



IX Encontro Regional Latino-Americano da Cigré

IX Encuentro Regional Latino-Americano del Cigré

27 a 31 de maio de 2001
27 al 31 de mayo de 2001

IX/FI-33.13

COMITÊ 33

COORDINACIÓN DE AISAMIENTO DE SISTEMAS DE POTENCIA

SIMULACIÓN DE MANIOBRAS EN BANCOS DE CAPACITORES EN UNA RED DE MEDIA TENSIÓN TÍPICA

F. Viollaz

IITREE-LAT

Facultad Ingeniería. UNLP
La Plata. Bs. As. Argentina

F. Corasaniti

IITREE-LAT

Facultad Ingeniería. UNLP
La Plata. Bs. As. Argentina

Resumen: Este trabajo presenta los resultados de simulaciones de transitorios electromagnéticos que reproducen maniobras llevadas a cabo en bancos de capacitores. Se analizaron maniobras de energización y desconexión del banco a fin de evaluar las especificaciones de diseño del equipamiento instalado. Sin embargo, evaluaciones posteriores demostraron que existen condiciones particularmente críticas en que estas maniobras pueden ser realizadas, en las cuales pueden aparecer elevadas sobrecorrientes que superen los valores máximos normalizados. Por lo comentado se señala la importancia de tomar medidas adecuadas en las etapas de diseño, provisión y operación, a fin de asegurar maniobras de apertura libres de reencendidos, garantizar el correcto funcionamiento de los resistores de descarga de las distintas unidades capacitivas que componen el banco y el cumplimiento de los tiempos mínimos entre operaciones sucesivas.

Palabras Claves: Compensación capacitiva de la carga. Transitorios Electromagnéticos. Transitorios durante la maniobra de bancos de capacitores.

1. INTRODUCCIÓN

Dentro del marco regulatorio actual y respecto al control de la tensión, si bien no existe un mercado de potencia reactiva, los agentes distribuidores en Argentina tienen la obligación de mantener acotado el factor de potencia para todas las bandas horarias, en el punto frontera con otros agentes. Por otra parte, es sabido que al compensar las redes se difieren las inversiones en transmisión, hecho crítico sobre todo en zonas urbanas, en donde pueden existir grandes longitudes de cables subterráneos. Esto explica la tendencia creciente observada en los últimos años en utilizar compensación capacitiva en paralelo, desconectable en horas de bajo consumo. La incorporación de bancos de capacitores conmutables en las redes introduce problemas adicionales en lo que hace a las sobretensiones y sobrecorrientes transitorias durante las maniobras de energización y desconexión. Estos efectos pueden potenciarse si se consideran bancos adicionales operando en la misma barra, y bancos de capacitores operando en estaciones vecinas. Las solicitaciones pueden superar los valores máximos

admisibles en los equipos que conforman el banco y en los equipos adyacentes, y establecen restricciones tanto en el diseño del banco como en las especificaciones de los interruptores, así como en la operación del banco en lo que hace a los intervalos de tiempo entre desconexiones y energizaciones sucesivas. Las maniobras en bancos de capacitores dan origen a fenómenos de sobretensión o de sobrecorriente, que pueden llegar a ser peligrosos para el propio banco, o para el equipamiento adyacente.

2. DESCRIPCIÓN DE LA RED

El sistema en estudio es una red en configuración radial. Consiste básicamente en un cable de 132 kV, vinculado a un sistema de aproximadamente 4500 MVA de potencia de cortocircuito, que alimenta a tres estaciones transformadoras de 132 a 13,2 kV, denominadas en lo sucesivo como estaciones n° 1, 2 y 3. El estado de carga considerado corresponde a horas de resto. Se ha supuesto que las estaciones 1 y 2 abastecen una demanda de 12,9 MW cada una, mientras que la estación n° 3 alimenta un total de 25,9 MW, distribuido en dos secciones de barras de 13,2 kV que se encuentran conectadas en paralelo. En la estación n° 2 existe un banco de capacitores conmutables con neutro aislado de 4,56 MVar, mientras que sobre cada barra de la estación n° 3 se encuentra un banco de capacitores conmutables con neutro aislado de 4,8 MVar cada uno. Este trabajo contempla la aplicación de diversas perturbaciones y maniobras adyacentes a las estaciones n° 2 y 3, por lo que a continuación se comentan algunas particularidades de los bancos vinculados a las mismas. Los bancos tienen reactancias limitadoras, y son operados a través de interruptores de vacío. Cada banco está formado por dos conjuntos de capacitores conectados en estrella con el punto neutro aislado de tierra, y están vinculados entre sí a través del punto neutro. Cada fase de cada conjunto, a su vez, posee dos unidades capacitivas de 400 kVAr cada una.

