la carrera de cierre, RDDS (Rate of Decrease of Dielectric Strength) y durante la carrera de apertura, RRDS (Rate of Recovery of Dielectric Strength).
- Ensayos del sistema completo constituido por el conjunto del relé e interruptor.

Los resultados de estos ensayos permitirán al controlador realizar una compensación adecuada para garantizar la precisión necesaria en este tipo de maniobras.

Otro requerimiento imprescindible en la aplicación de la maniobra controlada es la necesidad de disponer de mando monopolar en el interruptor, ya que el punto óptimo de maniobra de cada una de las fases es diferente en el tiempo.

Los momentos óptimos de conmutación también dependen del tipo de carga, tal como se ha visto en las simulaciones realizadas. Las influencias más importantes se describen a continuación.

- Cargas capacitivas e inductivas

La influencia que tiene el tipo de carga sobre el momento óptimo de conmutación se representa a continuación en la figura 5.2.7.

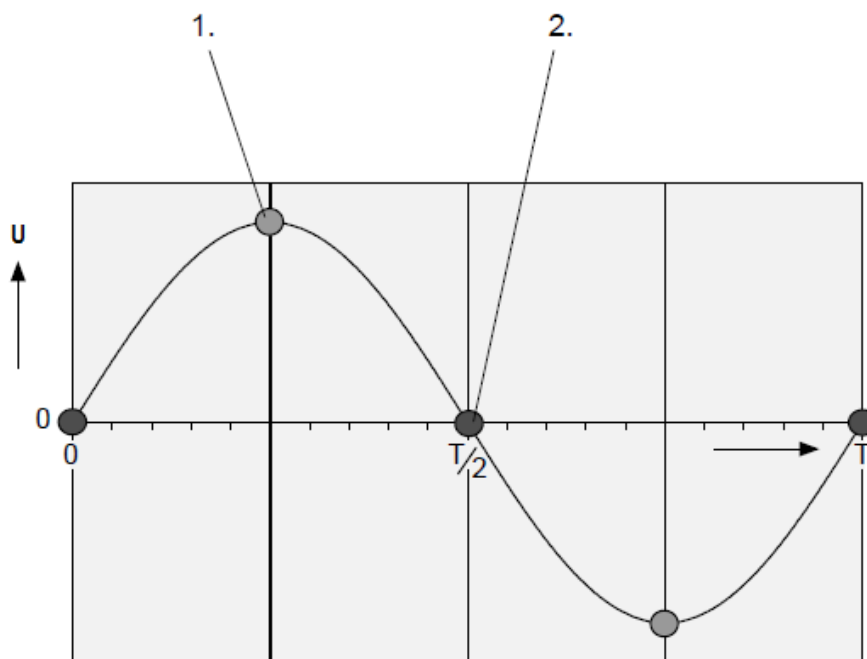


Figura 5.2.7. Momentos óptimos de conmutación (neutro puesto a tierra)

Donde:

T es el período de red.

U es la tensión sobre el polo abierto.

1 es el momento óptimo de conmutación para una carga inductiva.

2 es el momento óptimo de conmutación para una carga capacitiva.

Carga inductiva

En la conexión de una reactancia (carga inductiva), lo que significa una elevada resistencia, se presentarían grandes diferencias de la corriente en el momento de conmutación, lo que requeriría un fuerte aumento de corriente y con ello se causarían elevadas sobretensiones. Por ello lo más conveniente es conmutar en la proximidad del paso cero de corriente, es decir la conexión tiene lugar en la proximidad de la tensión máxima.

Carga capacitiva

En la conexión de un condensador descargado (carga capacitiva), que representa una pequeña resistencia, se presentarían en la proximidad del máximo de tensión fuertes procesos transitorios de compensación como sobretensiones y corrientes de irrupción. Para obtener la menor diferencia

de potencial al conmutar se debe conmutar en la proximidad del paso de punto cero de tensión.

Puesta a tierra del sistema

Otro criterio para la selección del momento correcto de conmutación es si el neutro del sistema está puesto a tierra o no. Esto se representa a continuación de forma ejemplar en la conexión de bancos de condensadores.

Conexión de un banco de condensadores puesto a tierra

Para la selección del momento correcto de conmutación para condensadores puestos a tierra es determinante para cada fase la tensión en la distancia de conmutación del interruptor de potencia. La conexión de cada fase causa un flujo de corriente a través de tierra. Con ello se conmuta el momento deseado del paso cero de tensión en cada fase, es decir las tres fases se desplazan en el valor correspondiente al desplazamiento de fase de su paso por cero. El desfase en un sistema trifásico equilibrado puesto a tierra es de 120° entre ellas. Si se tiene en cuenta que el paso por cero de la tensión se producirá cada medio ciclo y tomamos como referencia la primera fase en cerrar, en el ejemplo la fase A, el siguiente paso por cero será de la fase C con un desplazamiento de 60° , que para 50 Hz corresponden a 3,3 ms. 120° después del cierre de la primera fase se produce el paso por cero de la tensión de la fase B, lo cual corresponde a 6,6 ms, luego la secuencia de conexiones es A-C-B y se deslaza en 3.33 ms para 50 Hz.

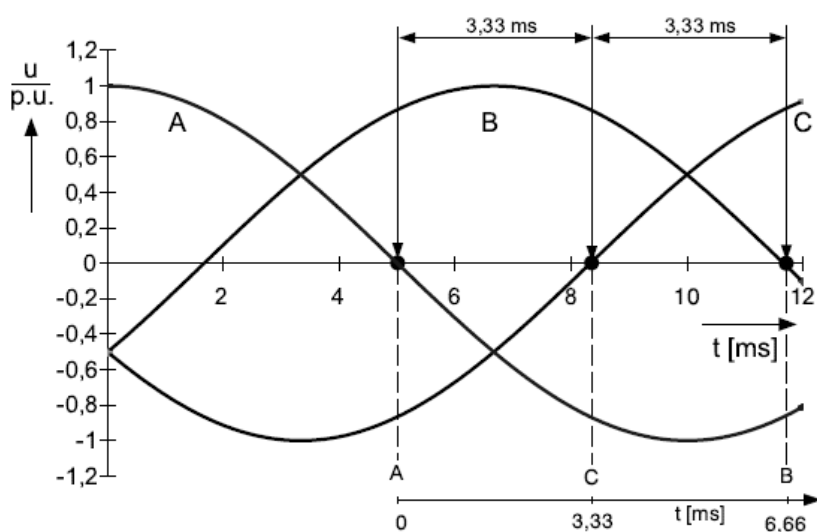


Figura 5.2.8. Momentos de conmutación para banco de condensadores puesto a tierra.

Conexión de un banco de condensadores no puesto a tierra

Al conectar un banco de condensadores no puesto a tierra la conexión de la primera fase no genera aún un flujo de corriente. Así para la segunda fase se aplicaría través de los condensadores la diferencia de ambas tensiones. Para la selección del momento de conexión óptimo, deben considerarse en este caso las tensiones entre las fases. Para evitar el encuentro de grandes diferencias de tensión entre las fases a conectar, se conectan las dos primeras fases de forma simultánea (a 50 Hz: 8,33 ms después del paso cero de tensión de la tensión de referencia B), cuando la diferencia de tensión entre estas dos fases es igual a cero. La tercera fase se conecta en su paso de tensión cero contra las otras fases (a 50 Hz: 13.33 ms después del paso cero de la tensión de referencia B).

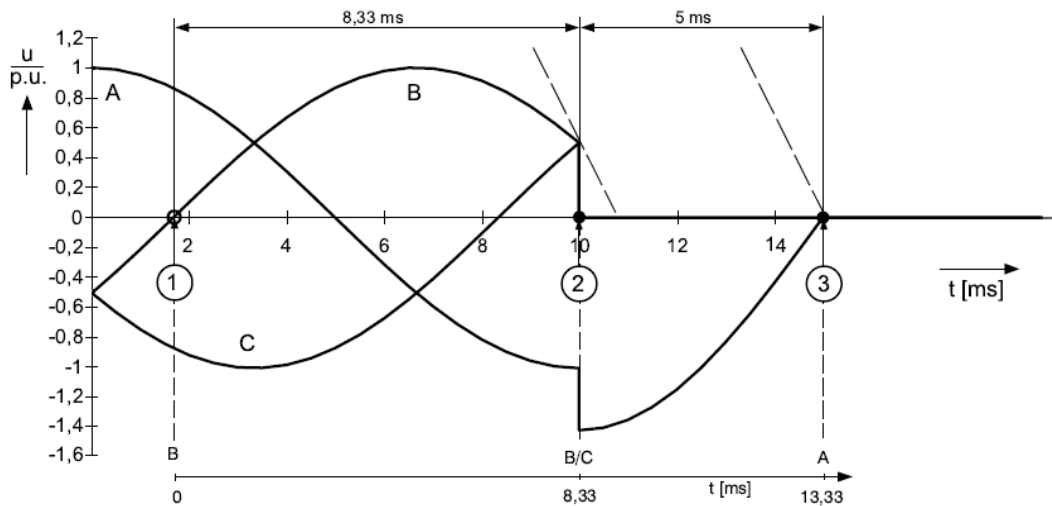


Figura 5.2.9 Momentos de conmutación banco de condensadores no puesto a tierra.

En la siguiente tabla se presentan las secuencias de conmutación para los diferentes elementos en función del estado del neutro, tomando como referencia el ángulo de la fase R.

Elemento	Neutro	Operación	R	S	T
Reactancia	Tierra	Cierre	90°	30° (210°)	150°
		Apertura	90°	30° (210°)	150°
	Aislado	Cierre	60	60	150°
		Apertura	90°	180°	180°
Banco de Condensadores Cables/Líneas	Tierra	Cierre	0°	120°	60
		Apertura	90°	30° (210°)	150°
	Aislado	Cierre	30°	120°	30°
		Apertura	90°	180°	180°

A continuación se muestran unas simulaciones como ejemplos comparativos entre maniobras sin controlar y con maniobra controlada en la que se puede observar las mejoras obtenidas con esta técnica.

Reactancia de 200 MVar, 230 kV.

Cierre tripolar. En 1 segundo.

Cierre con maniobra controlada: fase B: 1.0017 s, fase A: 1.005 s y fase C: 1.0083 s.

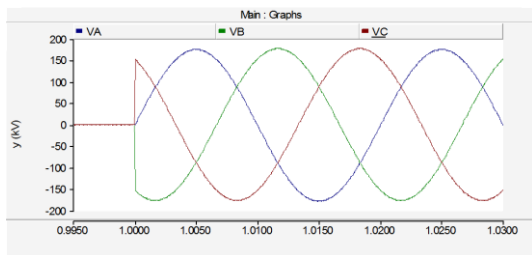


Figura 5.2.10. Tensiones.

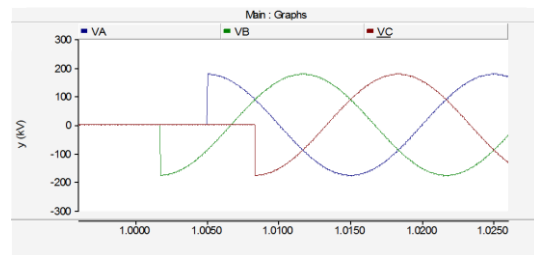


Figura 5.2.14. Tensiones.

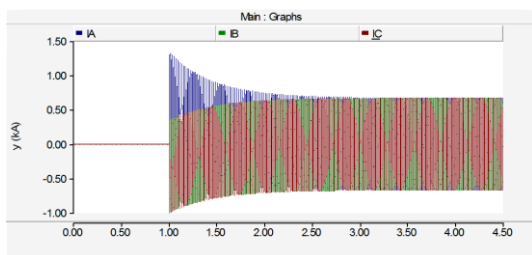


Figura 5.2.11. Intensidades.

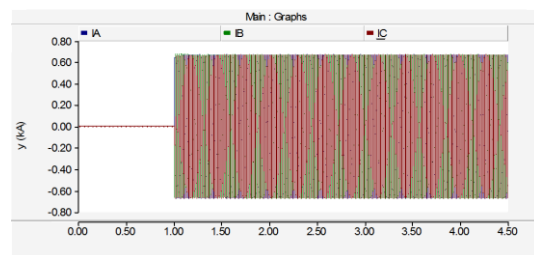


Figura 5.2.15. Intensidades.

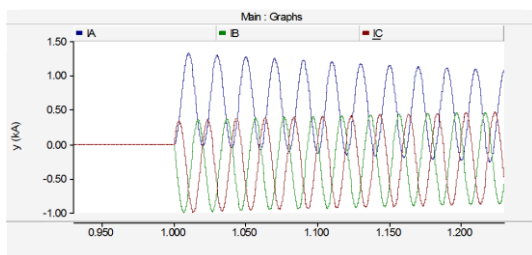


Figura 5.2.12. Detalle de intensidades en el momento de inserción durante 11 ciclos.

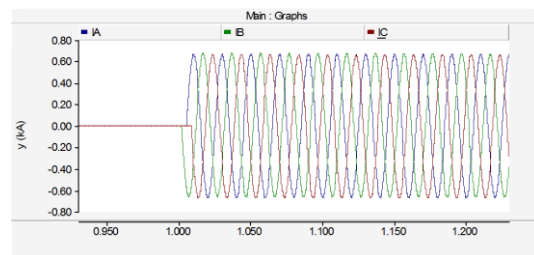


Figura 5.2.16. Detalle de intensidades en el momento de inserción durante 11 ciclos.

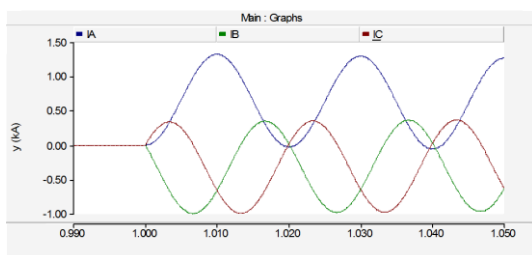


Figura 5.2.13. Detalle de intensidades en el momento de inserción durante 2 ciclos.

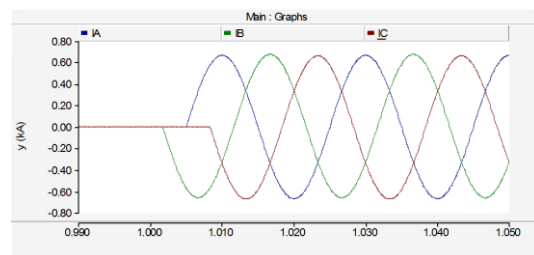


Figura 5.2.17. Detalle de intensidades en el momento de inserción durante 2 ciclos.

Reactancia de 200 MVar, 230 kV.

Apertura tripolar. En 10 segundo.

Apertura con maniobra controlada:
fase B: 10.0017 s, fase A: 10.005 s y
fase C: 10.0083 s.

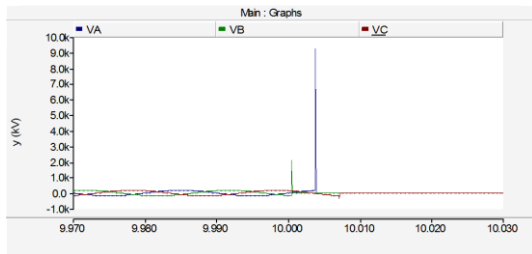


Figura 5.2.18. Tensões.

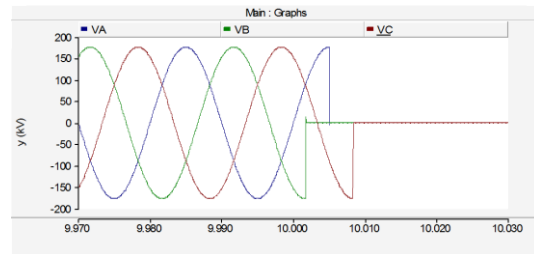


Figura 5.2.20. Tensões.

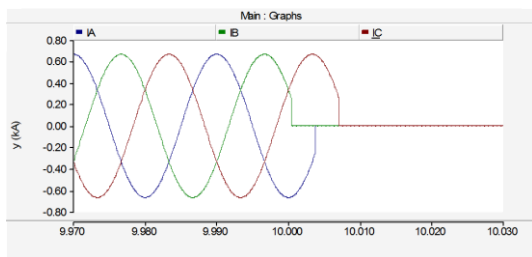


Figura 5.2.19. Intensidades.

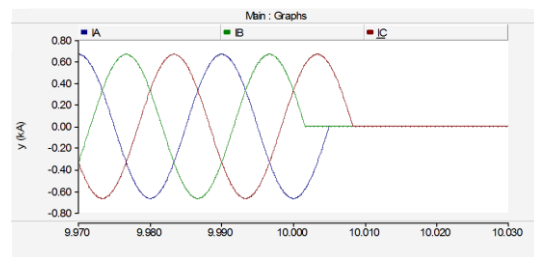


Figura 5.2.21. Intensidades.

Banco de condensadores de 200 MVar, 230 kV.

Cierre tripolar. En 1 segundo.

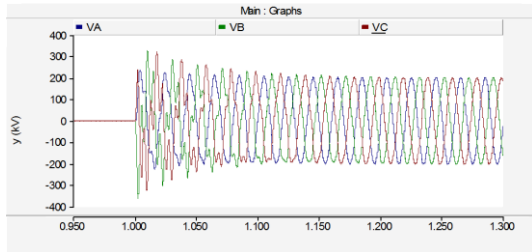


Figura 5.2.22. Tensões.

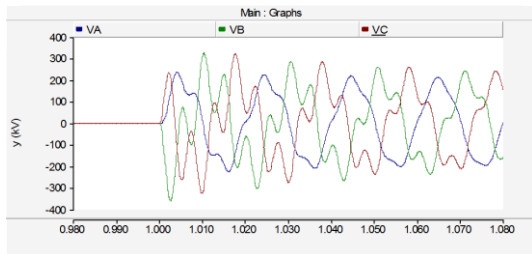


Figura 5.2.23. Detalhe de tensões em el momento de inserción.

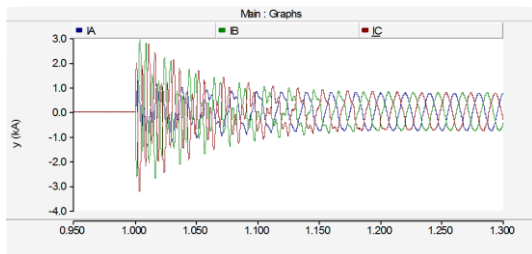


Figura 5.2.24. Intensidades.

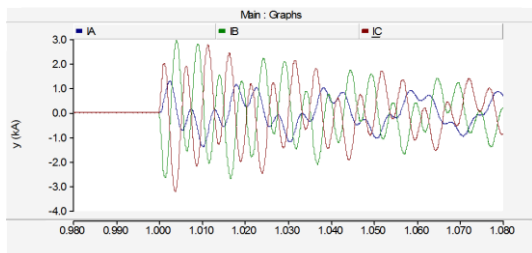


Figura 5.2.25. Detalhe de intensidades en el momento de inserción.

Cierre con maniobra controlada: fase B: 0.9967 s, fase A: 1.0000 s y fase C: 1.0033 s.

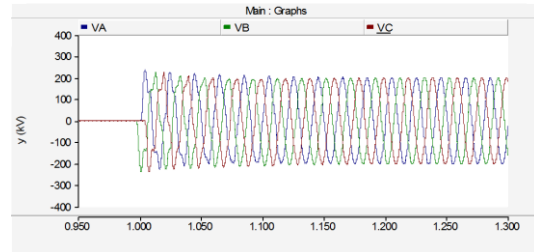


Figura 5.2.26. Tensões.

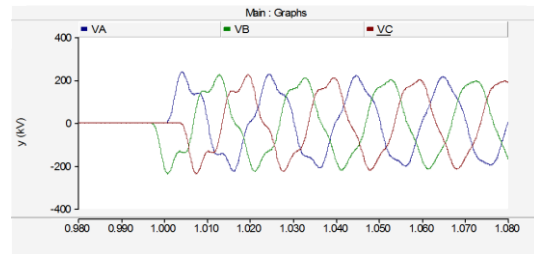


Figura 5.2.27. Detalhe de tensões en el momento de inserción.

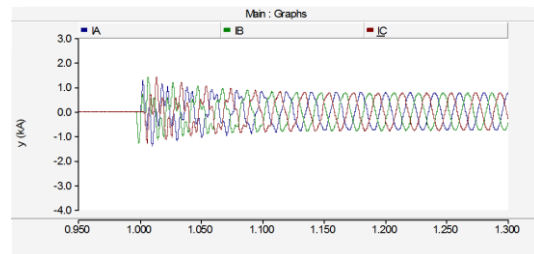


Figura 5.2.28. Intensidades.

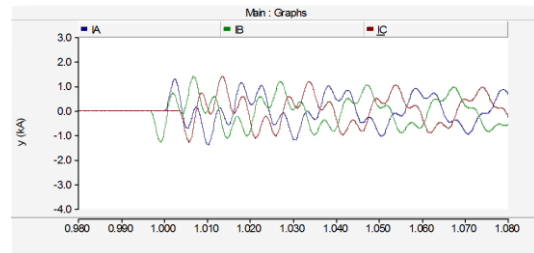


Figura 5.2.29. Detalhe de intensidades en el momento de inserción.

Banco de condensadores de 200 MVar, 230 kV.

Apertura tripolar. En 10 segundo.

Apertura con maniobra controlada:
fase B: 9.9967 s, fase A: 10.0000 s y
fase C: 10.0033 s.

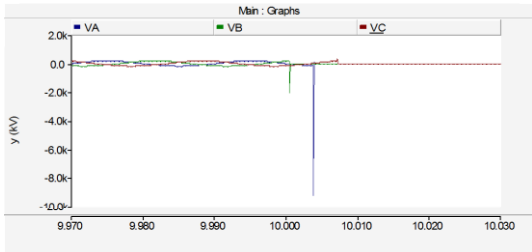


Figura 5.2.30. Tensiones.

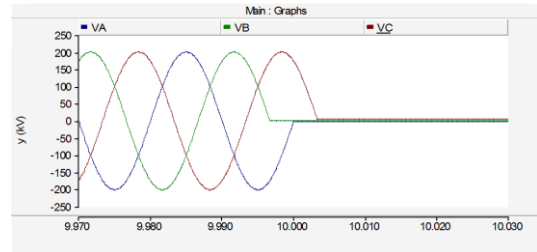


Figura 5.2.32. Tensiones.

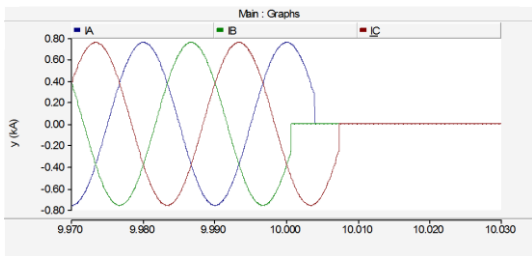


Figura 5.2.31. Intensidades.

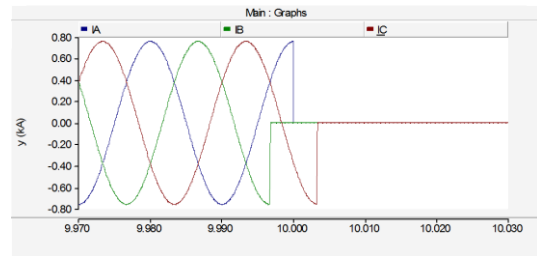


Figura 5.2.33. Intensidades.

Cable de 20 km, 230 kV.

Cierre tripolar. En 1 segundo.

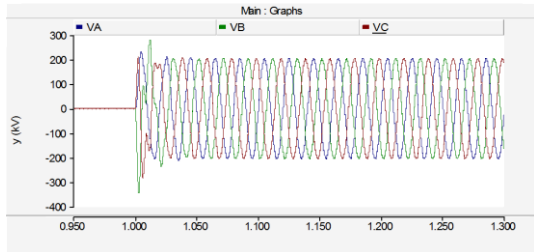


Figura 5.2.34. Tensiones.

Cierre con maniobra controlada: fase B: 0.9967 s, fase A: 1.0000 s y fase C: 1.0033 s.

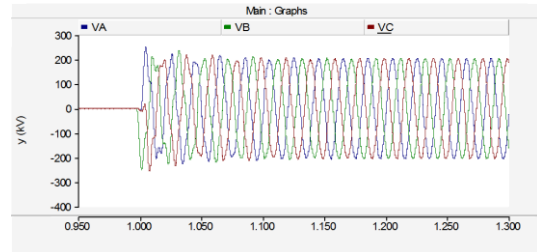


Figura 5.2.38. Tensiones.

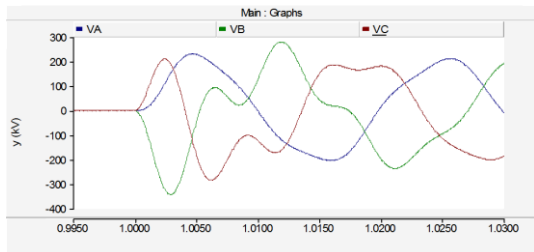


Figura 5.2.35. Detalle de tensiones en el momento de inserción.

