

Comité de Estudos CE – Sistemas de continua y electrónica de potencia**COMPENSADORES DE REACTIVA PARA AUMENTO DE CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA EN INTERCONEXIONES HVDC ENTRE REDES DE BAJA CAPACIDAD DE CORTOCIRCUITO****I. BRIOZZO*****Facultad de Ingeniería
Universidad de la República
Uruguay
ibriozzo@fing.edu.uy****M.A. ARTENSTEIN****Facultad de Ingeniería
Universidad de la República
Uruguay
michel@fing.edu.uy**

Resumen – La interconexión entre redes AC de baja capacidad de cortocircuito (también conocidas como débiles o de bajo SCR) mediante vínculos de continua de tecnología LCC puede presentar problemas de desempeño, como fallas de conmutación o sobretensiones en maniobras. Esto provoca ocasionalmente limitaciones o interrupciones en la transferencia de potencia, y produce, a su vez, un perjuicio económico. La compensación rápida de reactiva en las redes AC se impone como la solución a estos fenómenos, con tres dispositivos como principales candidatos: el compensador síncrono, el SVC y el STATCOM. Este trabajo comienza con una reseña sobre los principales efectos observados en instalaciones de sistemas HVDC-LCC en redes AC débiles. Luego se describen los modelos de los equipos e instalaciones utilizados para la simulación de eventos de interés. Por último se compara el desempeño de estos dispositivos mediante la ejecución de simulaciones en el programa de transitorios electromagnéticos ATPDraw. Como resultado preliminar, se observa que la incorporación de sistemas rápidos de compensación de reactiva tiene un efecto beneficioso en los eventos simulados; es destacable que el STATCOM muestra cierta superioridad frente a los otros compensadores.

Palabras clave: Compensación de reactiva – FACTS – HVDC – Redes débiles

1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas de alta tensión en corriente continua (HVDC por sus siglas en inglés) son usados ampliamente para transmitir grandes cantidades de potencia entre sistemas geográficamente lejanos, para conectar parques eólicos *offshore* a través de cables submarinos, y para conectar de forma asíncrona redes vecinas (sistemas *back to back*).

La tecnología en sistemas HVDC más extendida es la basada en convertidores conmutados por la red (LCC por sus siglas en inglés), los cuales necesitan de una red de corriente alterna (AC) trifásica con determinadas características para efectuar la operación de rectificación-inversión. Estas características que tienen que cumplir las redes AC interconectadas por el sistema HVDC se pueden resumir en el parámetro SCR, que se define como el cociente de la potencia de cortocircuito de una de las redes AC y la potencia DC nominal que transmite el vínculo de continua. En función del SCR se puede caracterizar una red AC/DC como fuerte, débil o muy débil. Los sistemas débiles presentan una impedancia Thévenin alta, lo cual repercute en la tensión que ve el convertidor y así en su correcto funcionamiento. Asimismo, los convertidores LCC consumen potencia reactiva, por lo que es necesaria la instalación de equipos de compensación, en general bancos de capacitores cuya reactiva depende a su vez de la tensión AC. En el caso de que un convertidor esté conectado a una red débil y que por un evento externo (por ejemplo la salida de una línea o un generador) la impedancia Thévenin se vea incrementada, la tensión disminuirá y en el convertidor se puede producir la llamada *falla de conmutación*, que conlleva una interrupción de la transferencia de potencia. La presencia de bancos de capacitores no contribuye en este caso a la recuperación de la tensión, justamente porque la reactiva generada depende cuadráticamente con esta; es por eso que se deben incorporar otros medios de compensación.

Así como la falla de conmutación, existen otros efectos de la interconexión de sistemas AC débiles mediante vínculos de continua. En estos casos es de esperar que aparezcan sobretensiones importantes de frecuencia

* Julio Herrera y Reissig 565, Montevideo, Uruguay – ibriozzo@fing.edu.uy

industrial durante maniobras de despeje de faltas, o sobretensiones armónicas durante maniobras de energización de los transformadores convertidores [1].