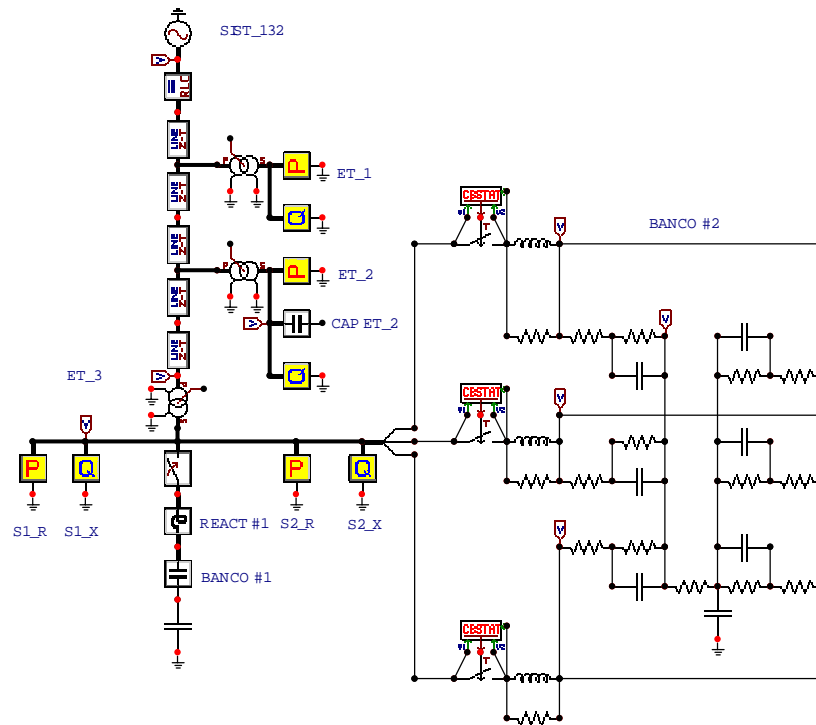


Fig. 1: Esquema del modelo de estudio empleado.

Las características de los elementos que conforman los bancos de la estación n° 3 se detallan en la Tabla 1.

El cable de 132 kV tiene una longitud total de 7 km, y consta de varios tramos empalmados de diferentes características eléctricas. Finalmente, el transformador de 132/13,2 kV de la estación n° 3 es de 80 MVA, y posee una reactancia de 2,064 mH (26%), mientras que los de las estaciones 1 y 2 son de 40 MVA y poseen la misma reactancia.

Tabla 1: Características de los componentes del banco

Elemento	Características
Unidades capacitivas	Potencia nominal: 400 kVAr Tensión nominal: 7,62 kV Corriente nominal: 52,5 A Con fusibles internos y resistencia de descarga. Aislación: 38/95 kV
Bobinas limitadoras	Corriente nominal: 210 A Corriente nominal de cc: 13,1 kA 1s Inductancia nominal: 15 μ H
Interruptores	Tensión máxima: 15 kV Corriente nominal: 1200 A Cap. Apert. Simétrica: 28 kA Cap. Cierre: 58 kA Tiempo apertura: 5 ciclos

3. REQUERIMIENTOS AL EQUIPAMIENTO FIJADOS POR LAS NORMAS

Respecto a las unidades capacitivas que componen el banco, los niveles de aislación normalizados para 13,2 kV son de

38 kV eficaces a frecuencia industrial y 95 kV de cresta. Respecto a las máximas corrientes a través de las unidades capacitivas, las Normas IEC señalan un valor máximo de 100 veces la corriente eficaz nominal. Para las unidades consideradas, esto fijaría un valor cresta máximo admisible para cada unidad de 5250 A.