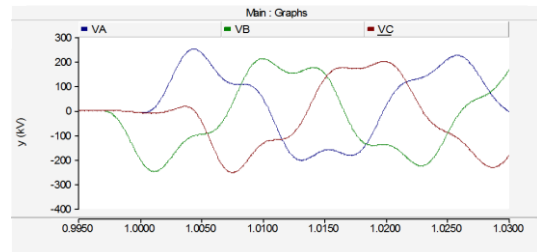


Figura 5.2.39. Detalle de tensiones en el momento de inserción.

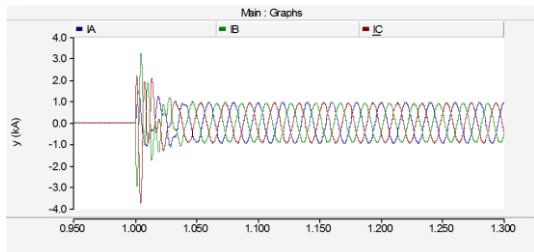


Figura 5.2.36. Intensidades.

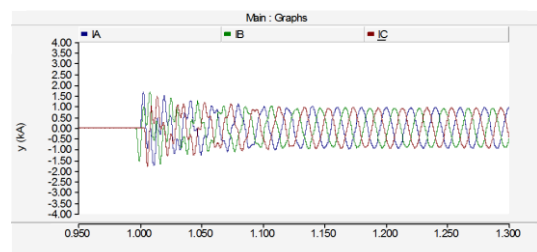


Figura 5.2.40. Intensidades.

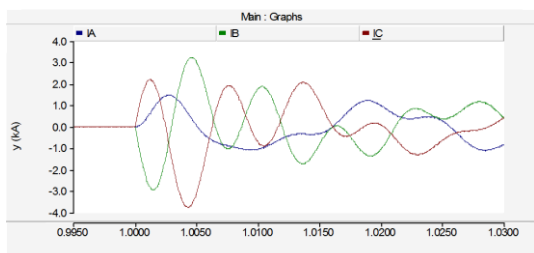


Figura 5.2.37. Detalle de intensidades en el momento de inserción.

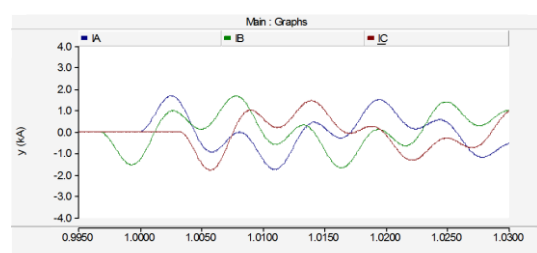


Figura 5.2.41. Detalle de intensidades en el momento de inserción.

Cable de 20 km, 230 kV.

Apertura tripolar. En 10 segundo.

Apertura con maniobra controlada:
fase B: 9.9967 s, fase A: 10.0000 s y
fase C: 10.0033 s.

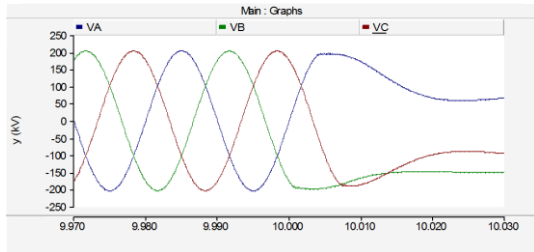


Figura 5.2.42. Tensiones.

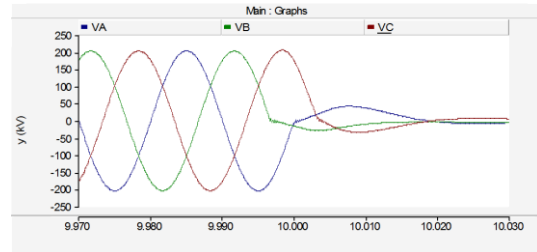


Figura 5.2.44. Tensiones.

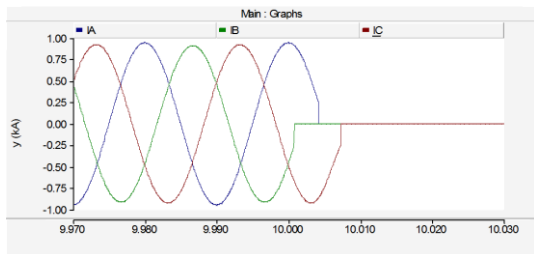


Figura 5.2.43. Intensidades.

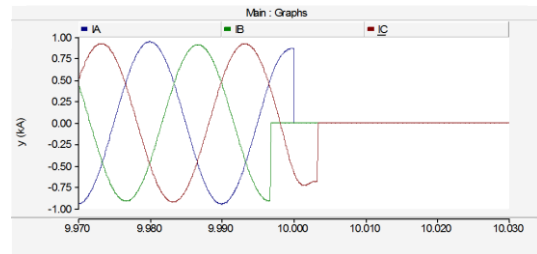


Figura 5.2.45. Intensidades.

Línea de 600 km, 400 kV.

Cierre tripolar. En 1 segundo.

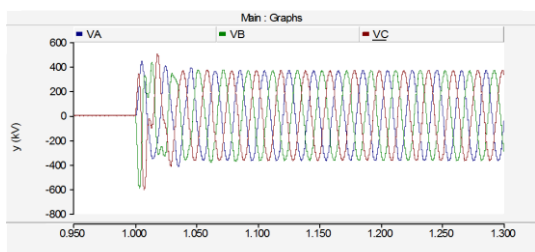


Figura 5.2.46. Tensiones.

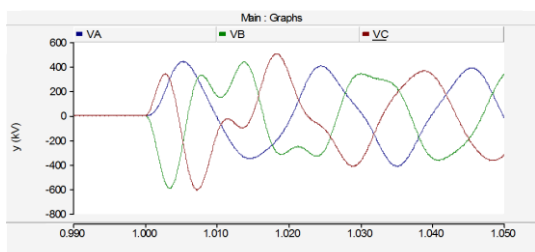


Figura 5.2.47. Detalle de tensiones en el momento de inserción.

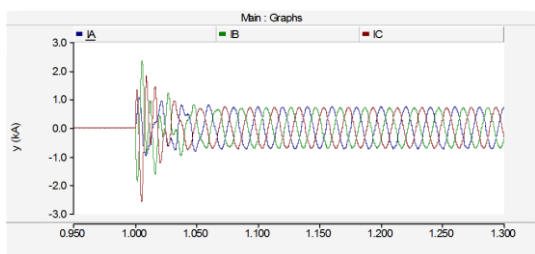


Figura 5.2.48. Intensidades.

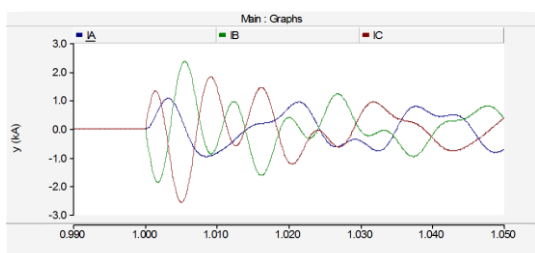


Figura 5.2.49. Detalle de intensidades en el momento de inserción.

Cierre con maniobra controlada: fase B: 0.9967 s, fase A: 1.0000 s y fase C: 1.0033 s.

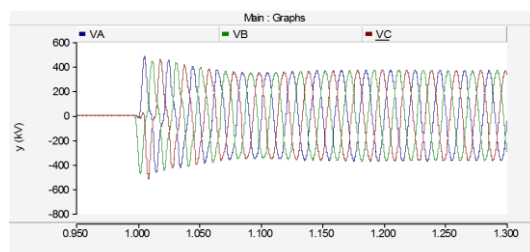


Figura 5.2.50. Tensiones.

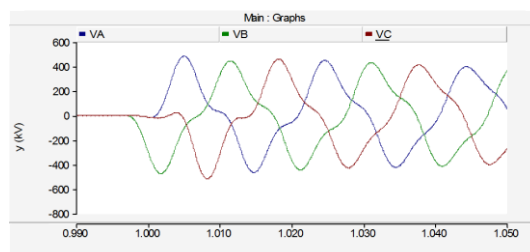


Figura 5.2.51. Detalle de tensiones en el momento de inserción.

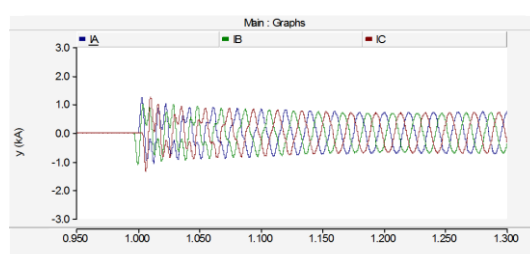


Figura 5.2.52. Intensidades.

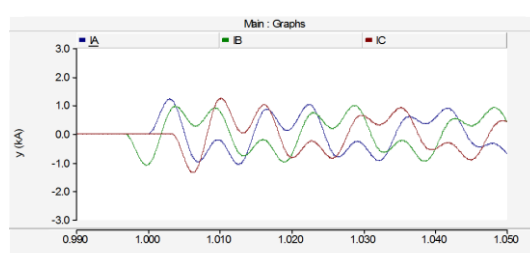


Figura 5.2.53. Detalle de intensidades en el momento de inserción.

Línea de 600 km, 400 kV.

Apertura tripolar. En 10 segundo.

Apertura con maniobra controlada:
fase B: 9.9967 s, fase A: 10.0000 s y
fase C: 10.0033 s.

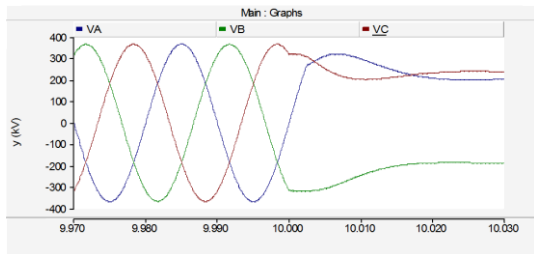


Figura 5.2.54. Tensiones.

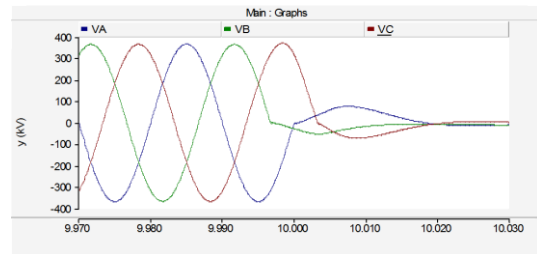


Figura 5.2.56. Tensiones.

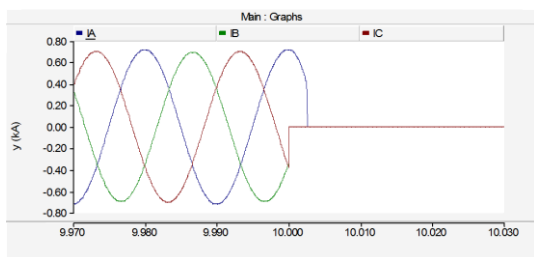


Figura 5.2.55. Intensidades.

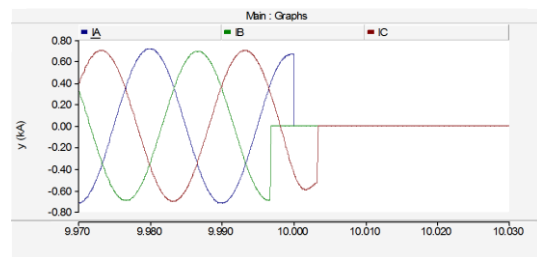


Figura 5.2.57. Intensidades.

Maniobra controlada en transformadores de potencia

Como se ha mencionado anteriormente, el caso de maniobra controlada en transformadores de potencia es algo diferente al caso de cargas inductivas y capacitivas, por lo que requiere un estudio y análisis especial.

El transitorio de energización de un transformador depende en primer lugar de la condición inicial en la que se encuentra la máquina. El transitorio más desfavorable se produce cuanto mayor sea la diferencia entre los flujos remanentes existentes en el transformador y los flujos de régimen permanente, producidos al aplicar la tensión de la red externa.

Por otro lado el transitorio depende también entre otros factores de la relación existente entre las impedancias del transformador y de la red exterior, asociadas a su vez con la potencia de la máquina y la potencia de cortocircuito que presenta la red.

La configuración que adoptan los flujos remanentes depende de la forma constructiva del circuito magnético y del grupo de conexión eléctrico del transformador.

Todo esto hace que sea prácticamente necesario el estudio particularizado para cada caso, ya que dependerá de la potencia de la máquina, de la construcción de la misma y del nudo o fuente al que se conecte, lo que hace difícil generalizar y realizar un catálogo.

Los requerimientos constructivos del interruptor serán similares a los mencionados para el resto de elementos para los que se ha realizado estudio, así mismo es necesario conocer los tiempos de maniobra del interruptor.

Las técnicas de maniobra controlada de la energización de un transformador se basan en tratar de cerrar cada polo del interruptor en el momento más favorable posible, que es cuando la diferencia entre los flujos existentes en el transformador y los flujos producidos al aplicar la tensión o tensiones externas sea menor. La efectividad de la maniobra depende del conocimiento preciso de la condición inicial y final de flujos en el transformador, y por tanto requiere medida de los mismos. Es decir, es necesario disponer de un equipo de medida de tensión fase-neutro de los arrollamientos del transformador para deducir por integración el flujo existente (no es suficiente con la medida de la tensión de barras). Para ello se requiere instalar o que el transformador disponga de transformadores de tensión en el lado por el que se vaya a energizar, de

tal manera que siempre mida la tensión existente en bornas del transformador.

Existen varias técnicas de maniobra controlada en la energización de transformadores:

- El cierre trifásico simultáneo controlado puede dar buenos resultados, pero depende en gran medida de la condición inicial.
- El cierre rápido, desfase entre la primera fase que cierra y las dos restantes en un tiempo inferior a 1 ciclo.
- El cierre desfasado, desfase entre la primera fase que cierra y las dos restantes en un tiempo superior a 1 ciclo, esta técnica suele dar mejores resultados, ya que en cierto modo es una técnica de control de flujo en el transformador. En teoría, el cierre de la primera fase puede elegirse de forma favorable, y a partir de unos ciclos la configuración de flujos en el transformador con una fase energizada es conocida, lo que permitiría de nuevo elegir el instante de cierre de las dos fases siguientes.

A continuación se muestran unas simulaciones como ejemplos comparativo entre cierre sin maniobra controlada y con maniobra controlada en la que se puede observar las mejoras obtenidas con esta técnica.

Transformador de 600 MVA_r, 400 kV, 400/220.

Cierre tripolar. En 1 segundo.

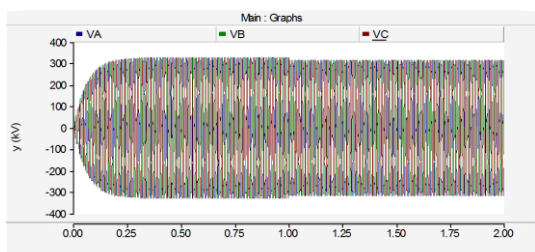


Figura 5.2.58. Tensiones.

Cierre con maniobra controlada: control del flujo remanente existente en el momento de cierre.

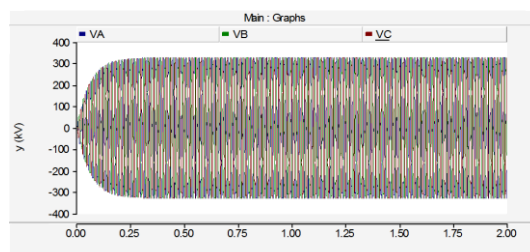


Figura 5.2.62. Tensiones.

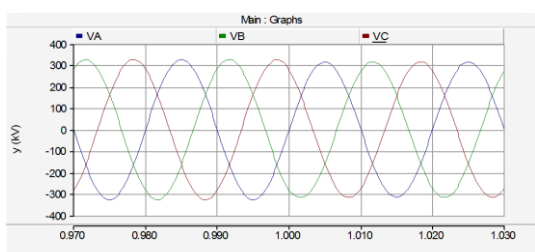


Figura 5.2.59. Detalle de tensiones en el momento de inserción.

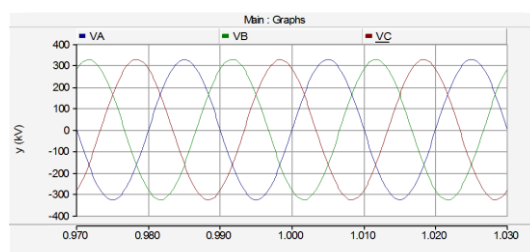


Figura 5.2.63. Detalle de tensiones en el momento de inserción.

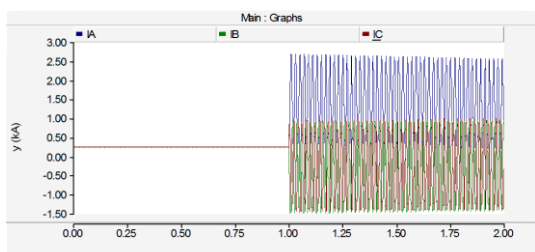


Figura 5.2.60. Intensidades.

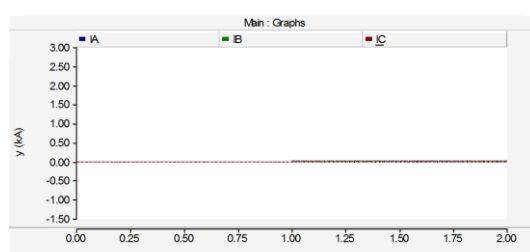


Figura 5.2.64. Intensidades.

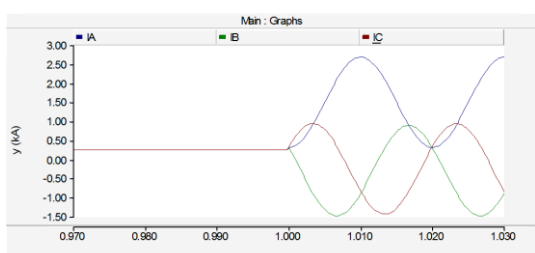


Figura 5.2.61. Detalle de intensidades en el momento de inserción.

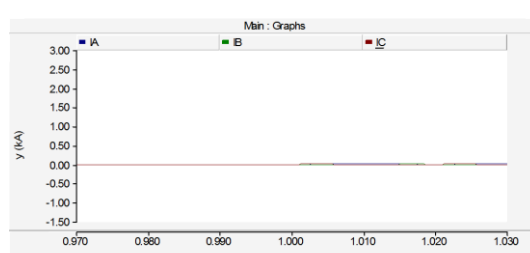


Figura 5.2.65. Detalle de intensidades en el momento de inserción.

6. Guía de aplicación

Como punto imprescindible para poder llevar a cabo las estrategias de maniobra propuestas, hay que realizar un estudio del arte actual en cuanto a equipos capaces de proporcionar las características necesarias para su aplicación y así obtener los resultados satisfactorios deseados.

La maniobra controlada se trata de una práctica en desarrollo actualmente, muy presente en proyectos I+D pero poco habitual su implantación en los sistemas eléctricos en el mundo. Se han buscado referencias sobre instalaciones con esta práctica y se han localizado algunos proyectos piloto en América, Asia y colaboraciones entre compañías eléctricas y universidades, los cuales comentan que se han obtenido excelentes resultados. (Como el realizado en Brasil por la Universidad de Sao Paulo y ECTE (Empresa Catarinense de Transmissao de Energia S.A.) o por las compañías Hydro Quevec en Canada y Power Grid Corporation of India en La India).

En España solo es utilizado de manera más común por Red Eléctrica de España para reactancias y bancos de condensadores, aunque no existe un criterio definido para su implantación o catálogo de uso (tal como se ha pretendido en este proyecto).

Esta es la razón por lo que no hay disponible una gran gama de equipos de maniobra controlada en el mercado, aunque si hay varias empresas que se encuentran desarrollando productos.

A modo de resumen, se presenta una tabla en la que se muestran las características principales de los relés de maniobra controlada encontrados. Como se puede observar, alguna de estas características son comunes a todos los relés mientras que otras son específicas de solo algunos de ellos.

	ABB F236	ABB T183	ALSTOM RPH	Mitsubishi SSC	Siemens PSD02	Vizimax Synchro Teq Plus
Elección del punto de maniobra por fases	X	X	X	X	X	X
Control del flujo remanente mediante desconexión	X					
Control del flujo remanente mediante medida de tensión durante la desconexión		X				X
Conexión del transformador: neutro rígido a tierra	X	X	X	X	X	X
Control de desconexión del transformador	X		X		X	
Necesidad de accesorios externos para medidas	X			X	X	
Compensación temperatura ambiental	X	X	X	X	X	X
Compensación tiempo de inactividad			X	X		X
Compensación presión hidráulica del interruptor			X	X	X	X
Compensación tensión en las bobinas de control			X	X	X	X
Almacena eventos	X	X	X	X	X	X
Almacena formas de onda			X	X	X	X

Tabla 6.1 Características principales de los diferentes relés de maniobra

Para la realización de maniobras en reactancias, bancos condensadores y circuitos subterráneos o aéreos, es necesario poder seleccionar la estrategia más adecuada dependiendo del tipo de carga y poder compensar los tiempos de deriva del interruptor, esto solo lo cumplen el RPH de Alstom, el SSC de Mitsubishi y el Synchro Teq plus de Vizimax.

Debido a la sencillez y no necesitar accesorios adicionales para la captación de la medida y/o posicionamiento del interruptor, lo cual se traduce en una menor inversión, para la realización de los esquemas desarrollados a modo de guía de aplicación de reactancias, bancos condensadores y circuitos se ha elegido el relé RPH de Alstom.

Respecto a la maniobra de conexión de transformadores, el aspecto más significativo que distingue a unos relés de otros es la capacidad para tratar el flujo remanente, concretamente el cálculo de flujo remanente mediante la integración de la tensión en la desconexión, que es la estrategia que se ha elegido como adecuada en este proyecto. Solamente 2 relés son capaces de realizar lo deseado, el T183 de ABB y el Synchro Teq plus de Vizimax. Teniendo en cuenta que solo este último es capaz de compensar los tiempos del interruptor, por encima de todos, el derivado de la inactividad del interruptor, es el que se considera más apropiado para instalar en maniobras de conexión de transformadores.

Por lo tanto, los esquemas desarrollados realizados a modo de guía de aplicación de transformadores se han realizado con este equipo.

PLANOS
DE
REACTANCIAS

MANIOBRA CONTROLADA DE REACTANCIAS

ESQUEMAS ELECTRICOS

GUIA DE APLICACION

MODELO DE RELE UTILIZADO RPH2 (ALSTOM)

	Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	E.T.S.I.I. DE BÉJAR
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:			PLANO Nº 1
Ejemplo de aplicación de Reactancias			Fdo. RAÚL RAMOS

INDICE			
HOJA N°	EDICION		DENOMINACION
	N°	Fecha	
1	JUN-15	RRdS. D.S.A.	PORTADA
2	JUN-15	RRdS. D.S.A.	INDICE Y NOTAS
3	JUN-15	RRdS. D.S.A.	DESARROLLO DE CONTACTOS DE RELES AUXILIARES
4	JUN-15	RRdS. D.S.A.	CTOS. DE INTENSIDAD Y TENSION - MEDIDA
5	JUN-15	RRdS. D.S.A.	CTO. RELE DE APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO INT. 52
6	JUN-15	RRdS. D.S.A.	ENTRADAS A LOS CTOS. DE CONTROL Y ALARMAS
7	JUN-15	RRdS. D.S.A.	CTO. RELE DE APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO INT. 52
8	JUN-15	RRdS. D.S.A.	AUXILIARES ASOCIADOS AL CIERRE DEL INTERRUPTOR 52
9	JUN-15	RRdS. D.S.A.	ORDENES DE APERTURA DEL INTERRUPTOR 52 POR BOBINAS 1
10	JUN-15	RRdS. D.S.A.	CIRCUITOS DE CAPTACION ULC

MANIOBRA CONTROLADA

MODELO: RPH2
FABRICANTE: ALSTOM

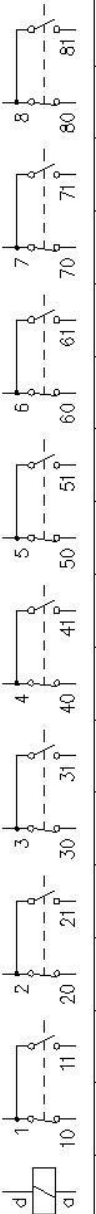
FUNCIONES DISPONIBLES

- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE TRANSFORMADOR CONTROLADAS.
- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE REACTANCIAS CONTROLADAS.
- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE BANCOS DE CONDENSADORES CONTROLADOS.
- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE CIRCUITOS CONTROLADAS.