De acuerdo a la Norma IEC 56, la "Tensión Transitoria de Restablecimiento (TTR)" del interruptor debe verificar ciertas condiciones a fin de no superar sus prestaciones. Los valores máximos se establecen a partir de curvas "tensión versus tiempo". Una de las curvas normalizadas, es la de dos parámetros. En este trabajo, se considerarán los parámetros correspondientes a interruptores de 17,5 kV, para los que la Norma establece una pendiente de 0,42 kV/ μ s, válida hasta 72 μ s, en que se estabiliza a 30 kV.

4. MODELO UTILIZADO

Todas las evaluaciones fueron realizadas con ayuda del simulador ATP. En la Figura 1 se presenta un esquema unifilar del modelo de red utilizado. El banco n° 2 de la estación n° 3 se ha representado en forma detallada, a fin de observar su disposición constructiva y permitir modelar algunos desbalances. Se han representado además las resistencias de descarga en paralelo con las unidades capacitivas, así como resistencias en serie que representan los conexionados internos del banco. En el esquema presentado, cada capacitor corresponde a dos unidades en paralelo.

Además, se han tenido en cuenta las demandas de potencia activa y reactiva, representadas a través de elementos pasivos conectados en paralelo.

Los interruptores del banco n° 2 se han representado con modelos "no estándar", capaces de efectuar múltiples reencendidos. La TTR es contrastada con la pendiente y el techo que surgen de la Norma IEC 56, determinando reencendido si estos valores son superados. Además, el corte de corriente puede ser efectuado solamente en los pasajes por cero, siempre que la pendiente de la corriente sea inferior a un valor dado.

5. MANIOBRAS MÁS USUALES

Las maniobras que típicamente se utilizan para determinar las sobretensiones y sobrecorrientes críticas para los bancos de capacitores, son las de desconexión y energización respectivamente.

En el análisis de transitorios tiene importancia definir la denominada "impedancia de onda" y la "frecuencia natural de oscilación", relacionadas directamente con las inductancias y capacitancias presentes en el circuito, cuyas expresiones son:

$$Z = \sqrt{\frac{L}{C}}; f = \frac{1}{2\pi\sqrt{LC}}$$

De esta manera, la impedancia de onda determinará la amplitud de la componente natural de la respuesta transitoria de la corriente, caracterizada por la frecuencia natural de oscilación.

5.1.-Energización del primer banco

La Fig. 2 muestra el transitorio que sigue a la energización de uno de los bancos conectados a la estación n° 3, estando el otro desconectado. Se ha graficado la tensión y la corriente a través de los bornes del interruptor de la fase A del banco n° 2. La amplitud de la componente natural de la corriente a través del banco está directamente relacionada con la tensión entre los bornes de los interruptores en el instante previo a la energización, mientras que la oscilación posterior está determinada por la frecuencia natural del circuito y por la frecuencia impuesta por la fuente.

Para este caso, la inductancia es la de la fuente y la capacitancia es la correspondiente al banco.

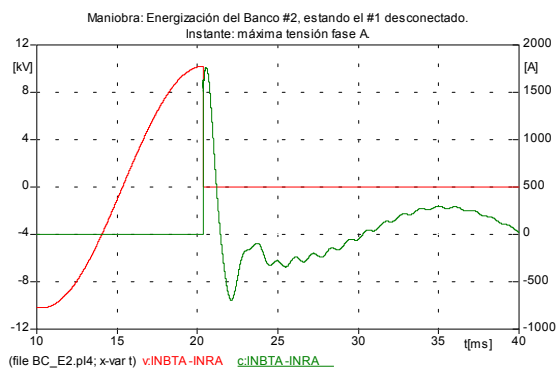


Fig. 2: Energización del Banco #2, con el banco #1 desconectado.

De acuerdo a la Fig. 2, la frecuencia de la oscilación natural es de 280 Hz mientras que la amplitud máxima de la corriente es de 1765 A. La corriente a través de cada unidad capacitadora de la fase A es $1765/2/2=441$ A.

5.2.-Energización del último banco

En la Fig. 3 se observa el resultado de la energización del banco n° 2, estando ya energizado el n° 1.

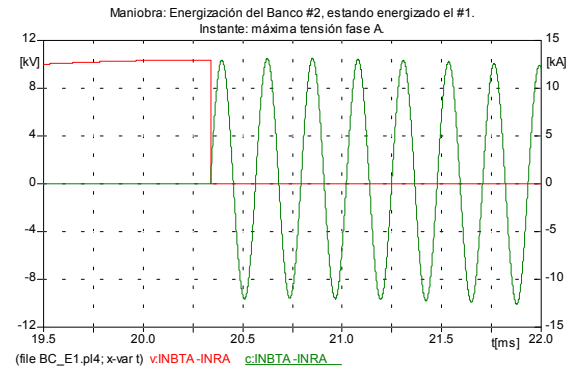


Fig. 3: Energización del Banco #2, estando el #1 en servicio.

Las variables graficadas han sido la tensión y la corriente a través del interruptor de la fase A. El banco se energiza cuando la tensión a través de este interruptor es máxima.

En este caso la inductancia será la existente entre las unidades capacitadoras de los bancos n° 1 y 2. La frecuencia y el máximo de corriente son considerablemente mayores que en el caso anterior (4386 Hz y 13120 A respectivamente). El valor pico de la corriente a través de cada una de las unidades capacitadoras de la fase A será $13120/2/2=3280$ A, inferior al máximo recomendado por la Norma.

5.3.-Desconexión del banco, con un único reencendido en la faseA

La Fig. 4 muestra los resultados de la maniobra de desconexión del banco n° 2. Se supone que el interruptor de la fase A no cumple con la pendiente mínima que requiere la Norma para la tensión nominal del interruptor (17,5 kV) y por lo tanto éste reenciende al ser incapaz de soportar la TTR durante el tiempo de rampa.

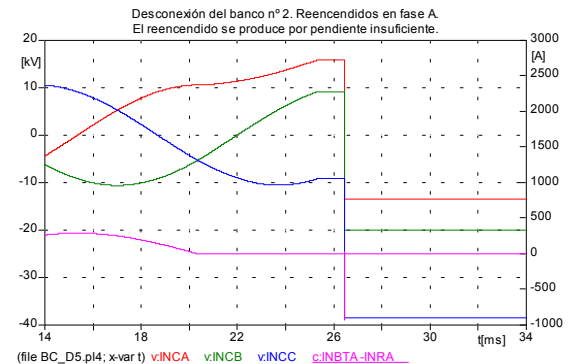


Fig. 4: Tensiones en unidades capacitadoras, corriente interr. fase A.

En el instante del reencendido, la tensión en la fase A del banco (lado "carga" del interruptor de esta fase) era de 1,5 veces la de la fuente, mientras que la tensión del "lado fuente" era sólo el 33% del valor cresta, por lo que la tensión a través de los contactos del interruptor no es la máxima que podría presentarse, determinando el menor impacto del transitorio subsiguiente.

No obstante la aparición del reencendido, se advierte que el banco efectivamente ha sido desconectado, siendo tolerables los valores finales de tensión alcanzados.

Considerando exclusivamente las maniobras enumeradas anteriormente, las evaluaciones presentadas demostrarían que el diseño adoptado sería adecuado. No obstante, a continuación se presentan algunos casos particulares que introducen serios requerimientos al banco.

6. CASOS PARTICULARES

6.1.-Energización del banco con carga atrapada.

La Fig. 5 muestra la comparación de resultados de la energización del banco n° 2 con y sin carga atrapada. La maniobra consiste en la desconexión del banco y la energización sucesiva, en el instante de máxima tensión a través del interruptor de la fase A. Se observa que el valor cresta de la corriente a través de cada unidad capacitadora (6540 A) es prácticamente el doble del caso de energización con el banco descargado (3280 A) y supera el máximo recomendado por la Norma, mientras que la frecuencia de la oscilación resultante es la misma.