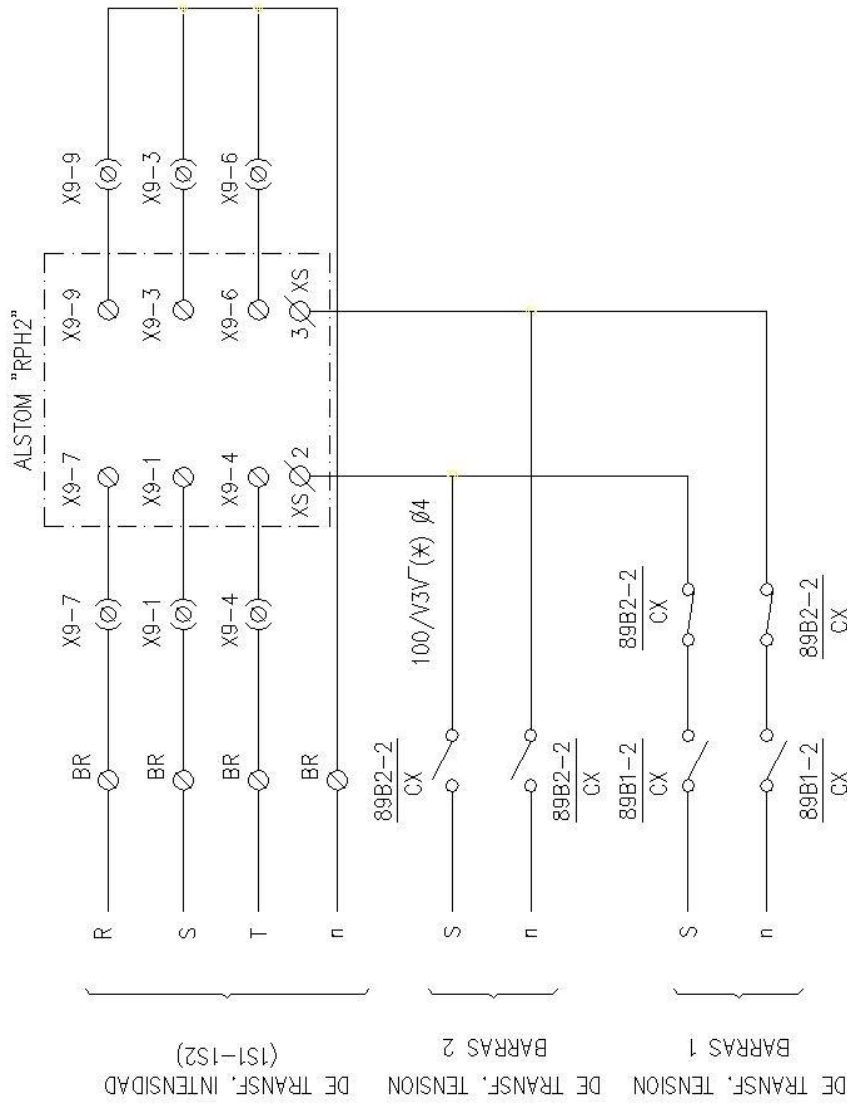
ESQUEMA UTILIZADO

- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE REACTANCIAS CONTROLADAS.

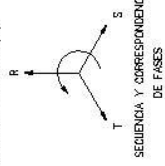
	Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	E.T.S.I.I. DE BÉJAR
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:	Ejemplo de aplicación de Reactancias		Plano N° 2
			Fdo. RAÚL RAMOS

RJB (ARTECHE)		UBICACION
ESQUEMA		H.10
DENOM. Y N° HOJA		
52ACS/		BR

Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar
Proyecto	Mantobra controlada de interruptores en AT	
Escala:	Ejemplo de aplicación de Reactancias	
	PLANO N° 3	
	Fdo. RAÚL RAMOS	



(*) SI SE TOMA LA TENSION DE BARRAS DE OTRA FASE. LOS ESQUEMAS DE CABLEADOS DE LAS CORRIENTES, CIERRES Y DISPAROS VARIAN EN FUNCION DE ESTA TENSION (U).

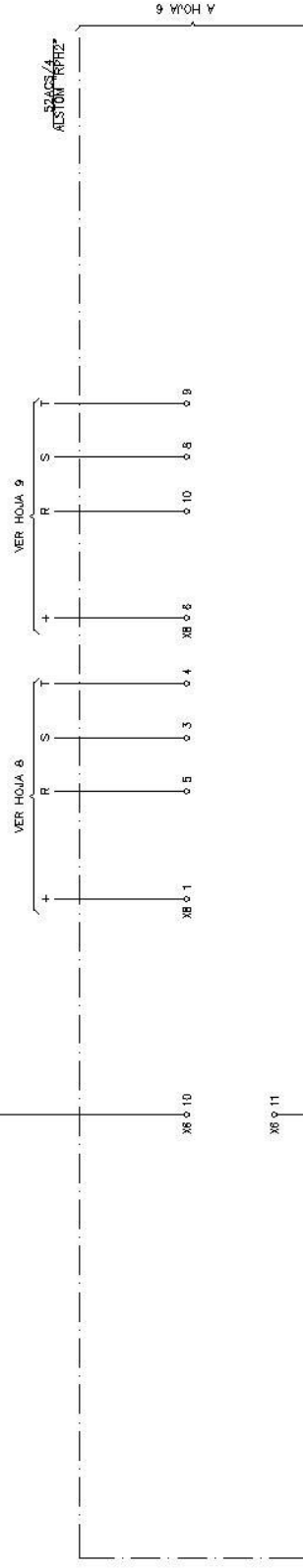


Fecha		Nombre	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:			
		Ejemplo de aplicación de Reactancias	
		PLANO N° 4	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

UNIVERSIDAD DE SALAMANCA

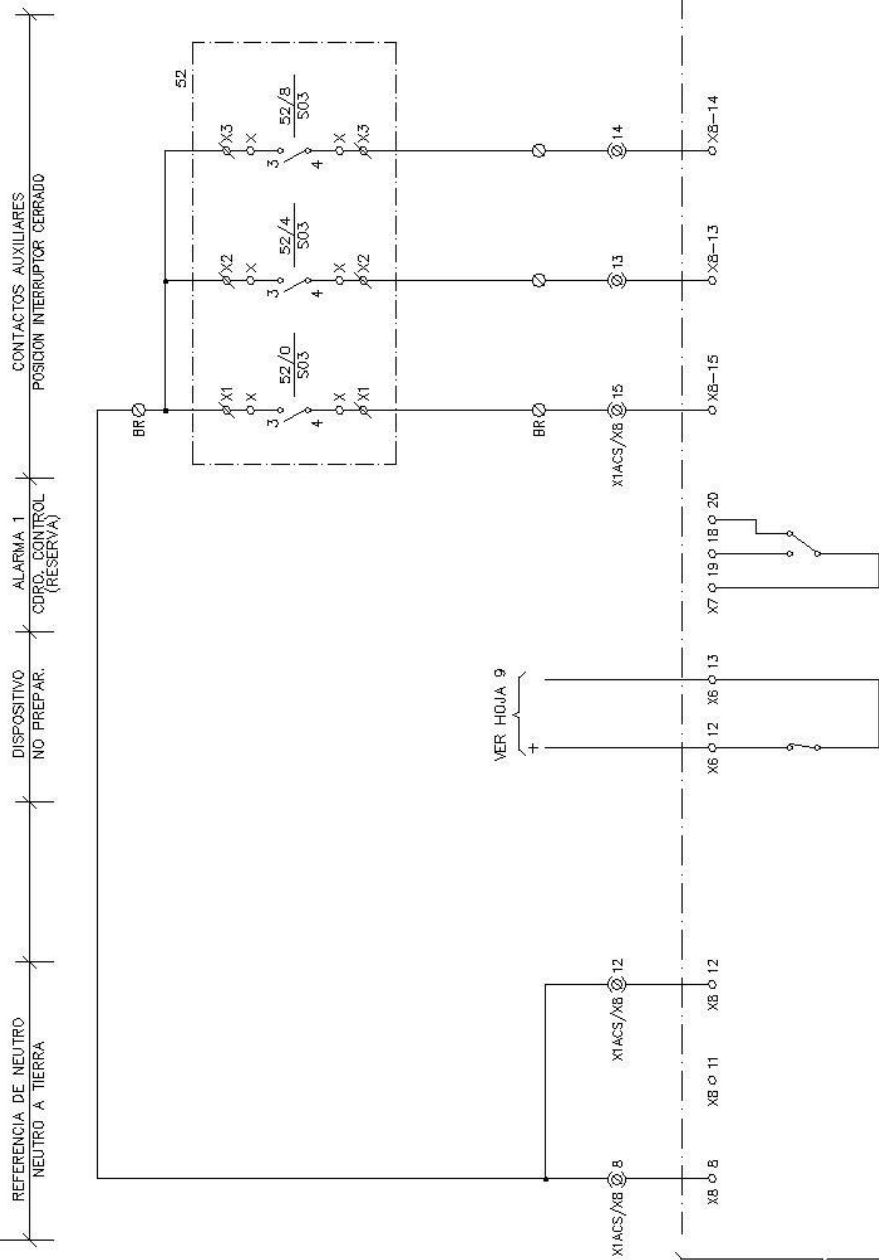
E.T.S.I.I. DE BÉJAR

CIRCUITOS RELE APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO INTERRUPTOR 52



Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
Dibujado	21-06-2015	RAÚL RAMOS del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:	Ejemplo de aplicación de Reactancias		
		PLANO N° 5	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

CIRCUITOS RELE APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO INTERRUPTOR 52



Fecha	Nombre	Universidad
Dibujado	21-06-2015	RAÚL RAMOS DEL SOLO
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT	
Escala:	Ejemplo de aplicación de Reactancias	
		PLANO Nº 6
		F.do. RAÚL RAMOS

UNIVERSIDAD DE SALAMANCA

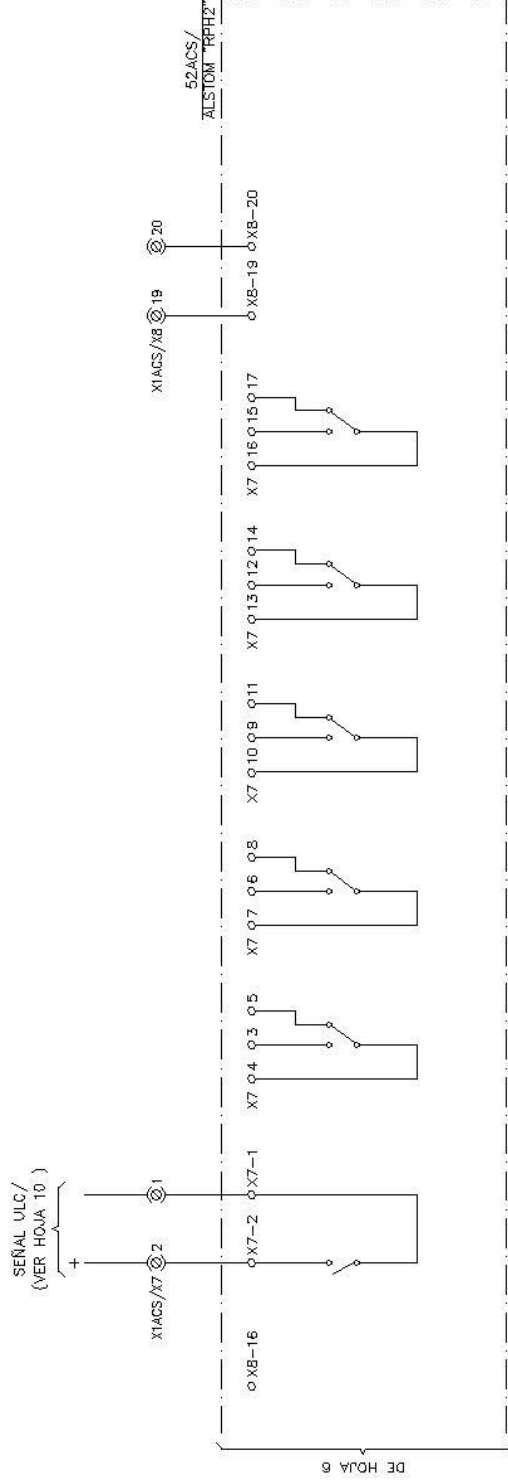
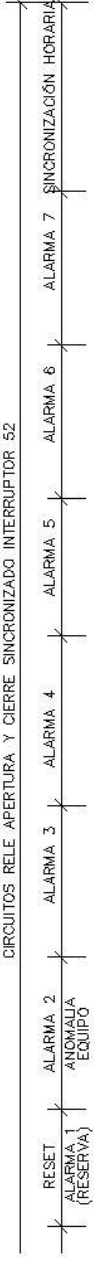
E.T.S.I.I. DE BÉJAR

Ejemplo de aplicación de Reactancias

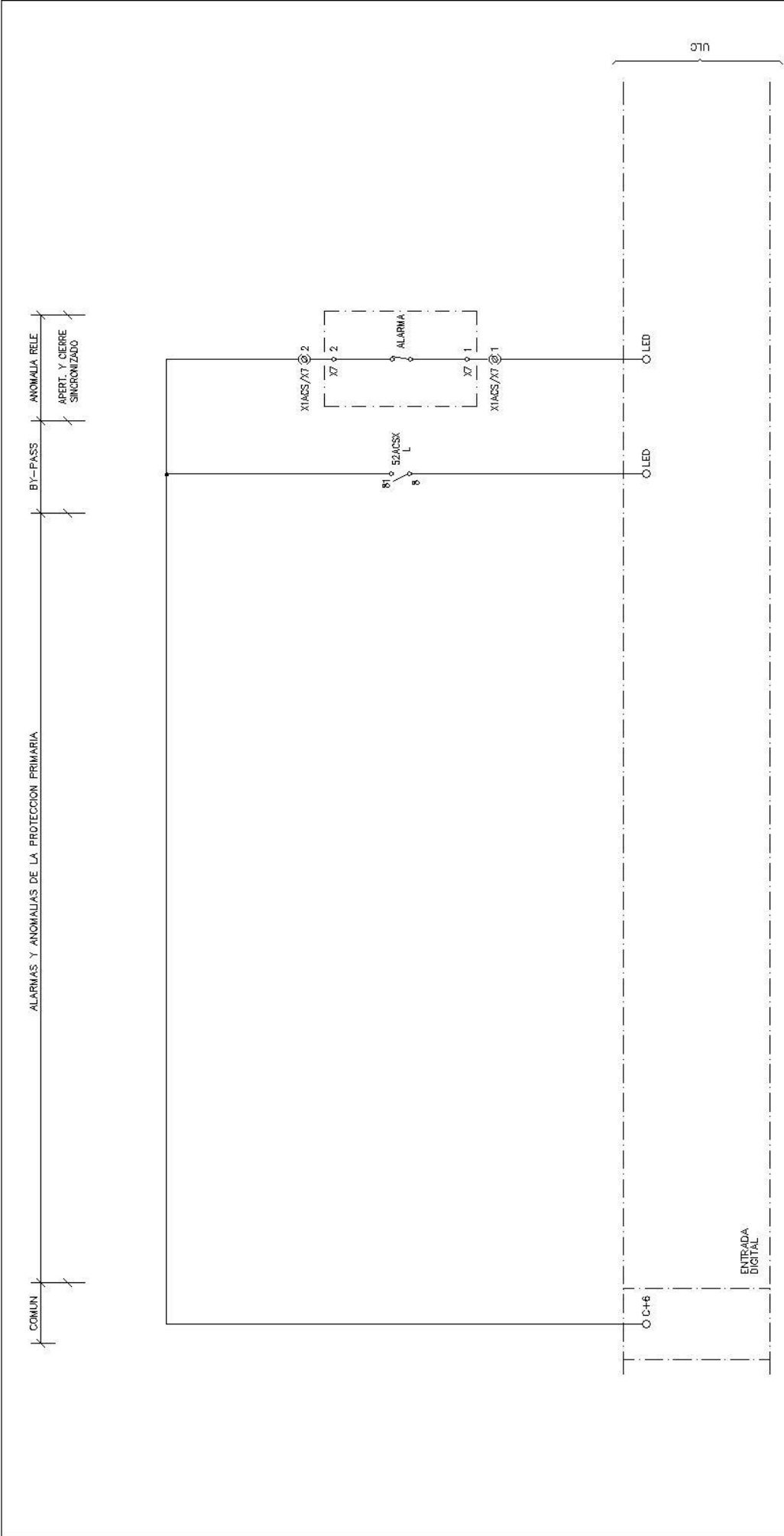
PLANO Nº 6

F.do. RAÚL RAMOS

CIRCUITOS RELE APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO INTERRUPTOR 52



Fecha		Nombre	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:			
Ejemplo de aplicación de Reactancias		PLANO N° 7	
		Fdo. RAÚL RAMOS	



Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	E.T.S.I.I. DE BÉJAR
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Manobra controlada de interruptores en AT		
Escalía:	Ejemplo de aplicación de Reactancias		PLANO N° 10
			Fdo. RAÚL RAMOS

(*) A CABLEAR SI NO SE DISPONE DE COMUNICACION ENTRE PROTECCIONES Y SISTEMA DE CONTROL.

PLANOS
DE
BANCOS
DE
CONDENSADORES

MANIOBRA CONTROLADA DE BANCOS DE CONDENSADORES

ESQUEMAS ELECTRICOS

GUIA DE APLICACION

MODELO DE RELE UTILIZADO RPH2 (ALSTOM)

	Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	E.T.S.I.I. DE BÉJAR
Dirigido	21-06-2015	E. T. S. I. I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escalaf:	Ejemplo de aplicación de Bancos de condensadores		PLANO Nº 1
			F.do. RAÚL RAMOS

INDICE				
HOJA N°	N°	EDICION		DENOMINACION
		Fecha	Realiz. Aprob.	
1		JUN-15	RRdS. D.S.A.	PORTADA
2		JUN-15	RRdS. D.S.A.	INDICE Y NOTAS
3		JUN-15	RRdS. D.S.A.	DESARROLLO DE CONTACTOS DE RELES AUXILIARES
4		JUN-15	RRdS. D.S.A.	CTOS. DE INTENSIDAD Y TENSION - MEDIDA
5		JUN-15	RRdS. D.S.A.	CTO. RELE DE APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO INT. 52
6		JUN-15	RRdS. D.S.A.	ENTRADAS A LOS CTOS. DE CONTROL Y ALARMAS
7		JUN-15	RRdS. D.S.A.	CTO. RELE DE APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO INT. 52
8		JUN-15	RRdS. D.S.A.	AUXILIARES ASOCIADOS AL CIERRE DEL INTERRUPTOR 52
9		JUN-15	RRdS. D.S.A.	ORDENES DE APERTURA DEL INTERRUPTOR 52 POR BOBINAS 1
10		JUN-15	RRdS. D.S.A.	CIRCUITOS DE CAPTACION ULC

MANIOBRA CONTROLADA

MODELO: RPHZ
FABRICANTE: ALSTOM


FUNCIONES DISPONIBLES

- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE TRANSFORMADOR CONTROLADAS.
- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE REACTANCIAS CONTROLADAS.
- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE BANCOS DE CONDENSADORES CONTROLADOS.
- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE CIRCUITOS CONTROLADAS.

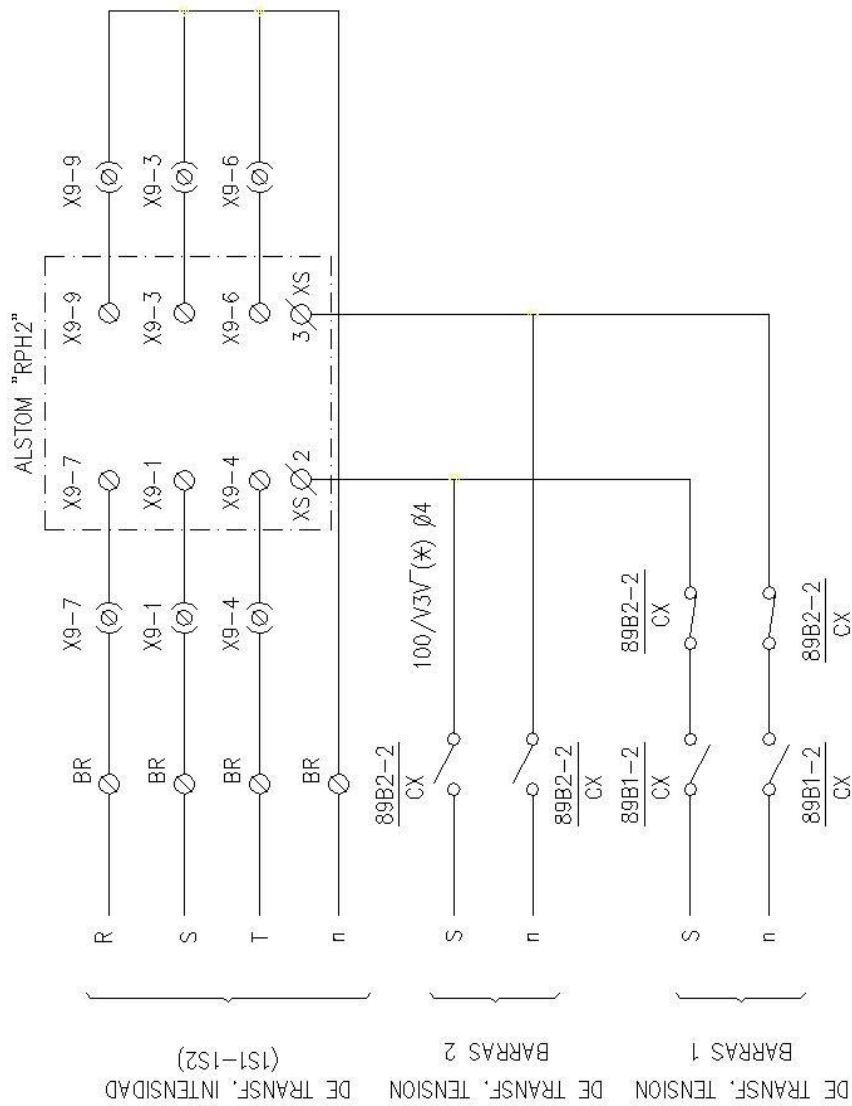
ESQUEMA UTILIZADO

- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE BANCOS DE CONDENSADORES CONTROLADOS.

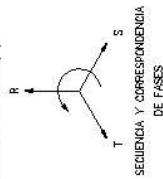
	Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	E.T.S.I.I. DE BÉJAR
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:	Ejemplo de aplicación de Bancos de condensadores		Plano N° 2
			Fdo. RAÚL RAMOS

RJ8 (ARTECHE)		UBICACION
ESQUEMA		
DENOM. Y N° HOJA		
52ACS/		
	1 10 H.8	
	2 20 H.B	
	3 30 H.8	
	4 40 H.9	
	5 50 H.9	
	6 60 H.9	
	7 70 H.10	
	8 80 H.10	
	9 90 H.10	
	10 100 H.10	

Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT	
Escala:		
Ejemplo de aplicación de Bancos de condensadores		PLANO N° 3
		Fdo. RAÚL RAMOS

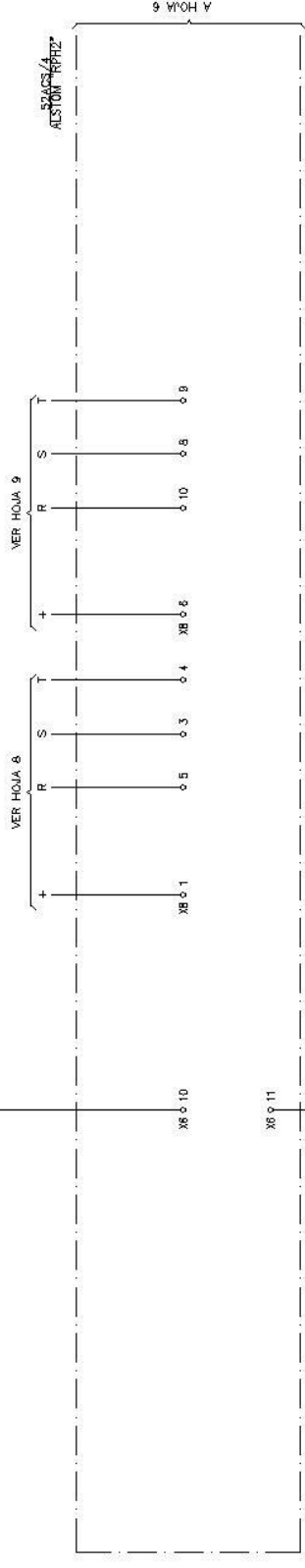


(*) SI SE TOMA LA TENSION DE BARRAS DE OTRA FASE. LOS ESQUEMAS DE CABLEADOS DE LAS CORRIENTES, CIERRES Y DISPAROS VARIAN EN FUNCIÓN DE ESTA TENSION (L1).



Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:	Ejemplo de aplicación de Bancos de condensadores		
		PLANO Nº 4	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

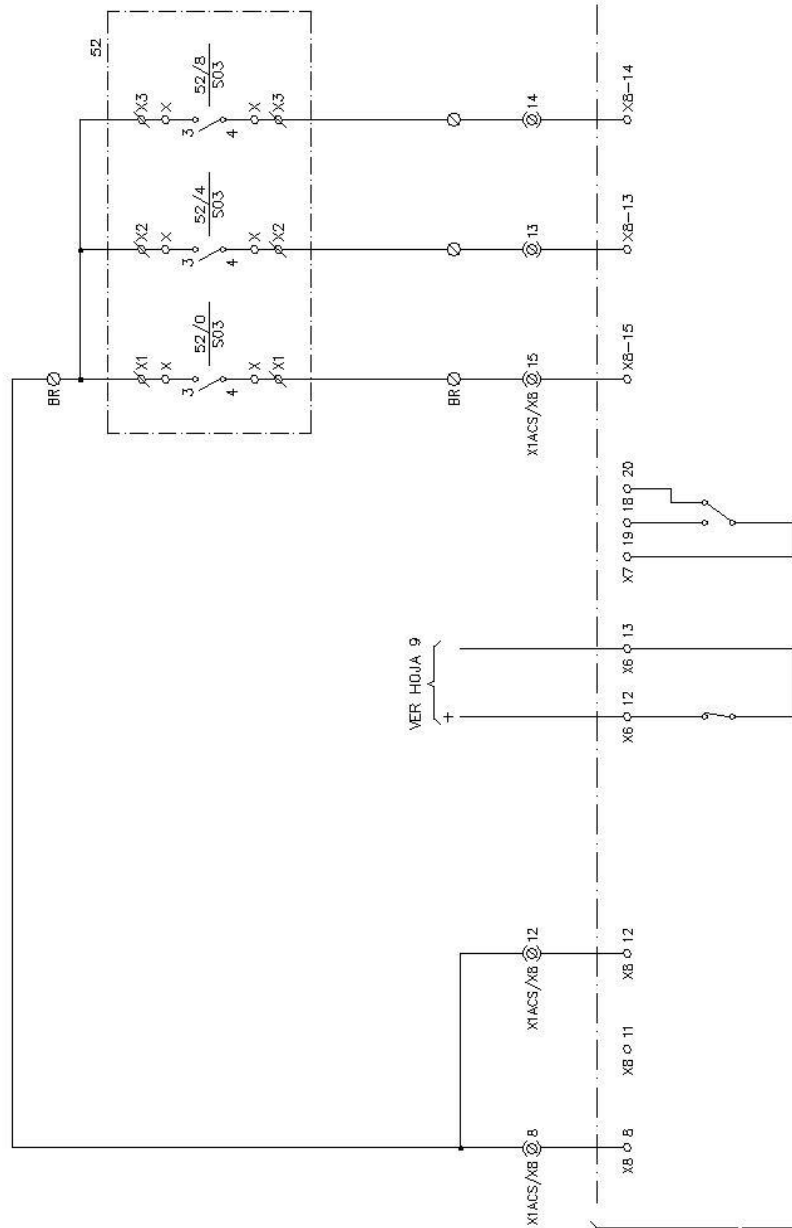
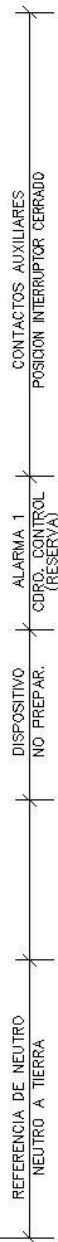
CIRCUITOS RELE APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO INTERRUPTOR 62



Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:	Ejemplo de aplicación de Bancos de condensadores		
		PLANO Nº 5	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:	Ejemplo de aplicación de Bancos de condensadores		
		PLANO Nº 5	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

CIRCUITOS RELE APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO INTERRUPTOR 52



A HOJA 7

DE HOJA 5

Fecha	Nombre	Universidad
Dibujado	21-06-2015	RAÚL RAMOS del Solo
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT	
Escala:		
Ejemplo de aplicación de Bancos de condensadores		PLANO Nº 6
		Fdo. RAÚL RAMOS

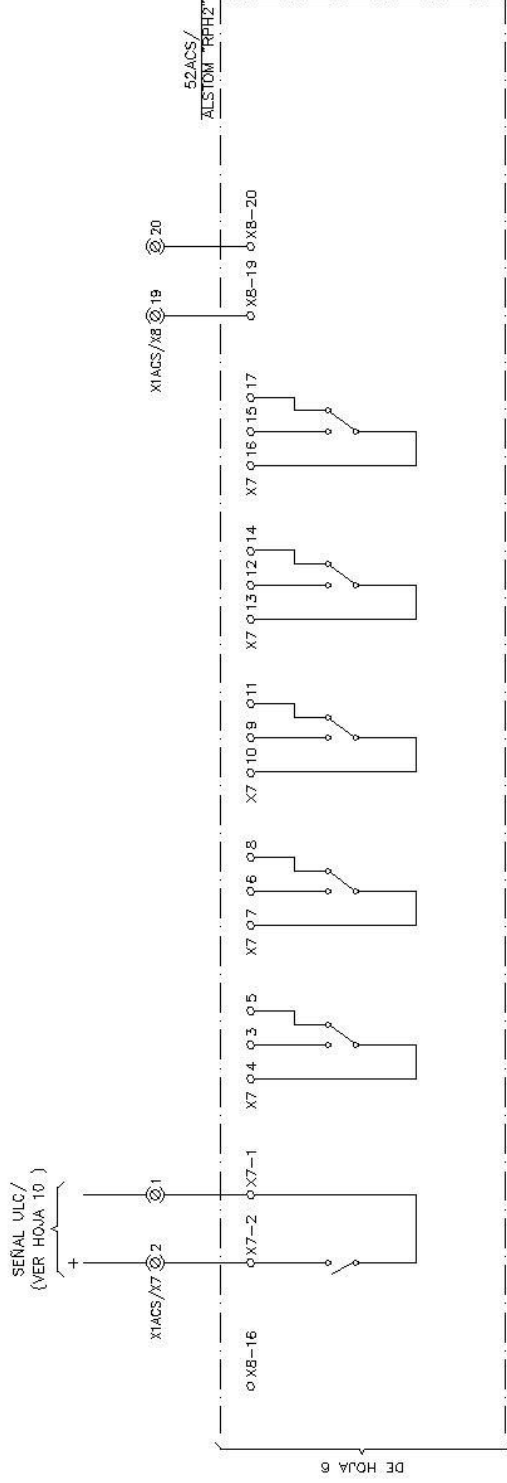
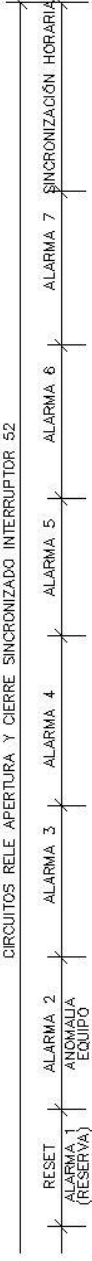
UNIVERSIDAD DE SALAMANCA

E.T.S.I.I. DE BÉJAR

PLANO Nº 6

Fdo. RAÚL RAMOS

CIRCUITOS RELE APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO INTERRUPTOR 52



Fecha		Nombre	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:			
		Ejemplo de aplicación de Bancos de condensadores	
		PLANO N° 7	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

UNIVERSIDAD DE SALAMANCA

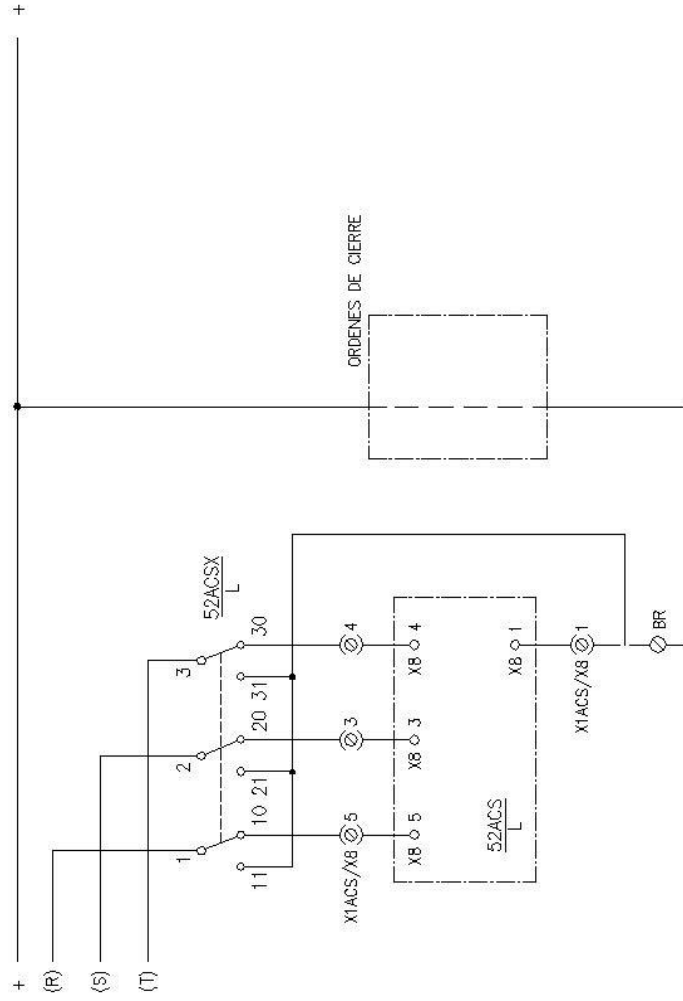
E.T.S.I.I. DE BÉJAR

PLANO N° 7

Fdo. RAÚL RAMOS

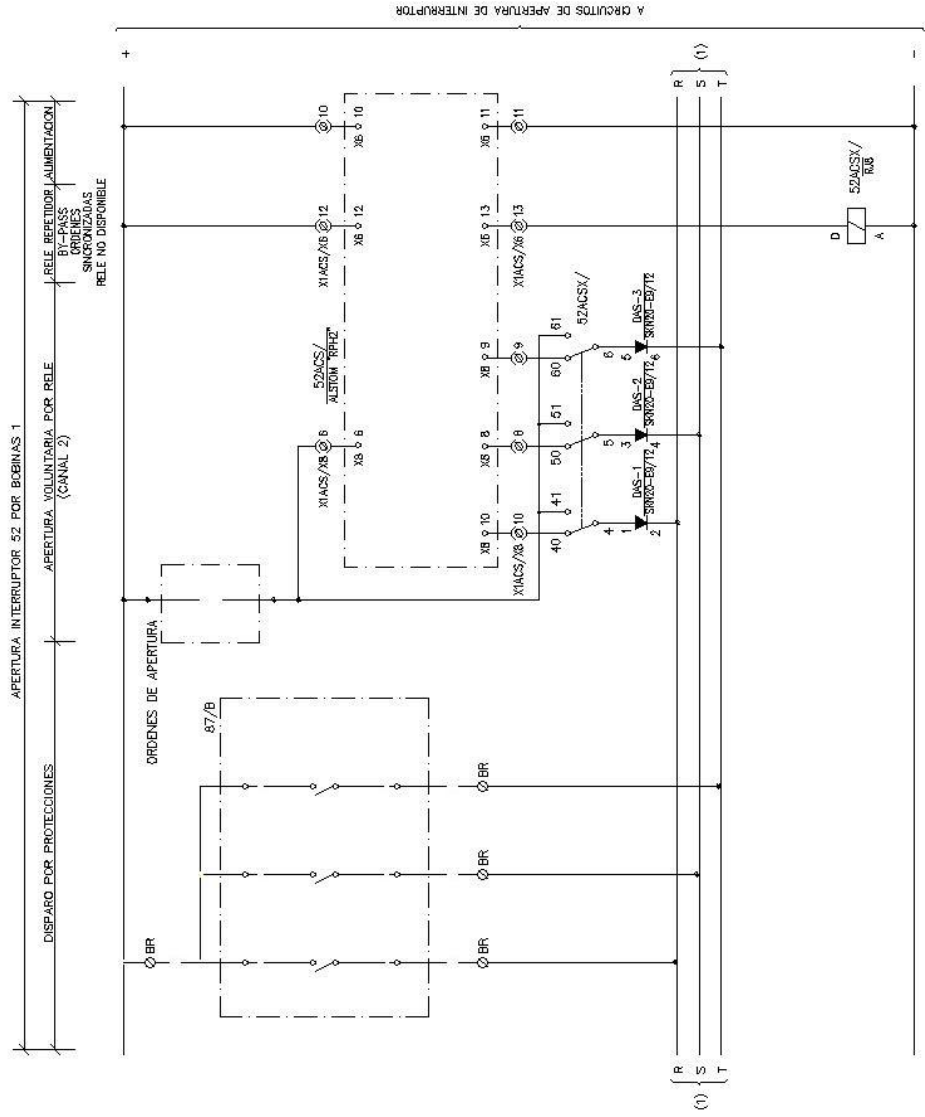
CONTROLES DIVERSOS DEL INTERRUPTOR 52

MANIOBRA CONTROLADA Y BY-PASS ORDENES DE CIERRE



A CIRCUITO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR

Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT	
Escala:	Ejemplo de aplicación de Bancos de condensadores	
		PLANO N° 8
		Fdo. RAÚL RAMOS



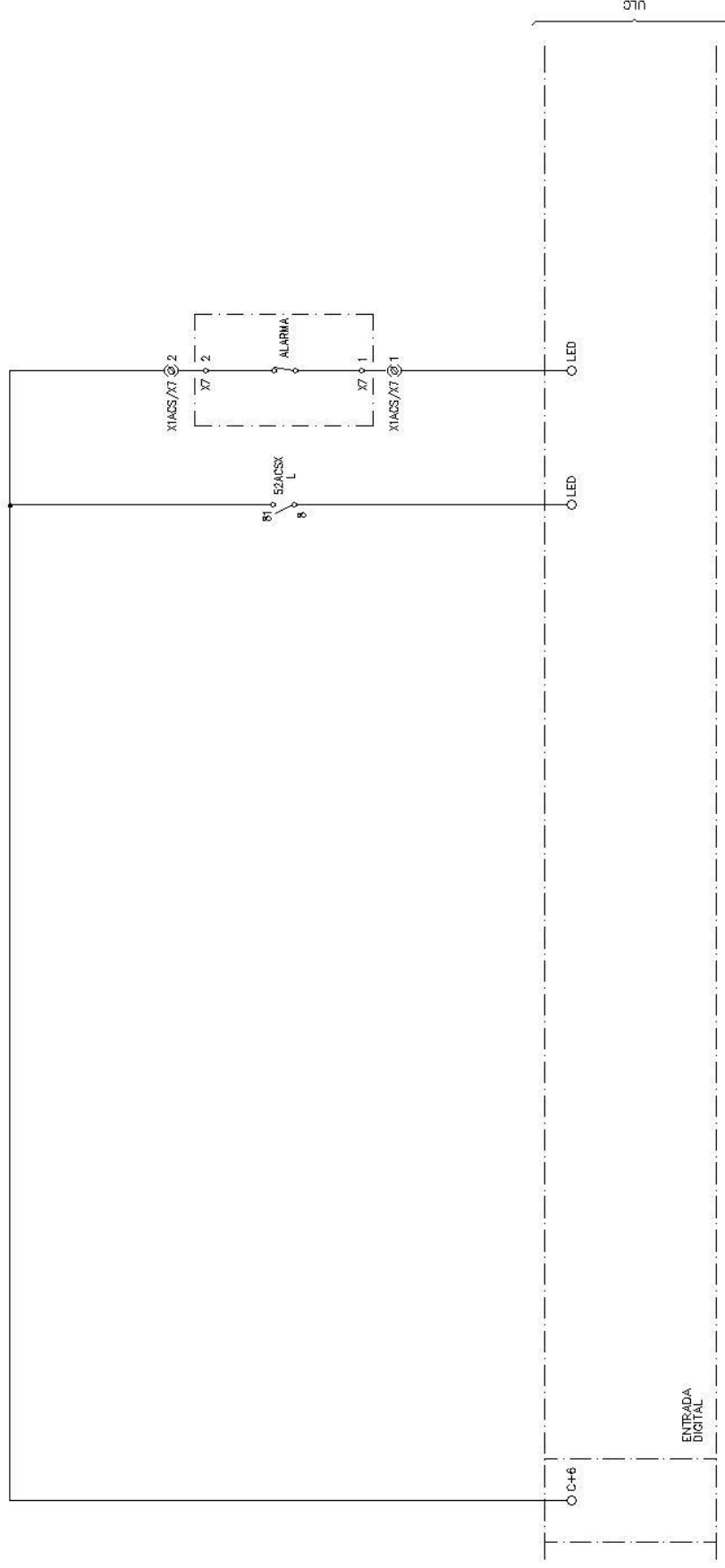
Fecha	Nombre
Dibujado	21-06-2015 Raúl Ramos del Solo
Dirigido	21-06-2015 E.T.S.I.I. de Béjar
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT
Escala:	

Ejemplo de aplicación de Bancos de condensadores	PLANO N° 9
	Fdo. RAÚL RAMOS

UNIVERSIDAD
DE SALAMANCA

E.T.S.I.I. DE BÉJAR

ALARMIAS Y ANOMALIAS DE LA PROTECCION PRIMARIA



ENTRADA DIGITAL

Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:	Ejemplo de aplicación de Bancos de condensadores		
		PLANO N° 10	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

(*) A CABLEAR SI NO SE DISPONE DE COMUNICACION ENTRE PROTECCIONES Y SISTEMA DE CONTROL.

PLANOS
DE
CIRCUITOS

MANIOBRA CONTROLADA DE CABLES

ESQUEMAS ELECTRICOS

GUIA DE APLICACION

MODELO DE RELE UTILIZADO RPH2 (ALSTOM)

	Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	E.T.S.I.I. DE BÉJAR
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:			PLANO Nº 1
Ejemplo de aplicación de Circuitos			Fdo. RAÚL RAMOS

INDICE			
HOJA N°	EDICION	DENOMINACION	
		N°	Fecha Realiz. Aprob.
1	RRdS. D.S.A.	PORTADA	
2	RRdS. D.S.A.	INDICE Y NOTAS	
3	RRdS. D.S.A.	DESARROLLO DE CONTACTOS DE RELES AUXILIARES	
4	RRdS. D.S.A.	CTOS. DE INTENSIDAD Y TENSION - MEDIDA	
5	RRdS. D.S.A.	CTO. RELE DE APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO INT. 52	
6	RRdS. D.S.A.	ENTRADAS A LOS CTOS. DE CONTROL Y ALARMAS	
7	RRdS. D.S.A.	CTO. RELE DE APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO INT. 52	
8	RRdS. D.S.A.	AUXILIARES ASOCIADOS AL CIERRE DEL INTERRUPTOR 52	
9	RRdS. D.S.A.	ORDENES DE APERTURA DEL INTERRUPTOR 52 POR BOBINAS 1	
10	RRdS. D.S.A.	CIRCUITOS DE CAPTACION ULC	

MANIOBRA CONTROLADA

MODELO: RPHZ
FABRICANTE: ALSTOM


FUNCIONES DISPONIBLES

- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE TRANSFORMADOR CONTROLADAS.
- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE REACTANCIAS CONTROLADAS.
- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE BANCOS DE CONDENSADORES CONTROLADOS.
- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE CIRCUITOS CONTROLADAS.

ESQUEMA UTILIZADO

- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE CABLES CONTROLADOS.

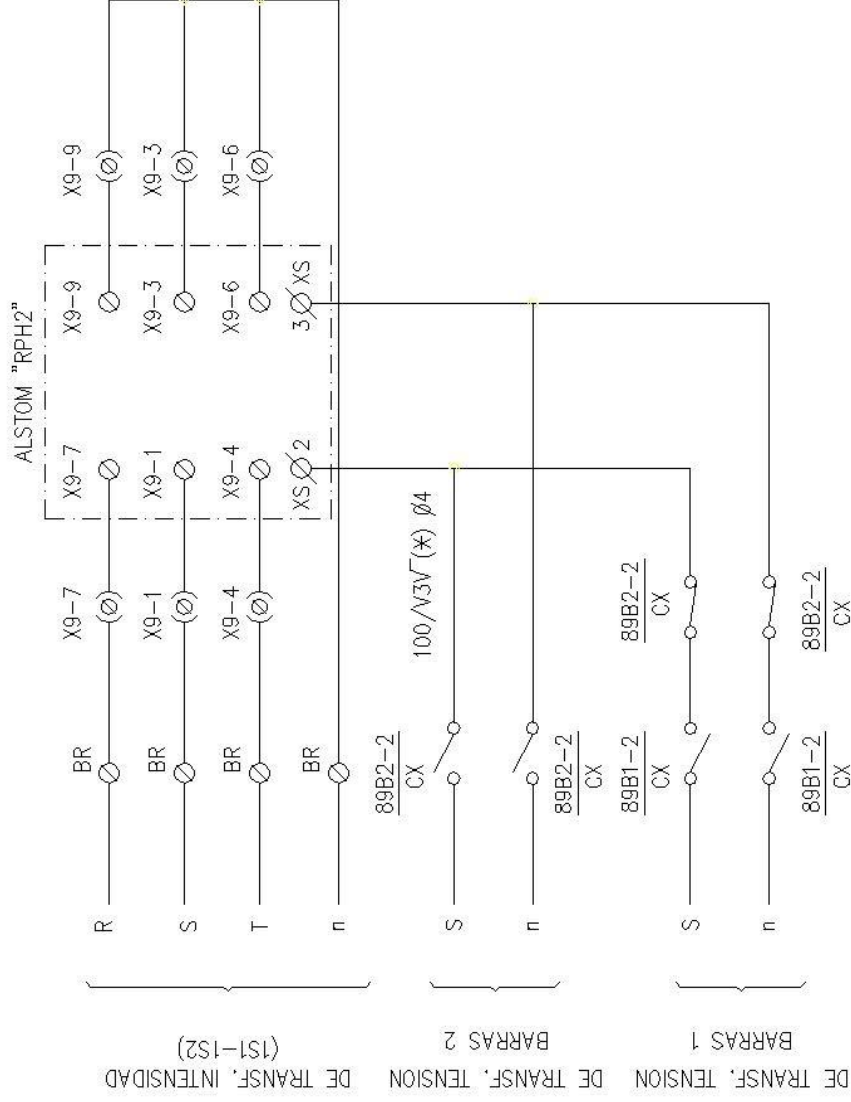
	Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	E.T.S.I.I. DE BÉJAR
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:	Ejemplo de aplicación de Circuitos		Plano N° 2
			Fdo. RAÚL RAMOS

		RJ8 (ARTECHE)										UBICACION
ESQUEMA		1	2	3	4	5	6	7	8	81		H.10
DENOM. Y N° HOJA		10	20	30	40	50	60	70	80	81		
52ACS/		H.8	H.8	H.8	H.9	H.9	H.9	H.9	H.9	H.9		BR

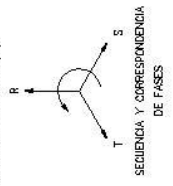
Fecha		Nombre	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:			
Ejemplo de aplicación de Circuitos		PLANO N° 3	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

UNIVERSIDAD
DE SALAMANCA

E.T.S.I.I. DE BÉJAR



(*) SI SE TOMA LA TENSION DE BARRAS DE OTRA FASE. LOS ESQUEMAS DE CABLEADOS DE LAS CORRIENTES, CIERRES Y DISPAROS VARIAN EN FUNCIÓN DE ESTA TENSION (L1).