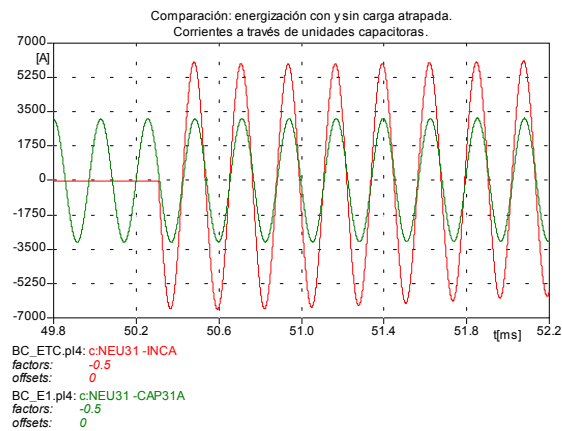


Fig. 5: Corrientes en unidades capacitadoras

6.2.-Energización del banco con discrepancia entre polos.

Si se considera que los instantes de cierre de los interruptores de cada fase son distintos en el transcurso de una maniobra de energización, puede apreciarse que los valores cresta de la corriente en las fases más exigidas son mayores respecto al caso en que no existe discrepancia entre polos. En la Fig. 6, el valor cresta de la corriente en la fase más exigida, con discrepancia entre polos (fase C), resulta un 11% mayor al caso normal.

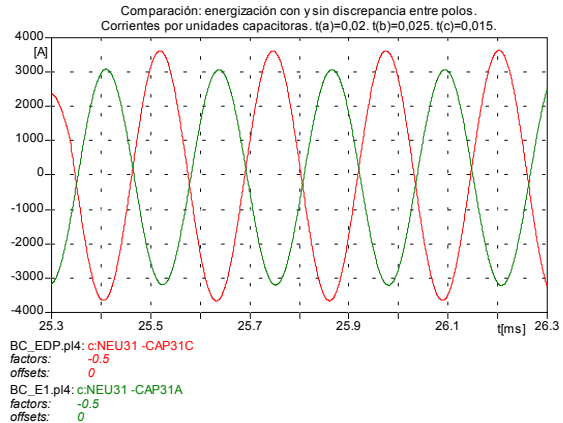


Fig. 6: Corrientes en unidades capacitadoras

6.3.-Energización del banco con desbalance entre unidades capacitadoras.

Se supone que una de las unidades capacitadoras de la fase A de una de las dos estrellas que conforman el banco n°2 está desconectada por actuación de los fusibles internos de la unidad. Estando el banco descargado, se procede a su energización. En la Fig. 7 puede apreciarse el resultado de esta maniobra. El valor máximo alcanzado por la corriente a través de la unidad capacitadora más exigida del banco, que es la remanente de la fase A de la estrella con desbalance, es un 25% superior a la correspondiente a la energización normal. Asimismo, se observa que la frecuencia es ligeramente superior.

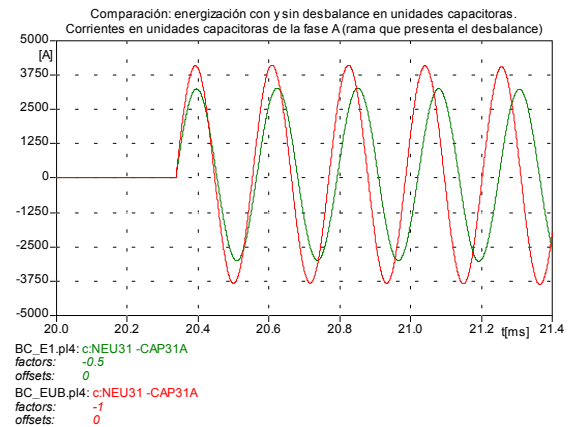


Fig. 7: Corrientes en unidades capacitadoras, con y sin desbalance en fase A

6.4.-Aplicación de falla trifásica en barras

En la Fig. 8 puede observarse el efecto de la aplicación de una falla trifásica en barras de la estación n° 3, en el máximo de tensión sobre la fase A. La frecuencia es prácticamente la misma que en el caso anterior (4400 Hz), mientras que la amplitud de la corriente a través de la fase A de uno de los bancos de capacitores es de 25558 A. Se deduce que la corriente a través de cada unidad capacitadora es de $25558/2/2=6389$ A, prácticamente el doble de la correspondiente a una energización en condiciones normales.

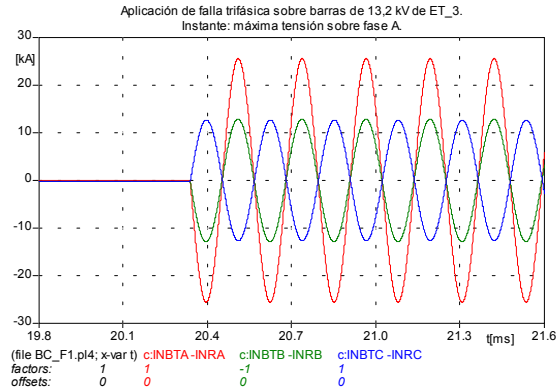


Fig. 8: Aplicación de falla trifásica en barras de 13.2 kV, estando ambos bancos en servicio.

6.5.-Desconexión del banco, con reencendidos sucesivos Suponiendo que la TTR admisible por el interruptor de la fase A respeta la pendiente normalizada pero no el valor máximo correspondiente a la meseta, y suponiéndose además que la tensión máxima admisible sea igual a la máxima tensión transitoria de restablecimiento (26,25 kV), se producirán múltiples reencendidos solamente en la fase A siempre que las máximas tensiones admisibles en las fases B y C sean superiores a los valores ilustrados en la Fig. 9. Los valores de tensión resultantes sobre las unidades capacitivas se muestran en la Fig. 10. Se observa que la desconexión del banco fue fallida.

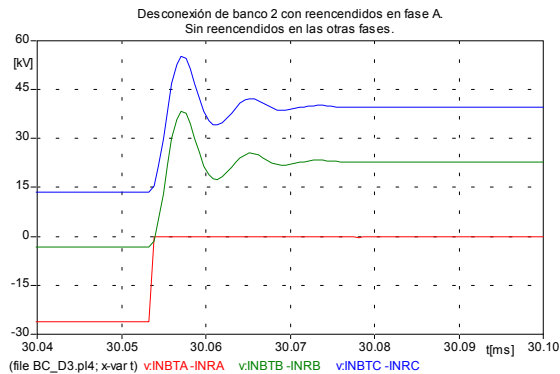


Fig. 9: Desconexión del banco, con reencendido en fase A. TTR.

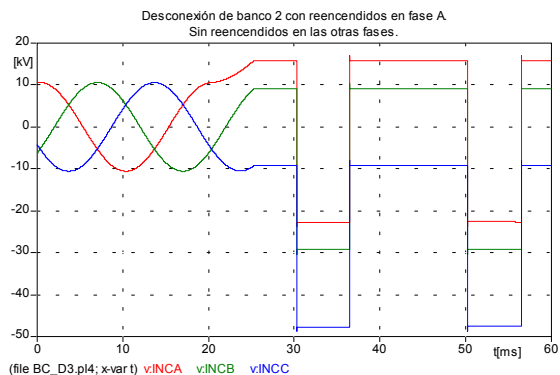


Fig. 10: Desconexión del banco, con reencendido en fase A. Tensiones en unidades capacitivas.

A continuación, se considerará el caso en que las máximas TTR admisibles en cada uno de los interruptores están de acuerdo a lo establecido en la Norma, salvo en la fase A para la cual el interruptor presenta un valor de meseta de alrededor de 26,25 kV, correspondiente a la máxima tensión de cresta de la TTR observada en esta fase. Las Figs. 11, 12 y 13 ilustran los resultados observados en diferentes intervalos de tiempo. La Fig. 11 muestra los instantes en que se producen los primeros reencendidos. Al producirse el primer reencendido en la fase A por insuficiente valor máximo de meseta, la TTR admisible del interruptor de la fase C, que responde a Norma (30 kV de meseta) es superada y se produce el reencendido de esta fase, quedando las fases A y C cerradas. Este proceso continúa en sucesivos reencendidos generalmente entre dos de las tres fases. En la Fig. 12 se observan los elevados valores de corriente y frecuencia resultantes (6218 A y 4348 Hz), prácticamente idénticos a los que se presentan ante la aplicación de fallas trifásicas o energización con carga atrapada. En la Fig. 13 se observa la evolución de la tensión sobre cada unidad capacitiva. La maniobra de desconexión del banco ha resultado fallida.