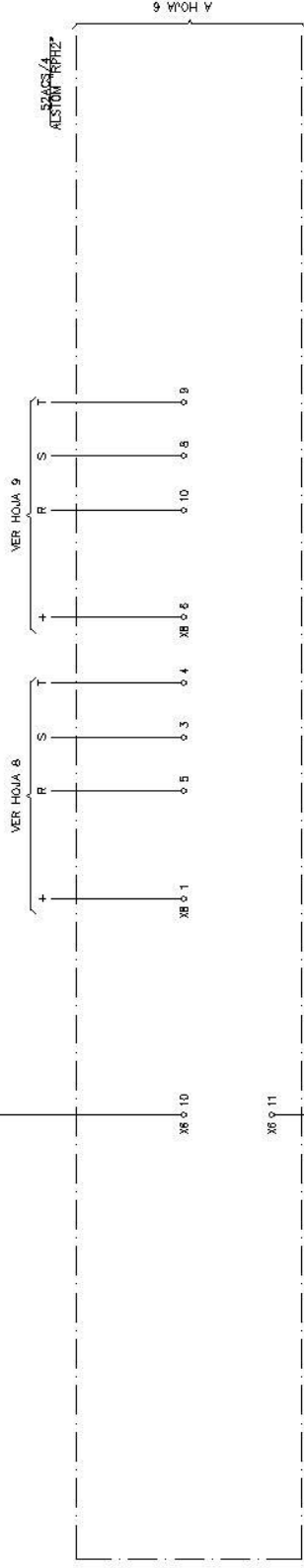


Fecha		Nombre	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:			
Ejemplo de aplicación de Circuitos		PLANO N° 4	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

UNIVERSIDAD DE SALAMANCA

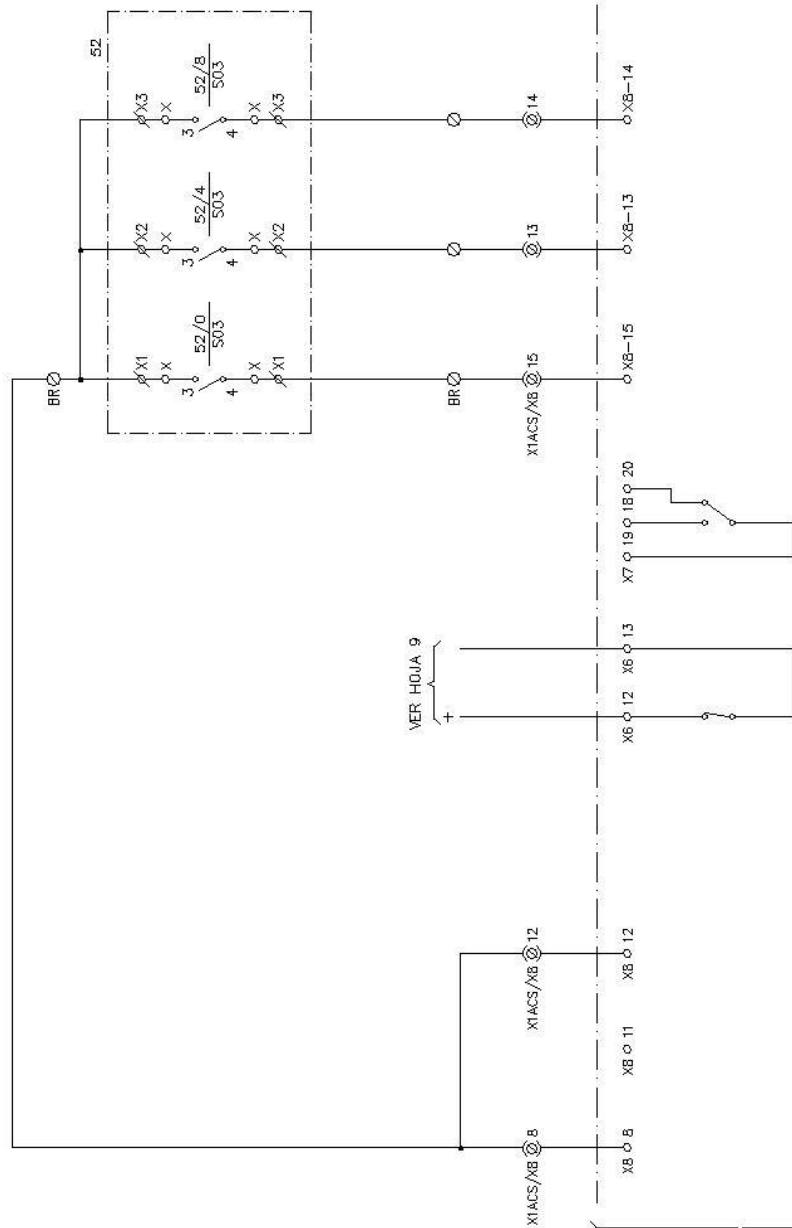
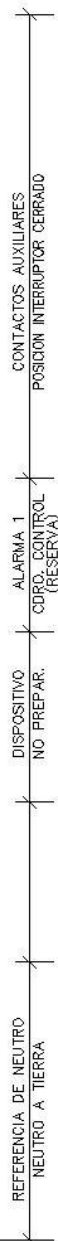
E.T.S.I.I. DE BÉJAR

CIRCUITOS RELE APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO INTERRUPTOR 42



Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:	Ejemplo de aplicación de Circuitos		
		PLANO N° 5	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

CIRCUITOS RELE, APERTURA Y CIERRE SINCRONIZADO, INTERRUPTOR 52



DE HOJA 5

A HOJA 7

Fecha	Nombre	Universidad
Dibujado	21-06-2015	RAÚL RAMOS del Solo
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT	
Escala:		
Ejemplo de aplicación de Circuitos		PLANO Nº 6
		Fdo. RAÚL RAMOS

UNIVERSIDAD DE SALAMANCA

E.T.S.I.I. DE BÉJAR

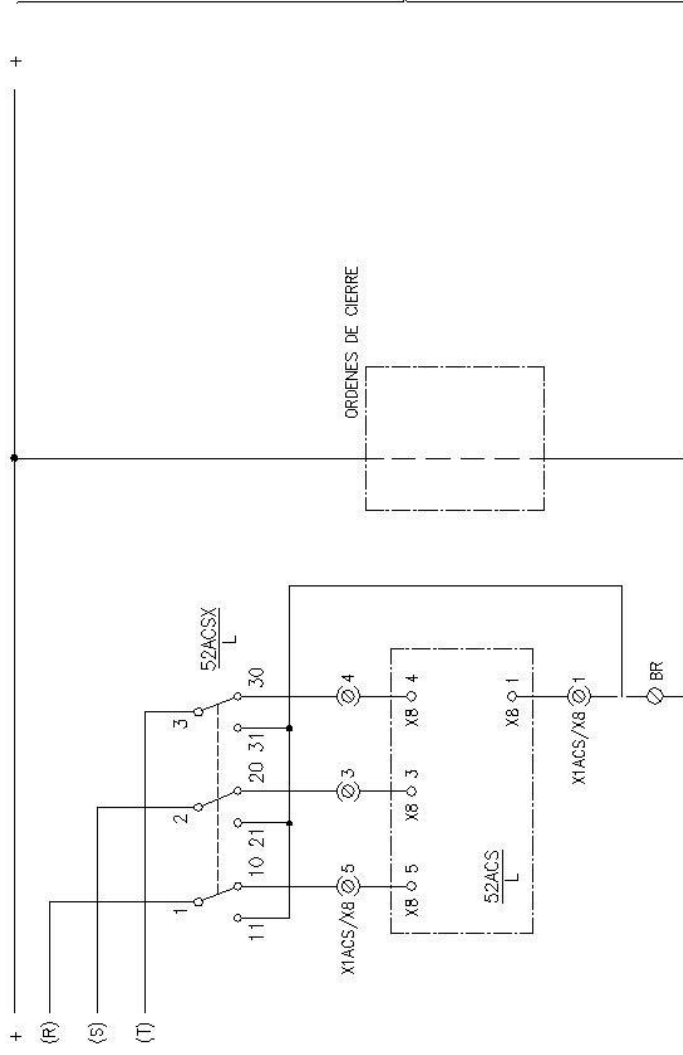
Ejemplo de aplicación de Circuitos

PLANO Nº 6

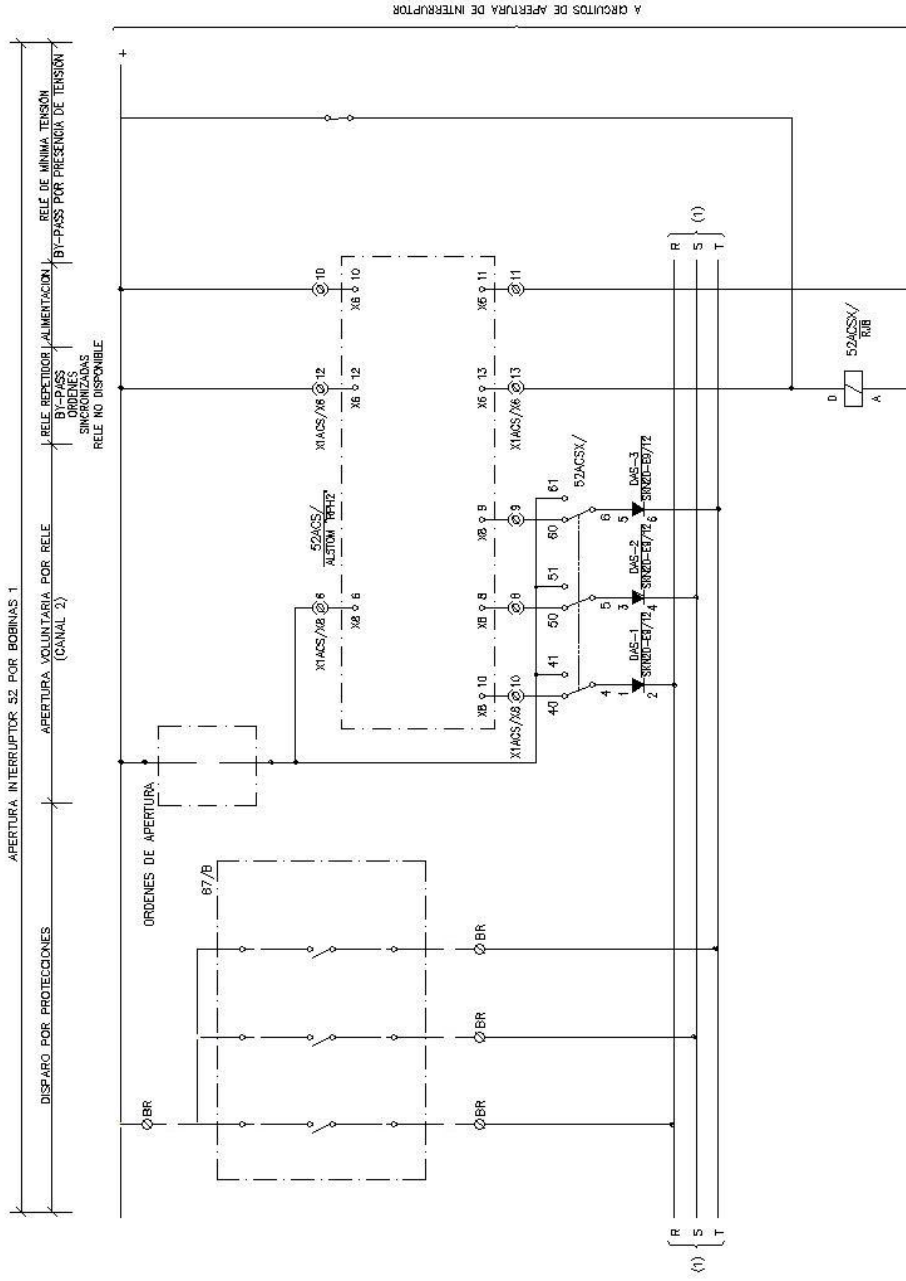
Fdo. RAÚL RAMOS

CONTROLES DIVERSOS DEL INTERRUPTOR 52

MANIOPERA CONTROLADA Y BY-PASS ORDENES DE CIERRE



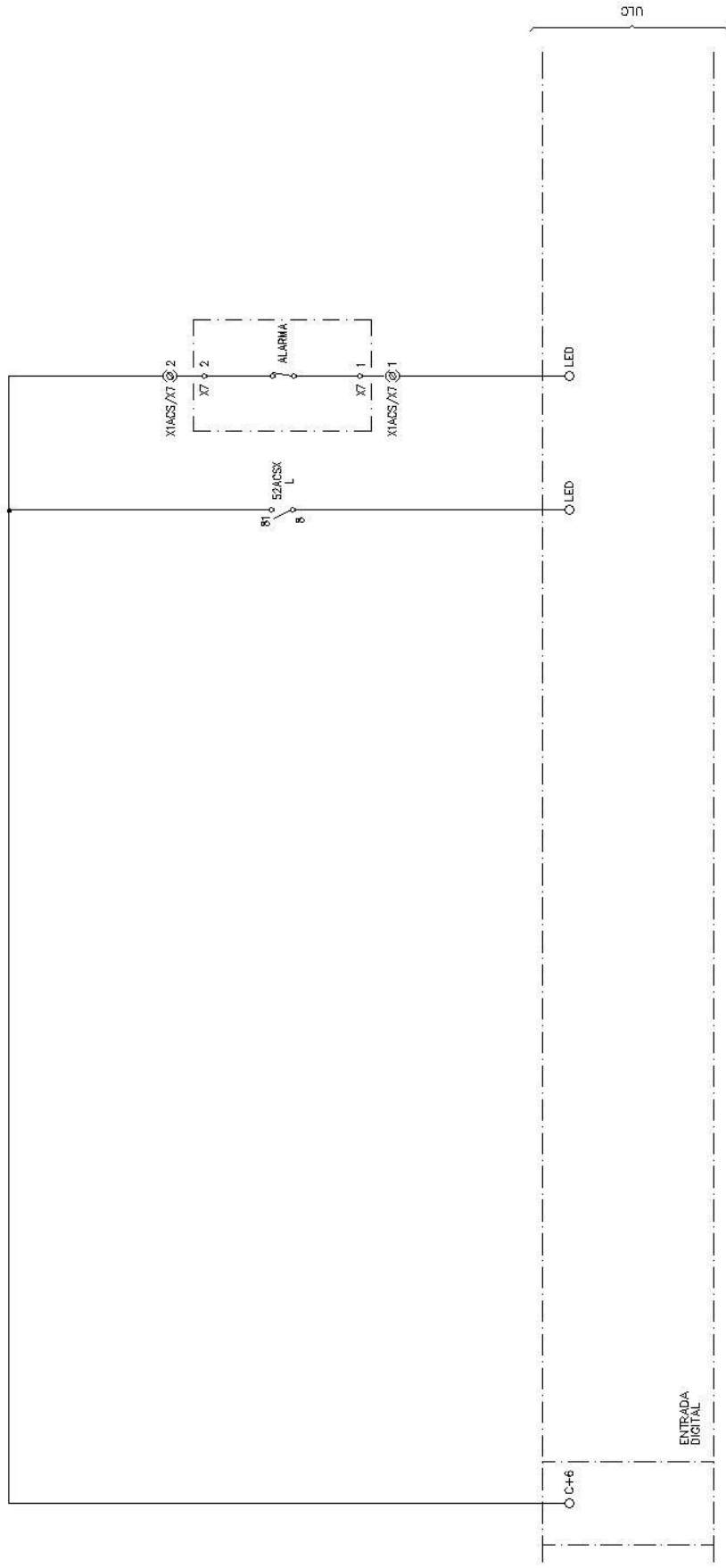
Fecha	Nombre	Universidad
Dibujado	21-06-2015	RAÚL RAMOS DEL SOLO
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. DE BÉJAR
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT	
Escala:		
Ejemplo de aplicación de Circuitos		PLANO N° 8
		Fdo. RAÚL RAMOS



Fecha	Nombre
Dibujado	21-06-2015
Dirigido	21-06-2015
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT
Escalía:	

UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
E.T.S.I.I. DE BÉJAR	
Ejemplo de aplicación de Circuitos	PLANO N° 9
	Fdo. RAÚL RAMOS

ALARMAS Y ANOMALIAS DE LA PROTECCION PRIMARIA



Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:	Ejemplo de aplicación de Circuitos		
		E.T.S.I.I. DE BÉJAR	
		PLANO N° 10	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

(*) A CABLEAR SI NO SE DISPONE DE COMUNICACION ENTRE PROTECCIONES Y SISTEMA DE CONTROL.

PLANOS
DE
TRANSFORMADORES

MANIOBRA CONTROLADA DE TRANSFORMADORES

ESQUEMAS ELECTRICOS

GUIA DE APLICACION

MODELO DE RELE UTILIZADO RPH2 (ALSTOM)

	Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	E.T.S.I.I. DE BÉJAR
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:	Ejemplo de aplicación de Transformadores		PLANO Nº 1
			Fdo. RAÚL RAMOS

INDICE			
HOJA N°	EDICION		DENOMINACION
	N°	Fecha Realiz. Aprob.	
1	JUN-15	RRdS. D.S.A.	PORTADA
2	JUN-15	RRdS. D.S.A.	INDICE Y NOTAS
3	JUN-15	RRdS. D.S.A.	DESARROLLO DE CONTACTOS DE RELES AUXILIARES
4	JUN-15	RRdS. D.S.A.	CTOS. DE INTENSIDAD Y TENSION - MEDIDA
5	JUN-15	RRdS. D.S.A.	RELÉ DE MANIOBRA CONTROLADA
6	JUN-15	RRdS. D.S.A.	ESTADO DEL INTERRUPTOR 52
7	JUN-15	RRdS. D.S.A.	ÓRDENES AL INTERRUPTOR CONTROLADO 52
8	JUN-15	RRdS. D.S.A.	ALARMAS Y BY-PASS
9	JUN-15	RRdS. D.S.A.	SENSORES DE COMPENSACIÓN

MANIOBRA CONTROLADA

MODELO: SYNCHRO TEQ PLUS
FABRICANTE: VIZIMAX

FUNCIONES DISPONIBLES

- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE TRANSFORMADOR CONTROLADAS.
- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE REACTANCIAS CONTROLADAS.
- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE BANCOS DE CONDENSADORES CONTROLADOS.
- MANIOBRAS DE APERTURA Y CIERRE DE CIRCUITOS CONTROLADAS.

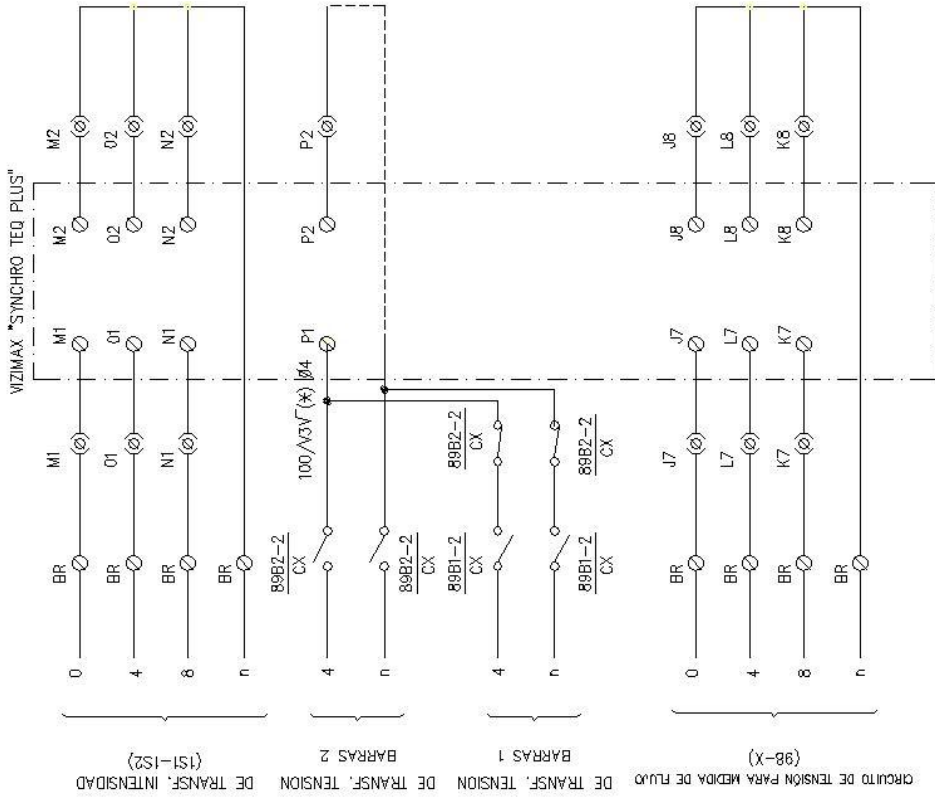
ESQUEMA UTILIZADO

- MANIOBRAS DE CIERRE DE TRANSFORMADORES CONTROLADAS.

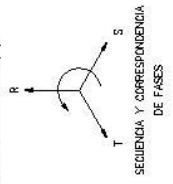
	Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	E.T.S.I.I. DE BÉJAR
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:	Ejemplo de aplicación de Transformadores		Plano N° 2
			Fdo. RAÚL RAMOS

RJ8 (ARTECHE)		UBICACION
ESQUEMA		
DENOM. Y N° HOJA		
52ACS/	H.8 H.5 H.5 H.5 H.5 H.5 H.5 H.5 H.5 H.5 H.5	BR

Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT	
Escala:		
Ejemplo de aplicación de Transformadores		PLANO N° 3
		Fdo. RAÚL RAMOS



(*) SI SE TOMA LA TENSION DE BARRAS DE OTRA FASE. LOS ESQUEMAS DE CABLEADOS DE LAS CORRIENTES, CIERRES Y DISPAROS VARIAN EN FUNCIÓN DE ESTA TENSION (L1).



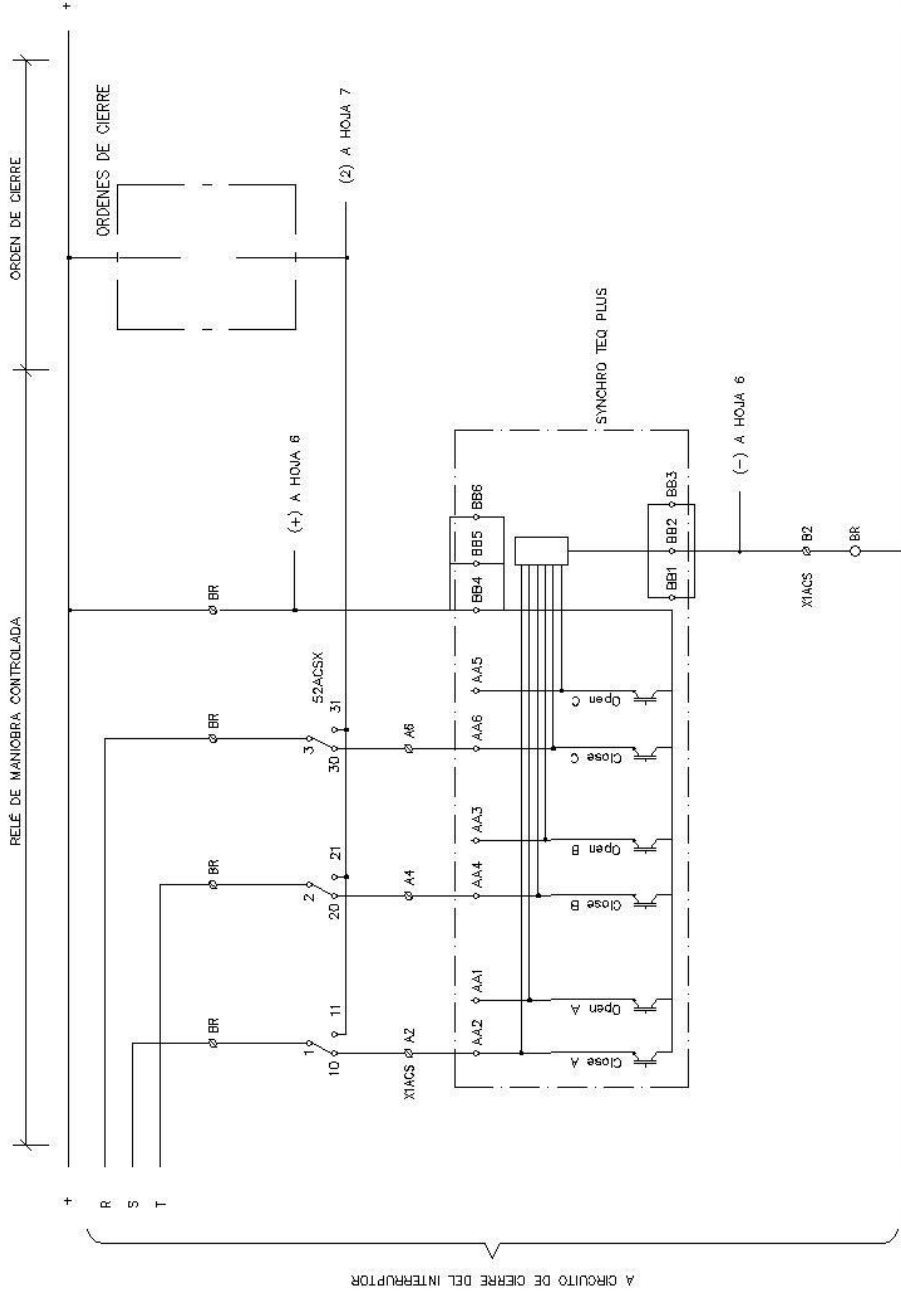
Fecha		Nombre	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:		E.T.S.I.I. DE BÉJAR	
Ejemplo de aplicación de Transformadores		PLANO N° 4	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

UNIVERSIDAD DE SALAMANCA

E.T.S.I.I. DE BÉJAR

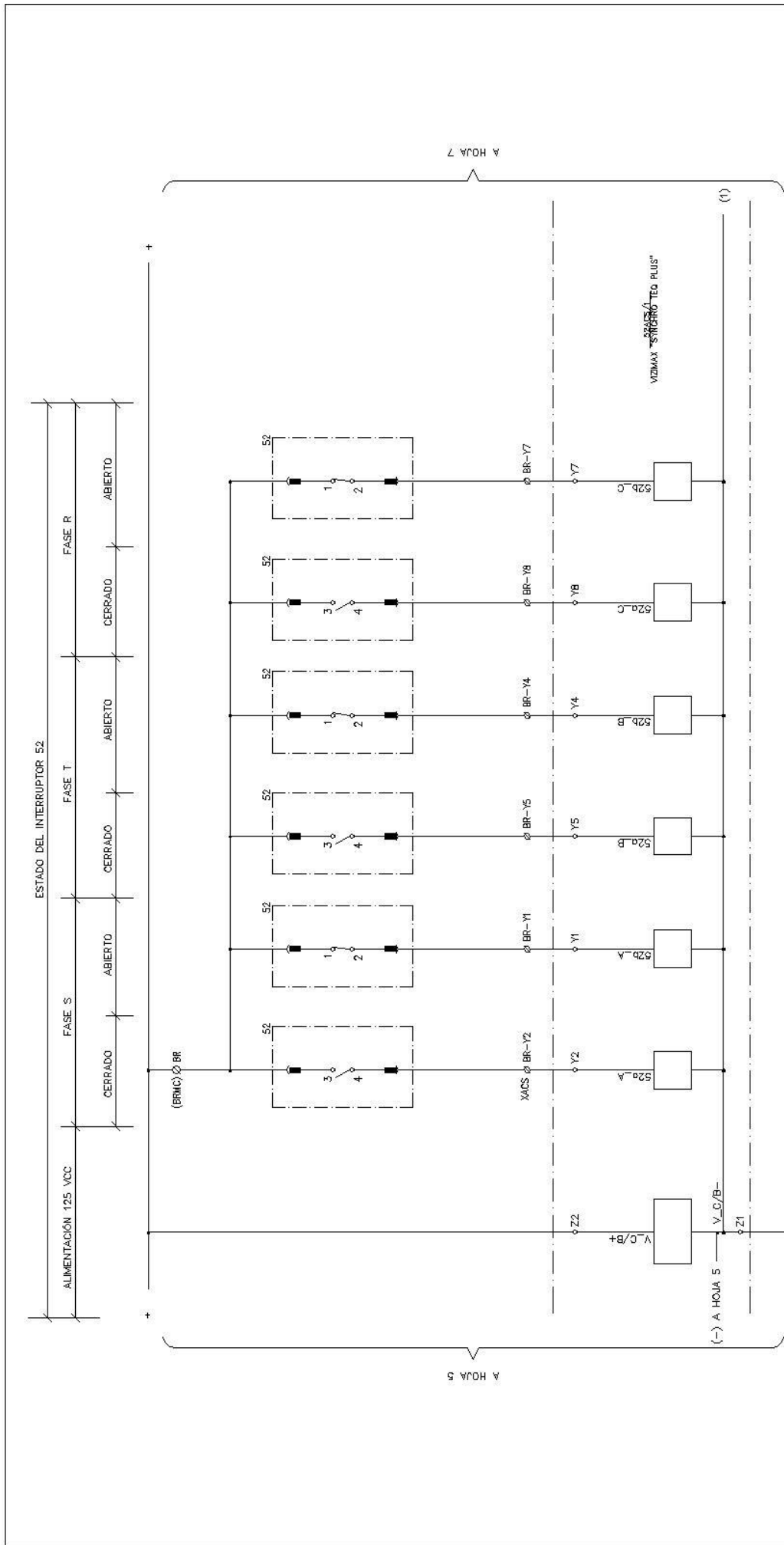
PLANO N° 4

Fdo. RAÚL RAMOS



A CIRCUITO DE CIERRE DEL INTERRUPTOR

Fecha		Nombre	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:			
		UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
		E.T.S.I.I. DE BÉJAR	
		PLANO Nº 5	
		Fdo. RAÚL RAMOS	



Fecha	Nombre
21-06-2015	Raúl Ramos del Solo
21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT
Escala:	

UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
E.T.S.I.I. DE BÉJAR	
Ejemplo de aplicación de Transformadores	PLANO N° 6
Fdo. RAÚL RAMOS	

ORDENES AL INTERRUPTOR CONTROLADO 52

RESERVAS

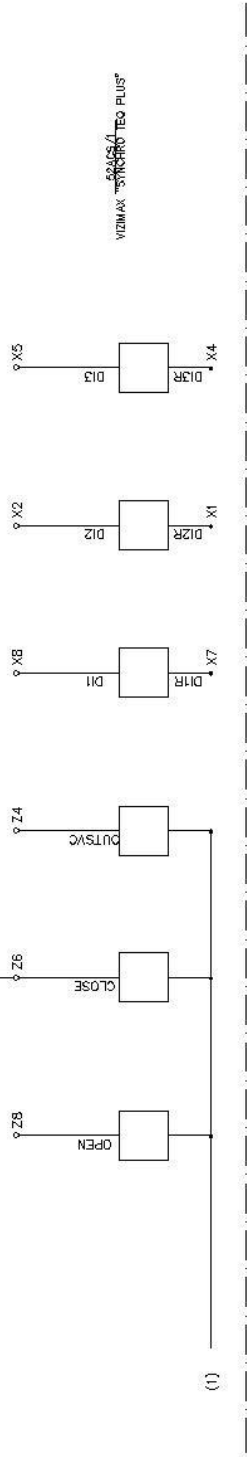
CERRAR

ABRIR
RESERVA

A HOJA B

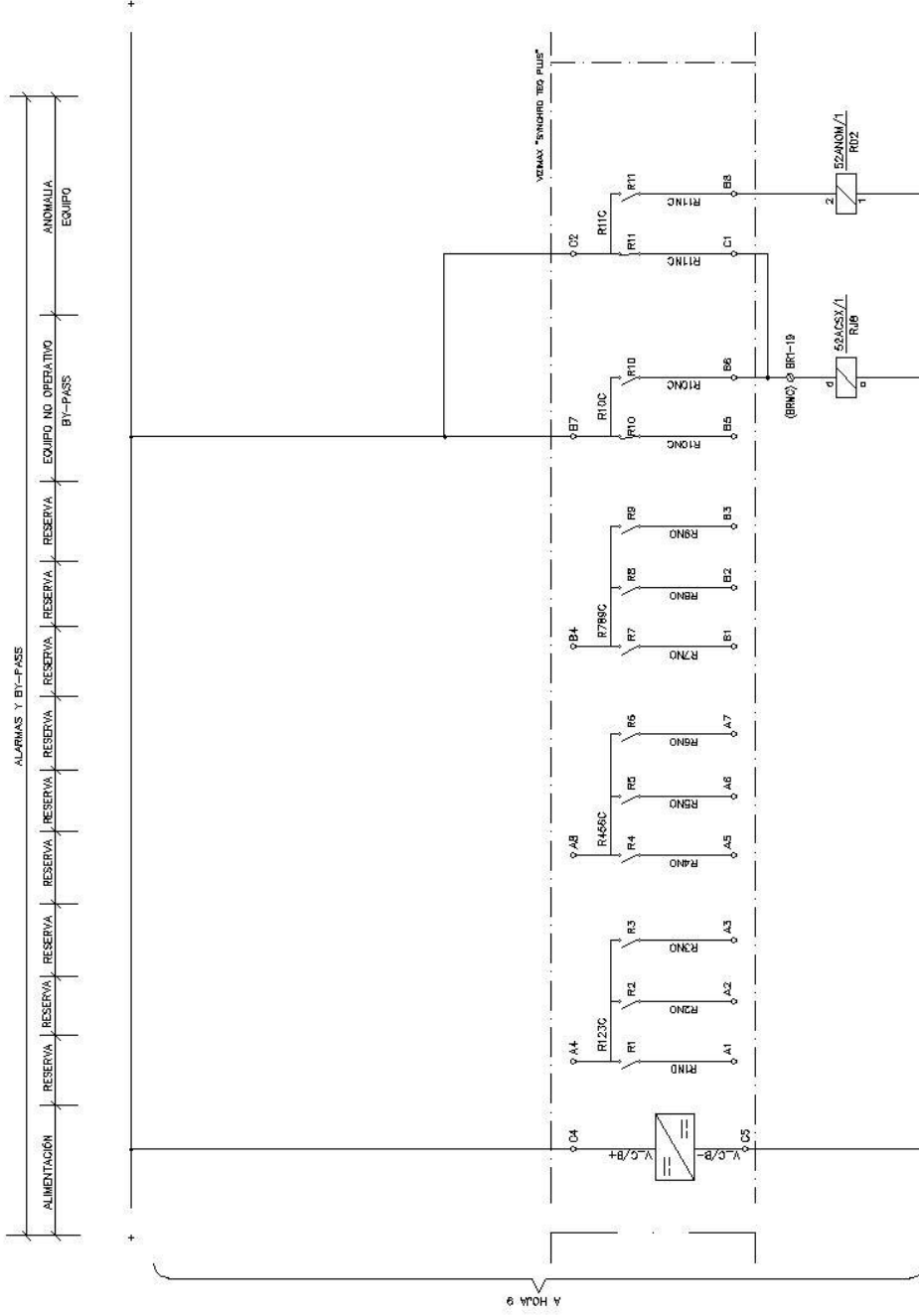
A HOJA 6

DE HOJA 54A (2)



Fecha	Nombre	UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT		
Escala:	Ejemplo de aplicación de Transformadores		
		PLANO N° 7	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

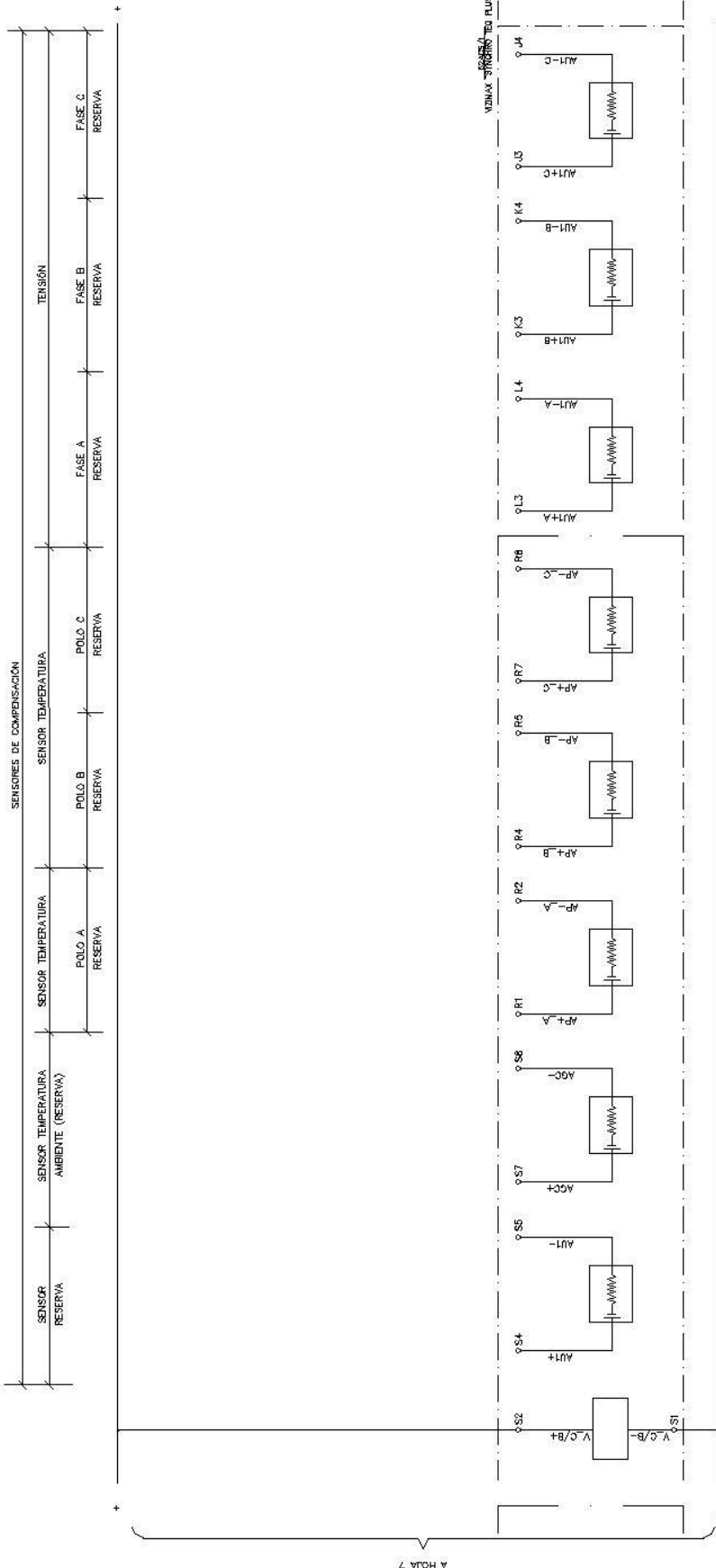
ALARMAS Y BI-PASS



Fecha	Nombre
Dibujado	21-06-2015
Dirigido	21-06-2015
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT
Escala:	

Fecha	Nombre
Dibujado	Raúl Ramos del Solo
Dirigido	E.T.S.I.I. de Béjar
Proyecto	Maniobra controlada de interruptores en AT
Escala:	

UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
E.T.S.I.I. DE BÉJAR	
Ejemplo de aplicación de Transformadores	PLANO N° 8
Fdo. RAÚL RAMOS	



A HOJA 7

Fecha		Nombre	
Dibujado	21-06-2015	Raúl Ramos del Solo	
Dirigido	21-06-2015	E.T.S.I.I. de Béjar	
Proyecto	Manobra controlada de interruptores en AT		
Escala:			
		UNIVERSIDAD DE SALAMANCA	
		E.T.S.I.I. DE BÉJAR	
		PLANO Nº 9	
		Fdo. RAÚL RAMOS	

7. Bibliografía

- Revista anales de mecánica y electricidad. “el control de tensión en redes de distribución con generación distribuida” http://www.revista-anales.es/web/n_13/seccion_3.html
- “El colapso de tensión: causas y soluciones (I/II)”
https://www.icaei.es/publicaciones/anales_get.php?id=1212
- “El colapso de tensión: causas y soluciones (II/II)”
https://www.icaei.es/publicaciones/anales_get.php?id=1236
- Especificaciones técnicas: bancos de condensadores de mt para subestaciones, https://www.ampla.com/media/339254/e-se-009_2004%20r-03.pdf
- “Cálculo eléctrico de líneas”, Héctor Leopoldo Soibelzon
www.ing.unlp.edu.ar/sispot/Libros%202007/libros/le-soi/ce.../ce-soi.pdf
- Apuntes de la asignatura de líneas eléctricas de la ETSII de Béjar, Juan Manuel García Arévalo.
- Control de tensión, Universidad Carlos III de Madrid.
ocw.uc3m.es/ingeniería-electrica/operacion...control.../II_OCSE_RT.pdf
- La regulación tensión-reactiva, Julián Barquín,
www.iit.upcomillas.es/julian/doc/docentes/ApuntesCSEE.pdf
- Control de potencia reactiva-tensión,
fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_II/Captiulo5.pdf
- Líneas de transmisión, Xavier Xirgu Aleixandre,
[www.exabyteinformatica.com/uoc/...II.../Fisica_II_ES_\(Modulo_6\).pdf](http://www.exabyteinformatica.com/uoc/...II.../Fisica_II_ES_(Modulo_6).pdf)
- Reactancias de compensación. ABB.
https://library.e.abb.com/public/49691b2ada560282832579ec0031d4ec/shunt_es.pdf
- Actividades/operación del sistema/procedimientos de operación” concretamente P.O.-7.4.

- (Real Decreto 1565/2010). web boe.es
- Actividades/operación del sistema/procedimientos de operación” concretamente (P.O.1.1, 1.2, 1.3 y 7.4).
- Redes eléctricas de Kirchhoff. Félix Redondo Quintela – Roberto C. Redondo Melchor.
- Análisis de los modelos de transformadores para la simulación de la protección diferencial. Víctor Marín Castillo, Gina Idárraga Ospina, Enrique Esteban Mombello. ingenierias.uanl.mx/46/46_Analisis.pdf
- Reglamento de Líneas Eléctricas de Alta Tensión.
- Reglamento de Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión.
- Reglamento sobre Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación.
- Software PS CAD free version. <https://hvdc.ca/pscad/pscad-features/read,article/7/free-version>.
- PSS E free version.
<http://w3.usa.siemens.com/smartgrid/us/en/transmission-grid/products/grid-analysis-tools/transmission-system-planning/pages/university-order.aspx>.
- Estudio y propuesta de un tipo de interruptor a ser implementado en la línea de 500 kV mediante modelación en ATP.
<http://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/3900/3/CD-3665.pdf>
- Compensación de energía reactiva en alta tensión.
http://www.lifasa.es/descargas/es/cat_gen_AT_LIFASA_2013.pdf
- Controlled Switching System. Klaus Fröhlich
<http://www.mitsubishielectric.com/company/rd/advance/pdf/vol117/vol117.pdf>
- Product manual (ABB), 5409 722-101E Rev.5, SWITCHSYNC F235.
- Product manual (ABB), 5409 722-111E Rev.2, SWITCHSYNC T183.
- Synchronous switching controller, model SSC-02B, instruction manual.

- Manual de servicio del RPH2.
- RPH3. Point-on-wave controller. Service manual.
- Siemens. Instrucciones de servicio. Aparato de mando PSD02. Rev. 927 00842 166 C.
- Synchro Teq Plus user manual.
- GL314. Interruptores automáticos en SF₆, 245 kV. Especificación técnica. ALSTOM.
- GL316. Interruptores automáticos en SF₆, 420 kV. Especificación técnica. ALSTOM.

Anexo 1

Interacción del arco eléctrico en sistemas de potencia

Durante el proceso de interrupción el arco eléctrico pierde rápidamente conductividad a medida que la corriente instantánea se acerca a cero. La respuesta del sistema de potencia a la interrupción de corriente es generar un componente transitorio que ocurre inmediatamente después de que la corriente pasa por cero y un componente en estado estable (RV), que es la tensión de recuperación que queda después que el transitorio se extingue.

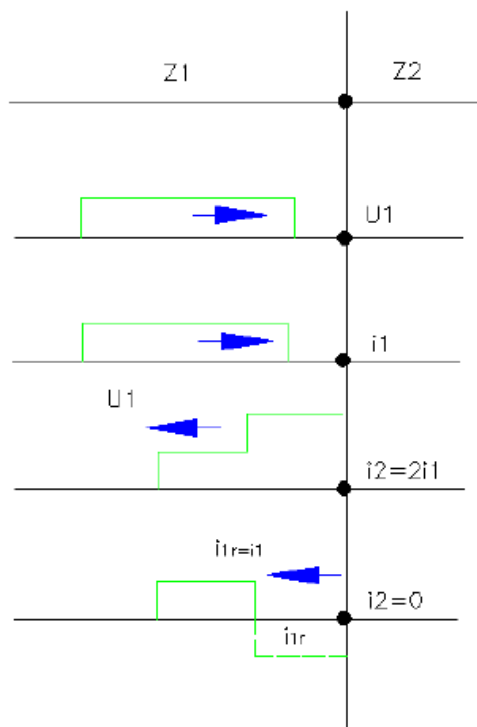


Figura X1.1. Características de una onda en el punto de cortocircuito de una línea.

Tensión transitoria de recuperación (TRV)

El TRV es la diferencia entre las tensiones del lado de la fuente y la carga, que aparece entre los terminales del interruptor, después de la interrupción de corriente. Tal como se muestra en la figura X1.2.

El objetivo de determinar el TRV es establecer una envolvente de esfuerzos al cual el interruptor está sometido; desde el punto de vista eléctrico los esfuerzos sobre el interruptor pueden ser caracterizados como térmicos y dieléctricos.

A partir de la interrupción de corriente, mientras se forma el TRV, el medio dieléctrico del interruptor se recupera. Así, si el valor de recuperación del gap al instante de la interrupción en la región térmica tiene éxito soportando un TRV función de balance energético del arco, seguido de una recuperación en la región dieléctrica que soporta una tensión que es función de la rigidez dieléctrica de los contactos. Sin embargo, cuando la tasa de recuperación de la tensión es más rápida que la recuperación del gap, ocurre una falta en la operación del interruptor tanto en la región térmica como en la dieléctrica, provocando reencendidos del arco.

El TRV depende de las condiciones y parámetros del circuito por lo que es muy esencial su estudio para la aplicación en interruptores además que es un factor determinante que limita la capacidad de interrupción del disyuntor.

Así mismo, desde el punto de vista de la característica del TRV, se destaca: una corriente de preapertura que, calentando el medio de interrupción, define una condición inicial de recuperación de su rigidez dieléctrica, una tasa de crecimiento del TRV que debe ser menor a la tasa de recuperación del medio de extinción, el valor máximo del TRV que debe estar bajo el máximo de rigidez dieléctrica. Estos parámetros definen la severidad del TRV.

La tasa de crecimiento y la amplitud del TRV son de suma importancia, ya que el interruptor debe ser capaz de soportar el TRV y la tensión de recuperación a frecuencia de operación del sistema. Por lo tanto, el TRV tiene una evolución a lo largo del tiempo que debe ser compatible con la recuperación térmica y dieléctrica del medio extintor, de tal forma que la maniobra de apertura sea exitosa.

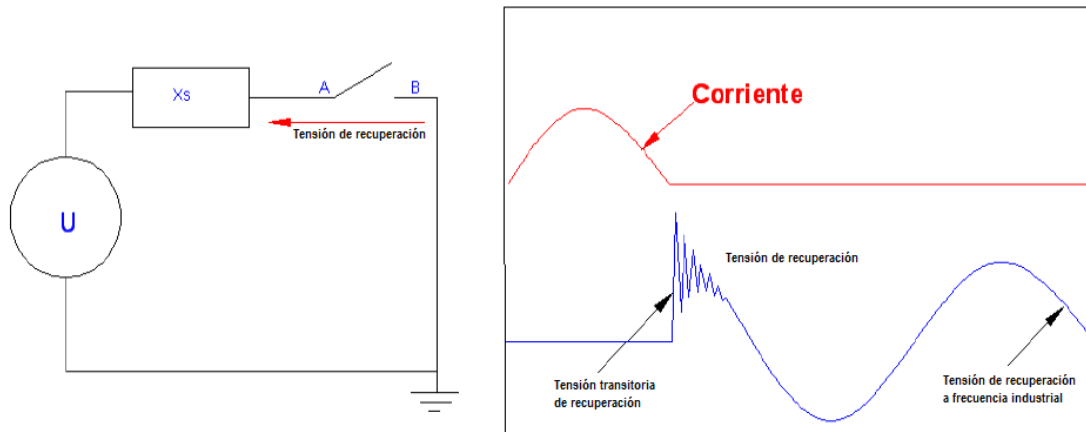


Figura X1.2. Tensión transitoria de recuperación.

Principales corrientes de interrupción

La figura X1.3 muestra el TRV a través de los terminales del interruptor en la interrupción de simples circuitos bajo condiciones normales de operación.

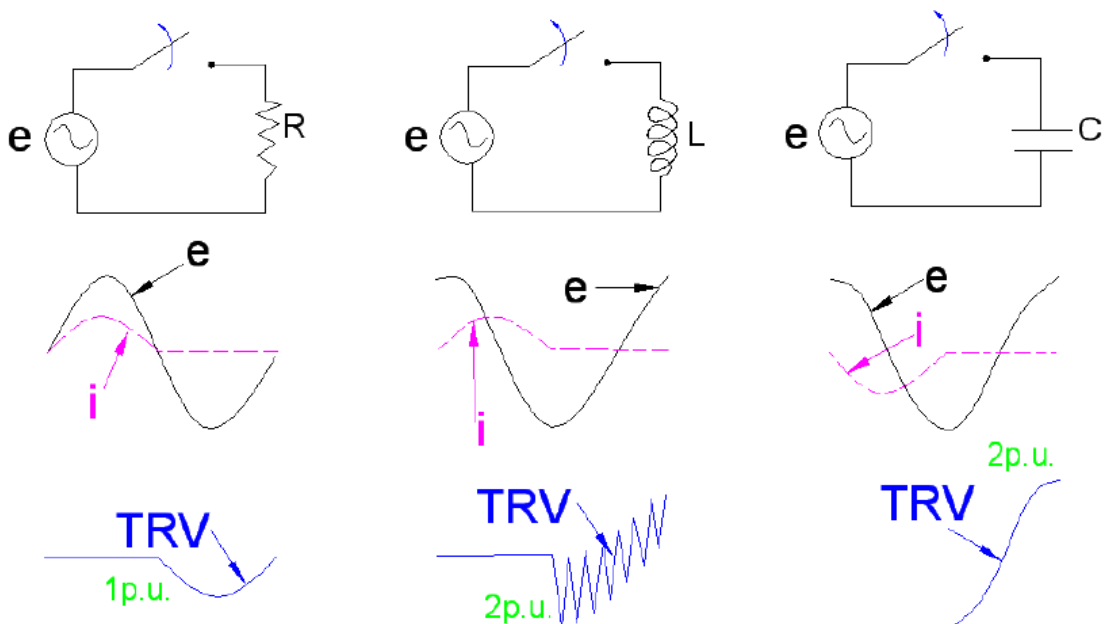


Figura X1.3 Tensión transitoria de recuperación en simples circuitos. (a) Circuito resistivo (b) circuito inductivo (c) circuito capacitivo.

La operación de apertura en un circuito resistivo (figura X1.3a) no es usualmente un problema ya que la tensión de recuperación no tiene ningún

componente transitorio, esto se debe a que la tensión de alimentación es cero en el momento de la interrupción.