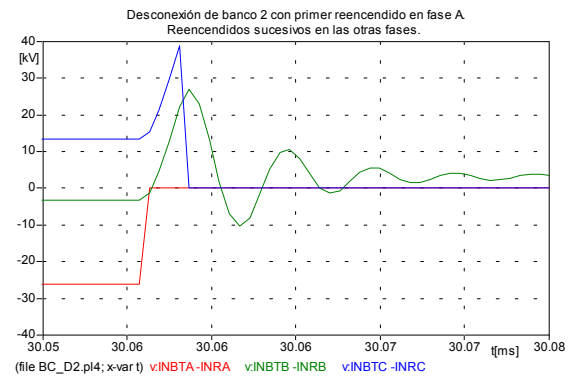


Fig. 11: Tensiones transitorias de restablecimiento en las tres fases.

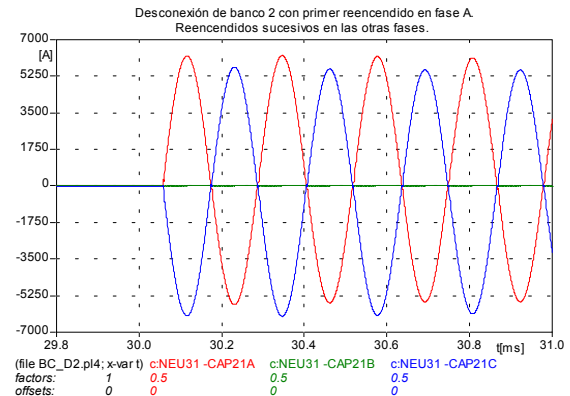


Fig. 12: Corrientes por cada unidad capacitiva

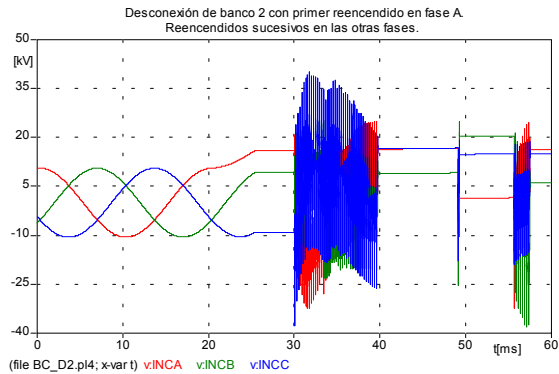


Fig. 13: Tensiones en c/unidad capacitadora.

6.6.-Magnificación de tensión.

Las Figs.14, 15 y 16 muestran el resultado de la maniobra de energización de un banco de capacitores hipotético (o un cable) en barras de 132 kV de la estación nº 2, de aproximadamente 60 MVar. En primer término, no se ha considerado la influencia de la demanda. Para este análisis, se supone que el banco de la estación nº 2 en realidad tiene solamente 0,5 MVar, y que se encuentra vinculado a esta estación a través de una línea de longitud media de 13,2 kV. En la Fig. 14 se advierte que los picos de sobretensión son elevados (85 kV, siendo 95 kV el límite máximo impuesto por el nivel de aislación).

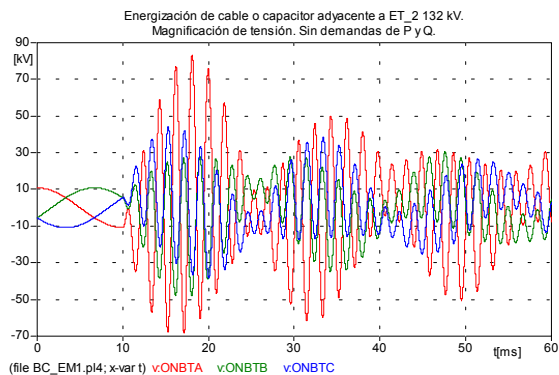


Fig. 14: Tensiones en unidades capacitadoras.

Las variantes enunciadas hacen que se presenten en la red en estudio condiciones de resonancia entre dos frecuencias naturales de oscilación. En la Fig. 15 se observan elevados picos de corriente de hasta 12 kA de amplitud.