Para los circuitos inductivos y capacitivos (Figuras X1.3b y X1.3c) la descripción del proceso de apertura no es tan sencilla ya que la tensión de recuperación es severo del orden de 2 veces el caso resistivo. La descripción de los procesos que se originan con la interrupción de corrientes inductivas y capacitivas es detallada a continuación.

Maniobras con cargas inductivas y capacitivas

Este tipo de maniobras pueden originar sobretensiones de frente lento. Esto se debe fundamentalmente a que este tipo de sobretensiones producidas por la interrupción de corrientes inductivas y capacitivas están desfasadas alrededor de 90° de la tensión. Por lo tanto, al momento de interrumpir la corriente a su paso por cero, la tensión estará en su valor máximo, lo cual ocasiona incrementos o transitorios de tensión que aparece a través de los contactos del interruptor luego de haber sido interrumpida la corriente.

Interrupción de corrientes capacitivas

En sistemas de potencia este tipo de corrientes aparecen ante la apertura de bancos de condensadores o líneas de transmisión en vacío.

Para analizar esta maniobra se considerará un circuito con carga capacitiva alimentado a través de una fuente inductiva. La figura X1.4 muestra el circuito y el comportamiento de las ondas de tensión y corrientes asociadas.

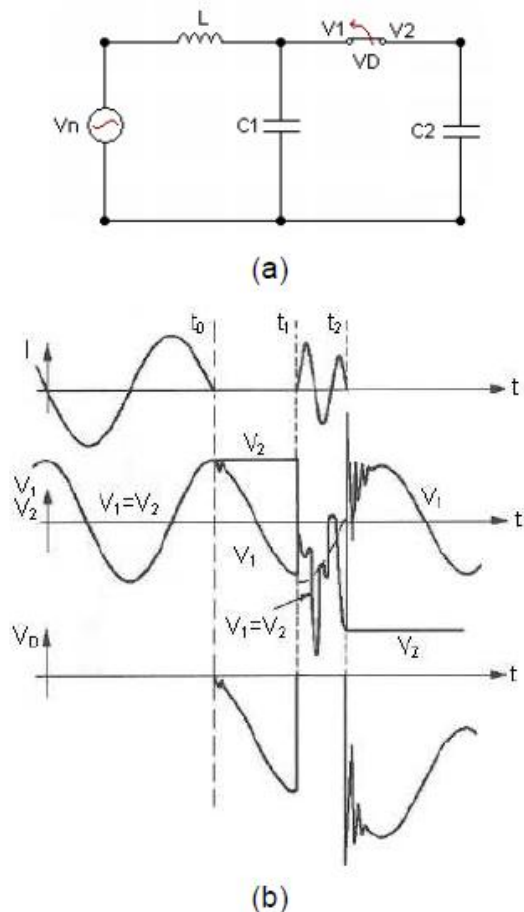


Figura X1.4 Interrupción de corrientes capacitivas (a) circuito capacitivo (b) formas de onda de tensión y corriente.

Tal como se muestra en la figura, previo a la apertura de los contactos del disyuntor la corriente está adelantada 90° con respecto de la tensión ya que es predominantemente capacitiva. En el instante que se inicia la separación de los contactos del interruptor se establece un arco eléctrico el cual mantiene el flujo de corriente en el circuito hasta su siguiente paso por cero, donde el arco pierde conductividad y la corriente se interrumpe, en este instante la tensión está en su valor máximo. La corriente se ha interrumpido y el condensador de carga C_2 queda cargado a la máxima tensión de la fuente $+1$ p.u. Conforme la tensión de la fuente cambia de polaridad, la tensión de recuperación en el disyuntor aumenta hasta que la tensión de la fuente alcanza su valor máximo y el de recuperación un valor de 2 p.u. En este punto del proceso, si entre los contactos del disyuntor no hay una rigidez dieléctrica suficiente se producirá el reencendido del arco, como es el caso de la figura X1.4b.

Una vez que ha ocurrido la reignición, la corriente vuelve a ser interrumpida a su paso por cero, dejando al condensador cargado a una tensión superior, e incluso 3 p.u. Una segunda reignición podría ocurrir cuando la tensión de recuperación alcance su nuevo valor máximo de hasta 4 p.u. Si nuevas

reigniciones ocurren este proceso podría ser recurrente y la tensión podría ir incrementándose cada vez más, en la práctica la falta del aislamiento interrumpiría el proceso.

Interrupción de corrientes inductivas

Para analizar el proceso de interrupción de corrientes inductivas se considera el circuito mostrado en la figura X1.5a cuya corriente de carga es predominantemente inductiva. Las figuras X1.5b y X1.5c muestran el comportamiento transitorio de la tensión.

Análogo al caso anterior, previo a la apertura de los contactos del disyuntor la corriente está retrasada 90° con respecto de la tensión. Con el fin de interrumpir la corriente, los contactos abren y la corriente continúa fluyendo a través del arco eléctrico formado entre los contactos hasta su paso por cero donde el arco se extingue, en este instante la tensión está en su valor máximo. Si el arco se extingue sin que ocurra reignición como se muestra en la figura X1.5 (b), la tensión del lado de la carga oscilará a una frecuencia mayor que la fundamental debido al efecto de las capacitancias parásitas representadas en C2 y la inductancia de carga L2, en ese momento la tensión de recuperación crece instantáneamente hasta su valor máximo para luego amortiguarse. La frecuencia de oscilación del TRV determinada por la L y C en cuestión es:

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}} \quad \text{X1.1}$$

Donde:

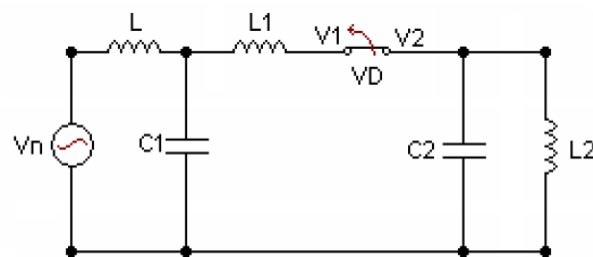
L es la inductancia de cortocircuito

C capacitancia de suministro

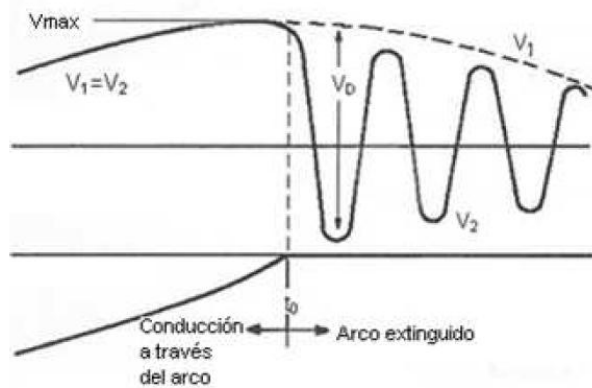
Debido a la tensión de recuperación entre los contactos del disyuntor, pueden existir condiciones de reignición, en cuyo caso la corriente vuelve a circular y la tensión del lado de la carga trata de seguir a la tensión del lado de la fuente. Luego, una vez que la corriente pase por cero y se extinga el arco la tensión de recuperación vuelve a alcanzar su valor máximo que debido a estas condiciones es mucho mayor que en caso de no tener reignición, alcanzando incluso valores mayores que la tensión de la fuente. Este proceso se ilustra en la figura X1.5c y puede repetirse varias veces en función del número de reencendidos, provocando que la tensión del lado de la carga aumente considerablemente. Cabe notar que el arco se extingue cuando la corriente del

inductor de carga pasa por cero y por lo tanto la energía será inicialmente almacenada en el condensador.

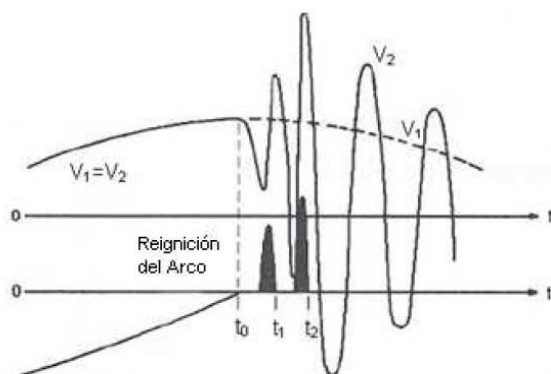
El origen de sobretensiones y reigniciones de alta frecuencia en la interrupción de corrientes inductivas se debe fundamentalmente al corte de corriente antes de su paso natural por cero, este fenómeno es conocido como “corte de corriente” tal como se muestra en la figura X1.6. Sin embargo esto no es una condición necesaria para que la tensión que aparece en los terminales del interruptor que realiza la maniobra sea elevada. Incluso cuando el corte se realiza en el paso por cero de la corriente inductiva, la tensión transitoria de recuperación será del orden de dos veces la tensión nominal de pico.



(a)



(b)



(c)

Figura X1.5 Interrupción de una corriente inductiva. (a) Circuito inductivo. (b) Transitorio durante la interrupción sin reencendido. (c) Transitorio durante la interrupción con reencendido.

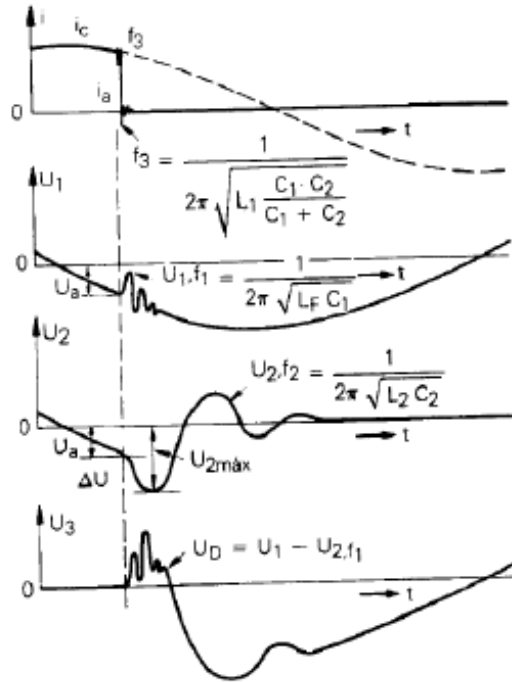
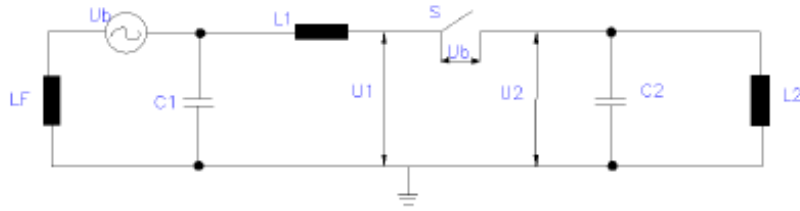


Figura X1.6 Apertura con corte de corriente.

Cuando la interrupción de corriente se produce prematuramente la energía almacenada en la inductancia es:

$$W_L = \frac{1}{2} \cdot L_2 \cdot I_0^2 \quad \text{X.1.2.}$$

Donde:

I_0 es la corriente interrumpida

La energía del W_L es transferida hacia el condensador debido a que la corriente se desvía hacia las capacitancias parasitas del lado de la carga C_2 , representado en la figura X1.6. La máxima energía almacenada en el condensador es:

$$W_c = \frac{1}{2} \cdot C_2 \cdot (\Delta U)^2 \quad \text{X.1.3.}$$

La variación de la tensión (ΔU) debido a la interrupción de corrientes se obtiene igualando las ecuaciones anteriores:

$$\Delta U = I_0 \cdot \sqrt{\frac{L_2}{C_2}} \quad \text{X.1.4.}$$

Esta ecuación asume que toda la energía almacenada en la inductancia es recuperada y liberada hacia el condensador. Generalmente no llega a alcanzar las magnitudes indicadas, porque parte de la energía se pierde. El efecto de estas pérdidas puede ser tratado por la inclusión de un factor de eficiencia empírico en la ecuación anterior.

$$\Delta U = \sqrt{\eta} \cdot \sqrt{\frac{L_2}{C_2}} \cdot I_0^2 \quad \text{X.1.5.}$$

Donde el valor de η se aproxima a 1.0 para reactancias lineales y es mucho menor para dispositivos con núcleo de hierro.

El mayor problema que se produce por el “corte de corriente” es el incremento de la tensión de restablecimiento ΔU entre los contactos del disyuntor y puede llevar a la tensión a valores elevados como los que se observan en la figura X7. El reencendido del arco que ocurre entre los puntos 1 y 2 producen una tensión en forma de diente de sierra que hace que la tensión V_2 aumente a un valor máximo, $V_{\text{máx}}$, que es mayor que la tensión de la fuente. El arco se puede reencender varias veces después del punto 2 hasta que el arco se extinga definitivamente en el punto 3. Cuando el arco se extingue la tensión puede ser alta debido a la repetidas veces que el arco se reencendió, lo que provocan que la corriente aumente a valores mayores a I_0 .

En sistemas de potencia las corrientes inductivas aparecen ante la interrupción de corrientes de magnetización de transformadores o reactancias y ante la interrupción de corrientes de arranque en motores.

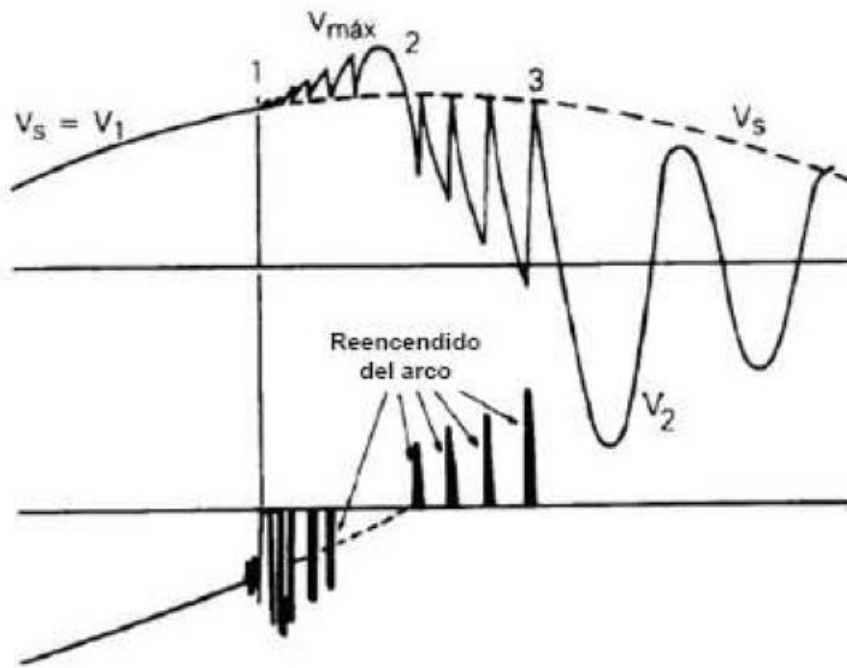
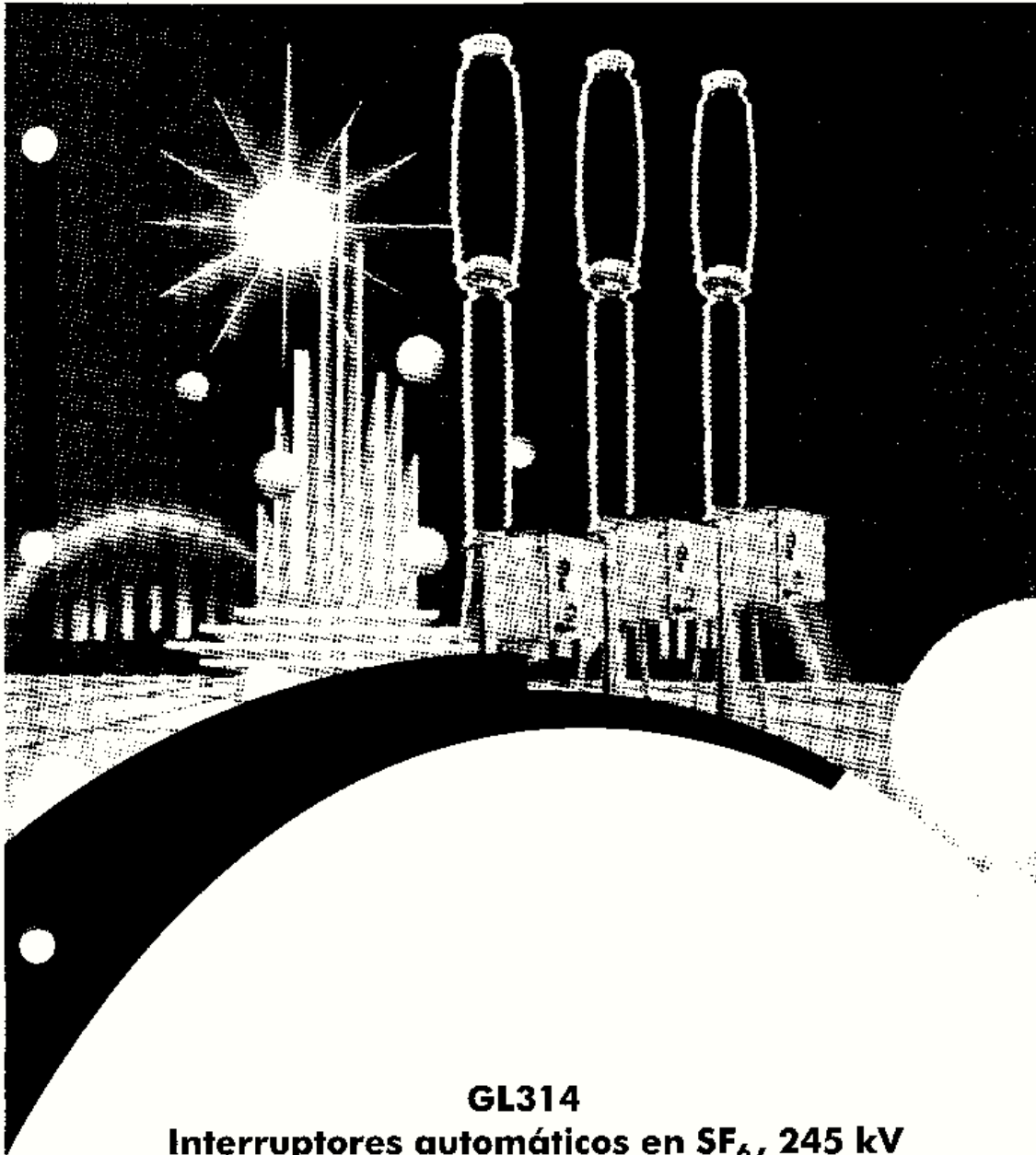


Figura X1.7. Aumento de la tensión debido al corte de corriente.

Anexo 2

Catálogo de interruptores



GL314
Interruptores automáticos en SF₆, 245 kV
Especificación técnica

ALSTOM

Características técnicas

Descripción

Los interruptores automáticos de la serie GL300 son aparatos de corte automático en SF₆. Han sido desarrollados aprovechando toda nuestra experiencia y las últimas evoluciones tecnológicas de alta tensión.

La fabricación de componentes según el sistema ISO 9001 asegura una fiabilidad y una disponibilidad elevadas.

Los interruptores de la gama GL314 son diseñados con una cámara de corte por polo.

Las maniobras se efectúan gracias a tres armarios de mando tipo FK

Los mandos de los interruptores de la serie GL son de funcionamiento sencillo, con un tiempo de roarmado inferior a 10 s y no precisan ningún reglaje durante la instalación.

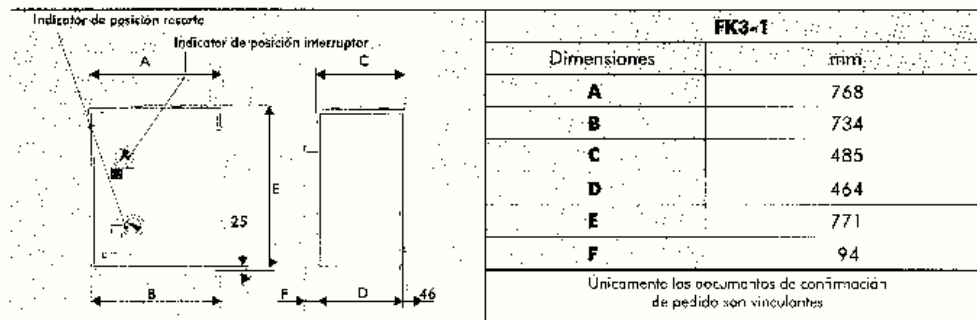
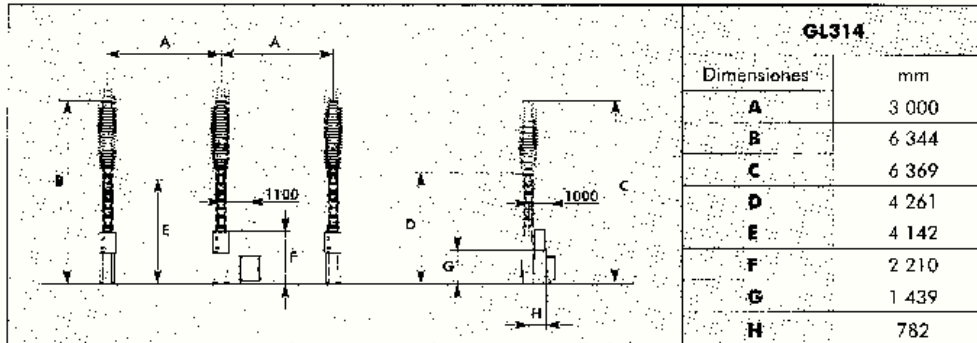
Ventajas

- Optimización del aprovechamiento de la energía del arco, lo que permite el empleo de un mando de resortes de pequeña energía.
- Mando mecánico de gran fiabilidad.
- Responde a las exigencias de la clase C2 en corte capacitivo.
- El interruptor viene con el mando acoplado con la columna lo que permite un montaje rápido y fácil.

		GL314	
		245	ANS
Tensión asignada	kV	245	
Norma		CEI	ANS
Corriente asignada en servicio continuo	A	3 150	
Frecuencia asignada	Hz	50 / 60	
Valor de cresta de la corriente admisible asignada	kA	100	108
Nivel de aislamiento asignado (al nivel del mar)			
Tensión de ensayo a frecuencia industrial	kV	460	460
Tensión de ensayo con onda de choque (onda 1,2/50 µs)	kV (cresta)	1 050	1 050 (onceos cortocircos)
Poder de corte asignado en cortocircuito			
Componente aperiódica (valor eficaz)	kA	40	
Componente aperiódica	%	50	
Factor de primer polo		1,3 / 1,5	
Poder de cierre asignado	kA (cresta)	100	108
Características asignadas para los defectos próximos en la línea		Z=450 Ω	
Poder de corte asignado en discordancia de fases			
Corriente	kA	10	
Poder de corte asignado de líneas en vacío (clase C2)			
Corriente	A	125	
Poder de corte asignado para cables en vacío (clase C2)			
Corriente	A	250	
Duración de corte	ms	40	
Secuencia de maniobras asignada		CO-1.5s-CO o O-0,3s-CO-3min-CO	
Línea de fuga (valor mínimo)			
Entre piezas bajo tensión y tierra	mm	6 740 ... 8 350	
Entre bornas de entrada y salida	mm	6 740 ... 8 350	
Tensiones auxiliares			
Circuitos de apertura y cierre	V	48 - 110 - 125 - 220 - 250 V (cc)	
Circuitos de calefacción e iluminación	V	220 V (cc)	
Motor	V	110 - 220 V (cc) o 220 V (ca)	
Condiciones del entorno			
Temperatura : mínima / máxima	°C	-30 / +40*	
Velocidad máxima del viento	km/h	122 ... 160	
Resistencia sísmica	g	0,2 ... 0,5*	

* Estos valores corresponden a los valores de las normas.
Para otros valores o aplicaciones especiales, consultarnos.

Construcción y Dimensiones



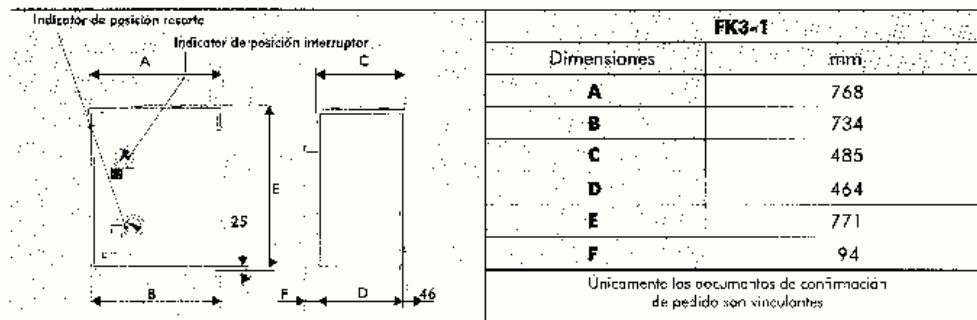
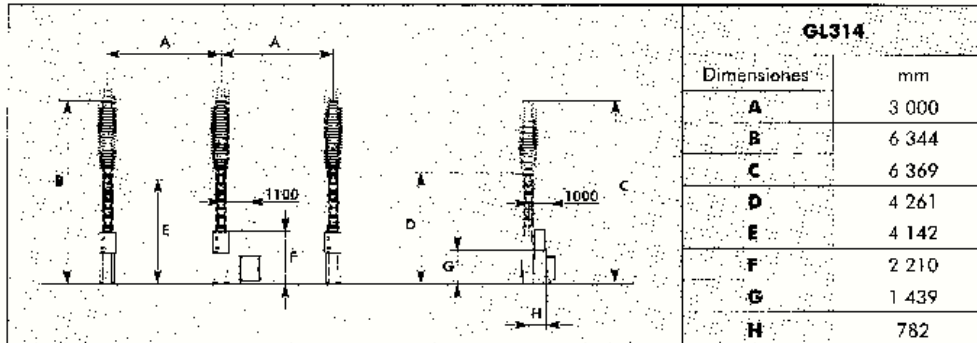
Equipamiento baja tensión	GL314	
	SEA	SKY
Fusibles para calefacción / iluminación	sí	sí
Fusibles para motor	sí	sí
Contacto de señalización del resorte	sí	sí
Círculo de conexión	1	1
Relé antibombeo	sí	sí
Commutador LOCAL-REMOTO con pulsadores sin llave	no	sí
Círculo des apertura a emisión de tensión	2	2
Relé de bloqueo SF ₆ del 2º nivel de presión	no	sí
Supervisión bobina de apertura (sin relé)	no	sí
Discorancia de fases	S	D
Contactos auxiliares libres (NO / NC)	4/6	8/8

S = señalización
D = apertura automática

Vigilancia SF₆

Los interruptores de la serie GL300 están equipados con un densímetro de tres contactos, para la vigilancia de la masa volumétrica del gas SF₆, el cual se encuentra situado en el carter.

Construcción y Dimensiones

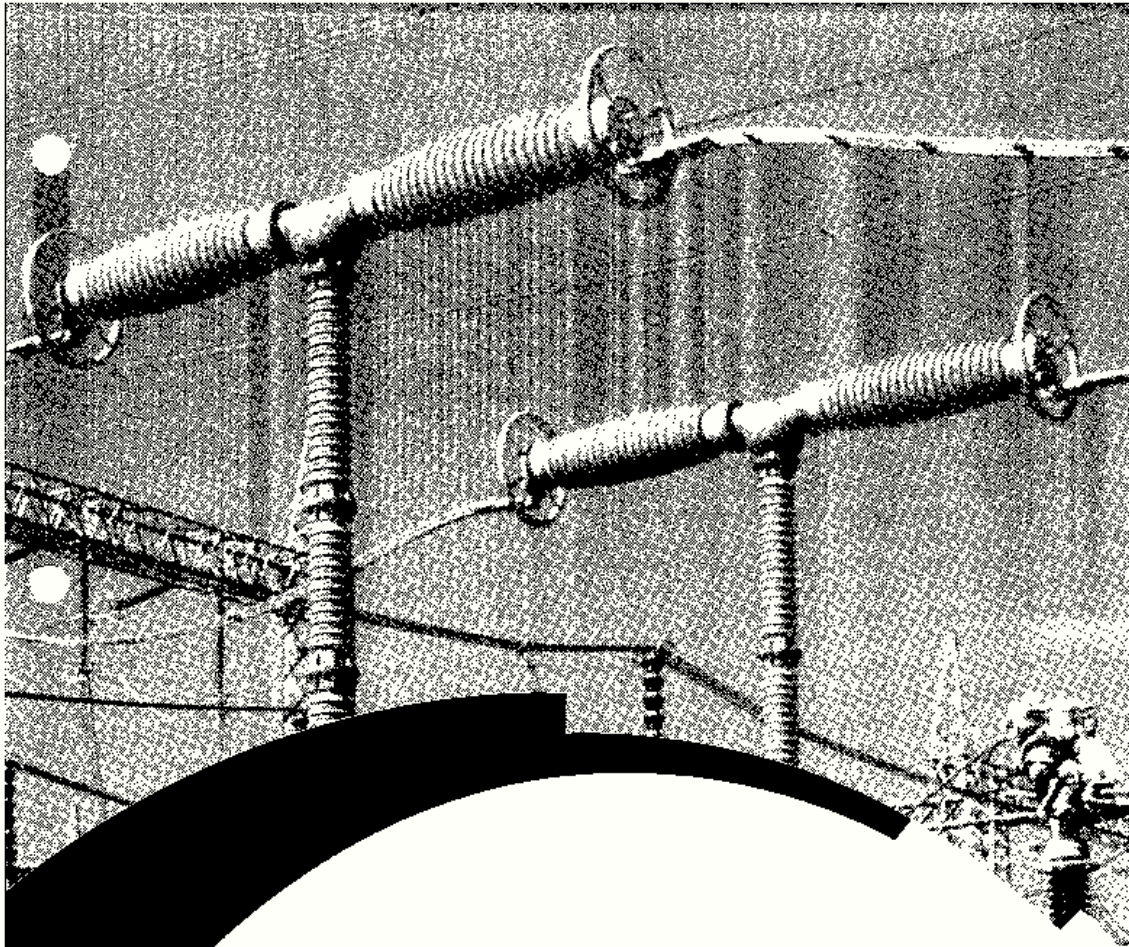


Equipamiento baja tensión	GL314	
	SEA	SKY
Fusibles para calefacción / iluminación	sí	sí
Fusibles para motor	sí	sí
Contacto de señalización del resorte	sí	sí
Círculo de conexión	1	1
Relé antibombeo	sí	sí
Commutador LOCAL-REMOTO con pulsadores sin llave	no	sí
Círculo des apertura a emisión de tensión	2	2
Relé de bloqueo SF ₆ del 2º nivel de presión	no	sí
Supervisión bobina de apertura (sin relé)	no	sí
Discorancia de fases	S	D
Contactos auxiliares libres (NO / NC)	4/6	8/8

S = señalización
D = apertura automática

Vigilancia SF₆

Los interruptores de la serie GL300 están equipados con un densímetro de tres contactos, para la vigilancia de la masa volumétrica del gas SF₆, el cual se encuentra situado en el carter.



GL316
Interruptores automáticos en SF₆ , 420 kV
Especificación técnica

ALSTOM

T&D
Transmission

Características técnicas

Descripción

Los interruptores automáticos de la serie GL300 son aparatos de corte autoneumático en SF₆. Han sido desarrollados aprovechando toda nuestra experiencia y las últimas evoluciones tecnológicas de alta tensión.

La fabricación de componentes según el sistema ISO 9001 asegura una fiabilidad y una disponibilidad elevadas.

Los interruptores de la gama GL316 son diseñados con dos cámaras de corte por polo.

Las maniobras se efectúan gracias a tres armarios de mando tipo FK.

Los mandos de los interruptores de la serie GL son de funcionamiento sencillo, con un tiempo de rodamiento inferior a 10 s y no precisan ningún reglaje durante la instalación.

Ventajas

- Optimización del aprovechamiento de la energía del arco, lo que permite el empleo de un mando de resortes de pequeña energía.
- Mando mecánico de gran fiabilidad.
- Responde a las exigencias de la clase C2 en corte capacitivo.
- Maniobras de las líneas de Muy Alta Tensión.
- Maniobras de cierre de las reactancias en derivación y de las baterías de condensadores.
- Un montaje rápido y fácil.

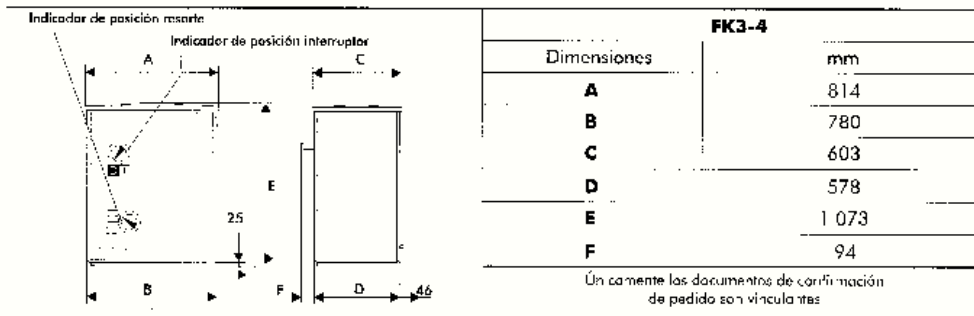
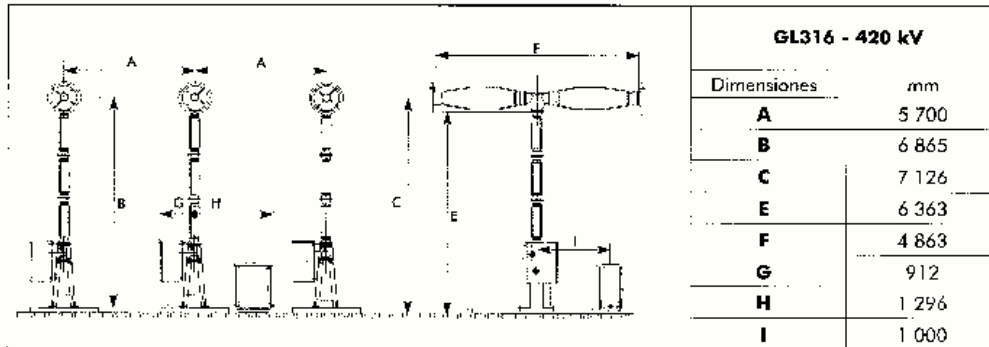
Opciones

- Resistencia de cierre
- Sistema de vigilancia CBWatch-2
- Sistema de sincronización RPH2

		GL316
Tensión asignada	kV	420
Norma		CEI 62 271-100*
Corriente asignada en servicio continuo	A	4000
Frecuencia asignada	Hz	50 / 60
Valor de cresta de la corriente admisible asignada	<A	135
Nivel de aislamiento asignado (al nivel del mar)		
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial	kV	610
- Tensión de ensayo con onda de choque (onda 1,2/50 µs)	kV (cresta)	1.425
Poder de corte asignado en cortocircuito		
- Componente periódica (valor eficaz)	<A	50
- Componente aperiódica	%	50
- Factor de primer polo		1,3
Poder de cierre asignado	kA (cresta)	125
Características asignadas para los defectos próximos en la línea		Z=450 Ω
Poder de corte asignado en discordancia de fases		
- Corriente	kA	12,5
Poder de corte asignado de líneas en vacío (clase C2)		
- Corriente	A	400
Poder de corte asignado para cables en vacío (clase C2)		
- Corriente	A	400
Duración de corte	ms	≤ 40 / 36
Secuencia de maniobras asignada		CO-15s-CO o O-0,3s CO 3min CO
Línea de fuga (valor mínimo)		
- Entre piezas bajo tensión y tierra	mm	10 000 ... 13 125
- Entre bornes de entrada y salida	mm	13 480 ... 15 560
Tensiones auxiliares		
- Circuitos de apertura y cierre	V	48 - 110 - 125 - 220 - 250 V (ca)
- Circuitos de calefacción e iluminación	V	220 V (ca)
- Motores	V	110 - 220 V (ca) o 220 V (ca)
Condiciones del entorno		
- Temperatura: mínima / máxima	°C	-30 / +40*
- Velocidad máxima del viento	km/h	122 ... 160
- Resistencia sísmica	g	0,2 ... 0,5*

* Estos valores corresponden a los valores de las normas.
Para otros valores o aplicaciones especiales, consultarlas.

Construcción y Dimensiones



Equipamiento baja tensión	GL316	
	SKY	SKY+
Protección circuitos calefacción / iluminación	fusibles	interruptores
Protección circuito motor	fusibles	interruptores
Protección de la alimentación por interruptores	no	sí
Contacto de señalización del resorte	sí	sí
Relé temporizado de marcha prolongada del motor	no	sí
Circuito de conexión	1	1
Relé antibombeo	sí	sí
Commutador LOCAL-REMOTO con pulsadores sin llave	sí	sí
Circuito des apertura a emisión de tensión	2	2
Relé de bloqueo SF ₆ del 2º nivel de presión	S1 D o S+E*	S-D o S+E*
Supervisión bobina de apertura (sin relé)	sí	sí
Discordancia de fases	S1 D*	S-D*
Contactos auxiliares libres (NO / NC)	8/5	12/2

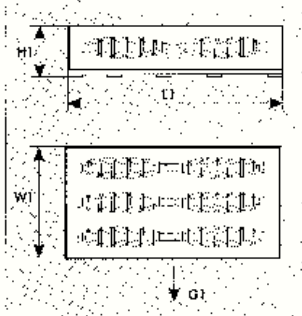
* - S - Señalización
 - D - Desconexión remota
 - E - Enclavamiento en posición

Vigilancia SF₆

Los interruptores de la serie GL300 están equipados con tres densímetros de tres contactos, para la vigilancia de la masa volumétrica del gas SF₆.

El cual se encuentra situado en el carter.

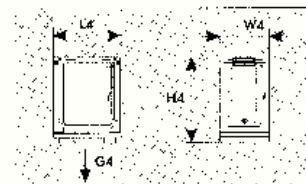
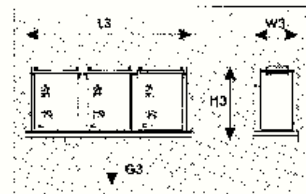
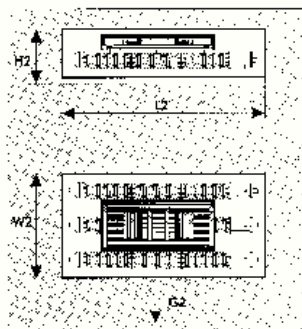
Embalaje y Transporte



ALSTOM confiere la mayor importancia a la satisfacción de las necesidades de sus clientes en lo que toca al embalaje, acondicionamiento y transporte.

1- Embalaje

Los embalajes se adaptan a las contingencias del transporte, del almacenamiento y de la manipulación en el destino final.



La realización de los embalajes está sujeta a las especificaciones (S.E.I. - S.N.E.) y normas nacionales, las cuales han sido aprobadas por expertos de las Compañías de Seguros.

2 - Transporte

El interruptor se acondiciona para el transporte en elementos separados (cámaras, columna soporte, mando de resorte y armario eléctrico).

Los elementos del chasis y los accesorios están contenidos en una caja dispuesta dentro de la caja de columna soporte.

El mando se embala bajo vacío en una bolsa de plástico reforzada.

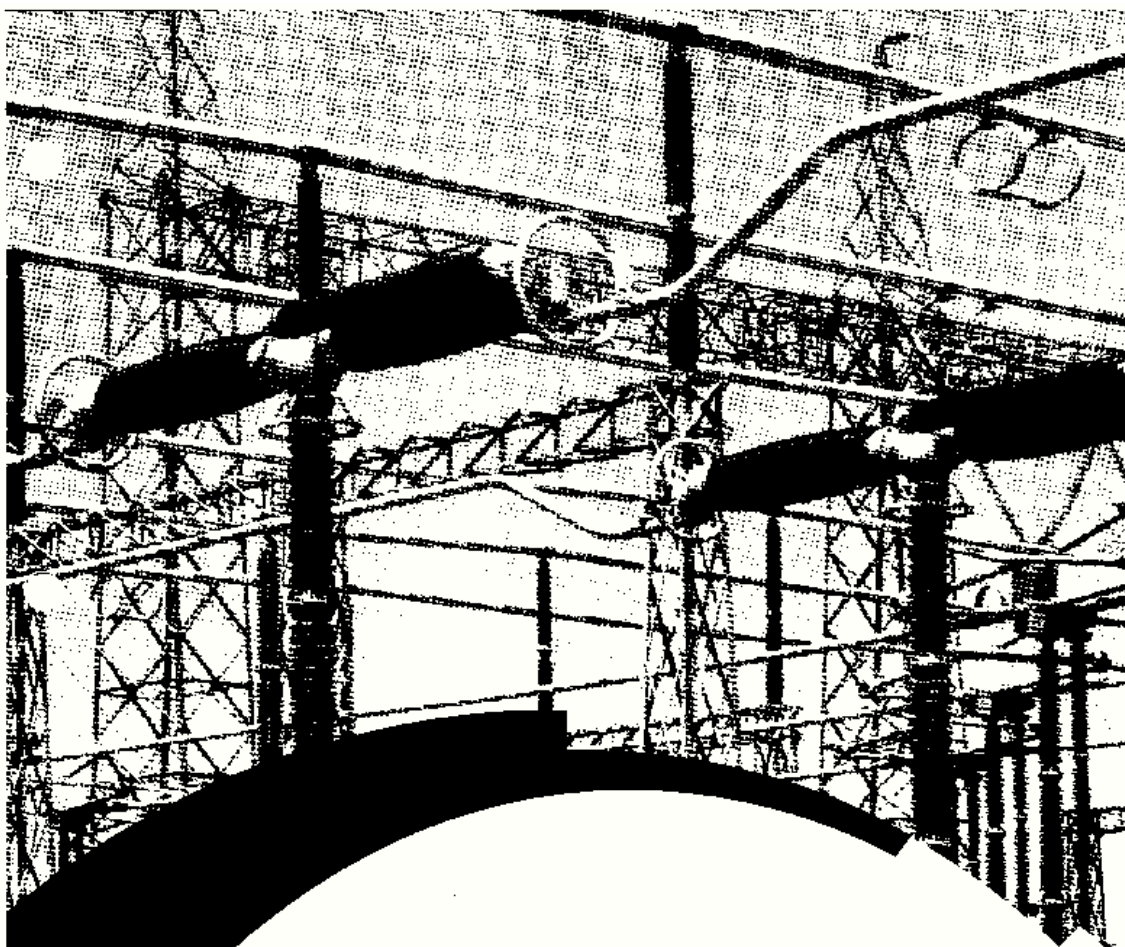
Los polos (cámaras de corte - columna soporte) de los interruptores se llenan de gas SF₆ a una presión relativa reducida de 0,3 bar a 20° C.

Características de las cajas		Cámara		Columna - Chasis		Mando		Armario	
Largo	mm	L1	5 130	L2	5 010	L3	3 180	L4	1 330
Ancho	mm	W1	1 810	W2	1 730	W3	1 030	W4	780
Alto	mm	H1	1 230	H2	1 300	H3	1 440	H4	1 730
Masa	kg	G1	3 420	G2	2 510	G3	1 690	G4	268

ALSTOM

TRANSMISSION & DISTRIBUTION - Appareillage haute tension - 130, Rue Léon - BP 1321 - 69611 Villeurbanne cedex - France

Tel. 33 (0) 4 72 68 34 34 - Fax 33 (0) 4 72 68 34 50 - E-mail : aht.sa.es@tda.alstom.com



GL317
Interrupedores automáticos en SF₆
Especificación técnica

ALSTOM

Características técnicas

Descripción

Los interruptores automáticos de la serie GL300 son aparatos de corte autoneumático en SF₆. Han sido desarrollados aprovechando toda nuestra experiencia y las últimas evoluciones tecnológicas de alta tensión.

La fabricación de componentes según el sistema ISO 9001 asegura una fiabilidad y una disponibilidad elevadas.

Los interruptores de la gama GL317 son diseñados con dos cámaras de corte por polo.

Las maniobras se efectúan gracias a tres armarios de mando tipo HK.

Los mandos de los interruptores de la serie GL son de funcionamiento sencillo, con un tiempo de rearmado inferior a 10 s y no precisan ningún reglaje durante la instalación.

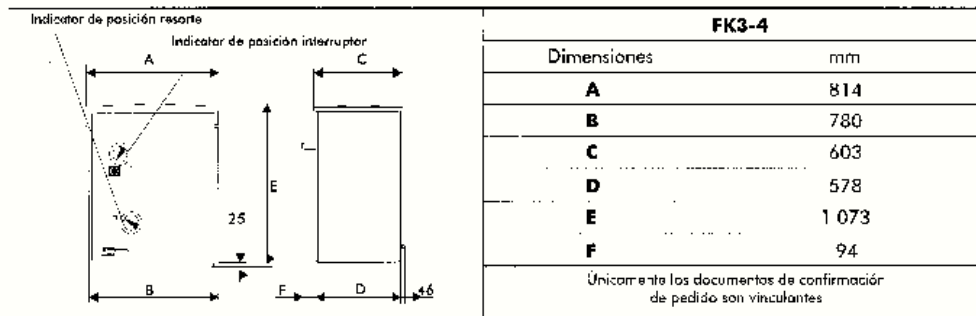
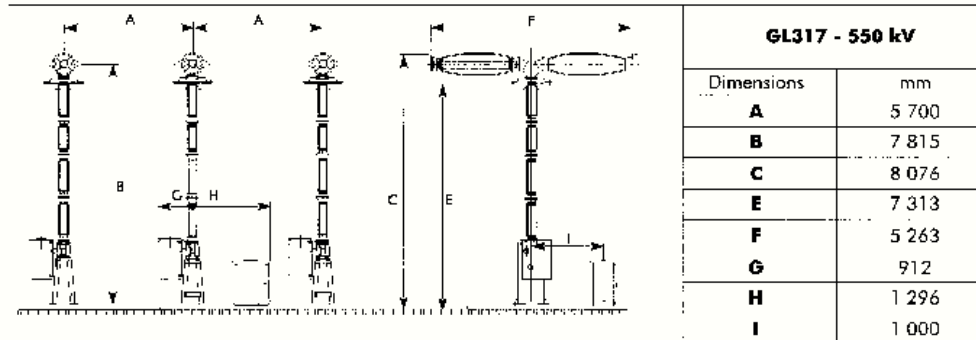
Ventajas

- Optimización del aprovechamiento de la energía del arco, lo que permite el empleo de un mando de resortes de pequeña energía.
- Mando mecánico de gran fiabilidad.
- Responde a las exigencias de la clase C2 en corte capacitivo.
- Un montaje rápido y fácil.

		GL317	
		CEI	ANS
Tensión asignada	kV	550	
Norma		CEI	ANS
Corriente asignada en servicio continuo	A	4000	
Frecuencia asignada	Hz	50 / 60	60
Valor de cresta de la corriente admisible asignada	kA	125	37
Nivel de aislamiento asignado (al nivel del mar)			
- Tensión de ensayo a frecuencia industrial	kV	860	860
- Tensión de ensayo con onda de choque (onda 1,2/50 µs)	kV (cresta)	1 800	1 800+ondas cortadas
Poder de corte asignado en cortocircuito			
- Componente apenádico (valor eficaz)	kA	50 (50 Hz)	40 (60 Hz)
- Componente apenádico	%	50	
- Factor de primer polo		1,3 / 1,5	
Poder de cierre asignado	kA (cresta)	125	37
Características asignadas para los defectos próximos en la línea		Z=450 Ω	
Poder de corte asignado en discordancia de fases			
- Corriente	kA	12,5	
Poder de corte asignado de líneas en vacío (clase C2)			
- Corriente	A	500	
Poder de corte asignado para cables en vacío (clase C2)			
- Corriente	A	500	
Duración de corte	ms	40	
Secuencia de maniobras asignada		CO-15s-CO o O-0,3s-CO-3min-CO	
Línea de fuga (valor mínimo)			
- Entre piezas bajo tensión y tierra	mm	10 719 ... 13 750	
- Entre bornes de entrada y salida	mm	11 792 ... 15 560	
Tensiones auxiliares			
- Circuitos de apertura y cierre	V	48 - 110 - 125 - 220 - 250 V (cc)	
- Circuitos de calefacción e iluminación	V	220 V (ca)	
- Motor	V	110 - 220 V (cc) o 220 V (ca)	
Condiciones del entorno			
- Temperatura: mínima / máxima	°C	-30 / +40*	
- Velocidad máxima del viento	km/h	122 ... 160	
- Resistencia sísmica	g	0,2 ... 0,5*	

* Estos valores corresponden a los valores de las normas.
Para otros valores o aplicaciones especiales, consultarnos

Construcción y Dimensiones



Equipamiento baja tensión	GL317	
	SKY	SKY+
Protección circuitos calefacción / iluminación	fusibles	interruptores
Protección circuito motor	fusibles	interruptores
Protección de la alimentación por interruptores	no	sí
Contacto de señalización al resorte	sí	sí
Relé temporizado de marcha prolongada del motor	no	sí
Circuito de conexión	1	1
Relé antibombeo	sí	sí
Commutador LOCAL-REMOTO con pulsadores sin llave	sí	sí
Circuito de apertura a emisión de tensión	2	2
Relé de bloqueo SF ₆ del 2º nivel de presión	S+D o S-E ¹	S-D o S-E ¹
Supervisión bobina de apertura (sin relé)	sí	sí
Discordancia de fasas	S+D*	S+D*
Contactos auxiliares libres (NO / NC)	8/8	12/12

¹ S - Síntesis
 D - Detección automática
 E - En posición de posición

Vigilancia SF₆

Los interruptores de la serie GL300 están equipados con un densímetro de tres contactos, para la vigilancia de la masa volumétrica del gas SF₆.

El cual se encuentra situado en el carter.