Si se tiene en cuenta el bajo valor de compensación capacitiva que se ha adoptado para la estación nº 2 (0,5 MVar) se deduce que bien podría encontrarse solamente una unidad capacitadora en cada fase, por lo que cada unidad sufriría esta elevada sollicitación.

Sin embargo, existe elevada influencia de la demanda en los resultados observados. En la Fig. 16 puede apreciarse que los elevados picos de sobretensión son prácticamente eliminados por la influencia de la demanda.

No obstante lo anterior, las elevadas sollicitaciones que se podrían presentar a la red en horas de baja demanda, o en momentos posteriores a la recomposición del sistema

eléctrico luego de un colapso, quedan ilustradas suficientemente a través de los resultados observados.

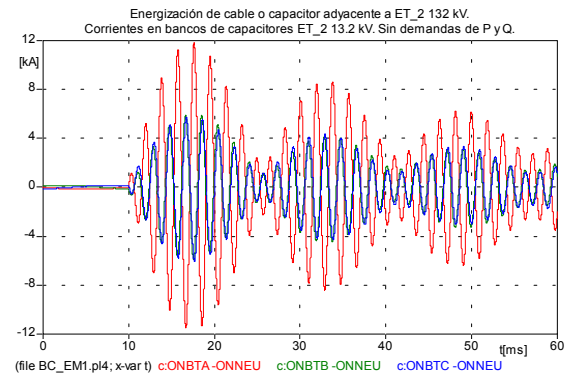


Fig. 15: Corrientes en unidades capacitadoras

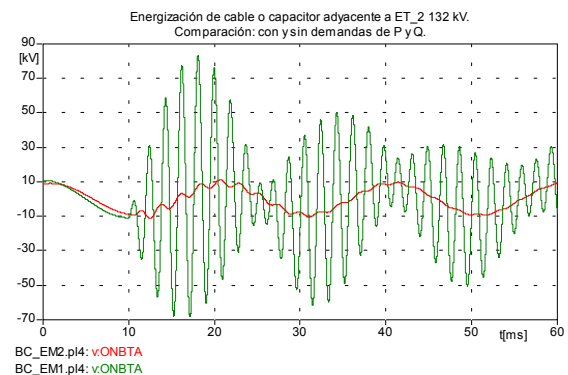


Fig. 16: Efecto de la demanda en la tensión sobre unidades capacitadoras

7. CONCLUSIONES

- Se verifica la necesidad de realizar el correcto dimensionamiento de las reactancias limitadoras en la etapa de diseño del banco para asegurar que la corriente de inserción no dañe las unidades capacitadoras o las mismas inductancias limitadoras.
- En el caso que se produzcan reencendidos en una fase, es posible que los mismos se trasladen a las otras dos, produciéndose transitorios con elevadas corrientes de alta frecuencia, de valores similares a los observados durante la aplicación de fallas. Por esta causa, es importante en la etapa de diseño la elección de interruptores adecuados, que garanticen una apertura libre de reencendidos. En caso que las tensiones transitorias de restablecimiento presentadas al interruptor sean elevadas, puede ser aconsejable utilizar interruptores de mayor tensión nominal.
- La energización con carga atrapada presenta elevados valores de corrientes de alta frecuencia, similares a los que se observan durante la aplicación de fallas. A fin de evitar la ocurrencia de este transitorio, los bancos incorporan resistores de descarga, y lógicas de conexión y desconexión que impiden la reconexión del banco

dentro de una temporización ajustable que asegure su completa descarga. A fin de cumplir cabalmente estos propósitos, es importante garantizar un correcto funcionamiento de los resistores de descarga, así como de la lógica de conexión/desconexión y de los enclavamientos correspondientes.

- La energización del banco en presencia de desbalances, introduce solicitaciones adicionales en las unidades capacitivas que quedan en paralelo a la unidad fallada. Si bien las solicitaciones no son tan severas como las comentadas en los puntos anteriores, podrían serlo si por ejemplo se combinan con la presencia de carga atrapada.
- En el caso que existan bajos valores de demanda en la red, o en la eventualidad de una recomposición sucesiva a un colapso, las maniobras a efectuar en la red deben ser cuidadosamente evaluadas a fin de no excitar resonancias que puedan dar lugar a fenómenos de magnificación de tensión.