Este trabajo tiene como objetivo la revisión de los principales eventos en los sistemas HVDC interconectando redes AC débiles, así como de los equipos disponibles para la compensación rápida de potencia reactiva que permitan la mitigación de los efectos de estos eventos. Se genera un ambiente de simulación en el software ATPDraw [2] que permite comparar el desempeño de los equipos de compensación.

El tema de este trabajo ha sido estudiado extensamente desde distintos enfoques, con varias aproximaciones destacables [3][4][5][6][7].

Este artículo tiene la siguiente estructura: En la sección 2 se define lo que es una red AC débil y qué efectos se pueden presentar cuando existen sistemas HVDC-LCC en ella; se hace énfasis en la falla de conmutación y en los saltos de tensión producidos por maniobras de filtros. En la sección 3 se describen los modelos en ATPDraw de los equipos de compensación de reactiva estudiados. Los casos de estudio simulados y los principales resultados se exponen en la sección 4. Por último, en la sección 5 se presentan las conclusiones.

Este trabajo se realizó en el contexto de la tesis de maestría de uno de los autores, en la que se pueden encontrar descripciones más profundas de los sistemas estudiados [8].

2 EFECTOS DE LOS SISTEMAS HVDC-LCC EN REDES AC DÉBILES

Los sistemas DC están inmersos en redes AC, lo cual implica que existe cierta interacción entre ambos sistemas. El grado de influencia que puede tener uno sobre el otro depende de la potencia activa que maneja el vínculo DC así como de la impedancia vista de la red AC; si la primera es significativa, un mal funcionamiento de los convertidores que conlleve a desvincular el sistema DC puede ocasionar inestabilidades transitorias sobre el sistema AC. Por otro lado, si la impedancia vista de la red AC es grande, fallas lejanas a la estación convertidora tendrán efectos sobre la tensión y por tanto sobre el funcionamiento de los convertidores. Con el objetivo de discernir qué tan factible es la incorporación de un vínculo DC en cierta red AC, se define el parámetro Relación de Cortocircuito (SCR por sus siglas en inglés) como el cociente de la potencia de cortocircuito en el punto de la red considerado y la potencia activa nominal del vínculo HVDC. En función del SCR se puede caracterizar un sistema AC/DC como fuerte ($SCR > 3$), débil ($3 \geq SCR \geq 2$) o muy débil ($SCR < 2$) [1]. En esta sección se describirán en forma cualitativa algunas interacciones perjudiciales para los sistemas en caso de operar en redes débiles.

2.1 Fallas de conmutación

Los sistemas HVDC-LCC están basados en convertidores conmutados por la red que utilizan tiristores como llaves y que precisan estar conectados a una red AC para poder operar. El hecho de que el convertidor no esté conectado a una red AC de potencia infinita, sino a una red con cierta impedancia equivalente no nula, produce que la conmutación de corriente entre tiristores no sea instantánea. La duración de la conmutación es un parámetro importante para el control del sistema HVDC y está dado por la siguiente expresión, siendo u su equivalente en grados eléctricos.

$$u = \text{Arcos} \left(\cos \alpha - \sqrt{2} X_{cc} \frac{I_d}{U} \right) - \alpha \quad (1)$$

De la expresión anterior se puede deducir que el ángulo de conmutación aumenta si la impedancia vista (X_{cc}) por el convertidor aumenta, si la tensión de la red (U) disminuye o si aumenta la corriente de continua (I_d); a su vez, el ángulo u también depende del instante en que se efectúa el disparo de los tiristores, dado por el ángulo α , ya que esta variable determina la tensión a la que se efectuará la conmutación. El ángulo de conmutación cobra particular importancia en el funcionamiento del inversor pues, si es lo suficientemente grande entonces el margen de conmutación resultante no será suficiente para que el tiristor que se tiene que apagar lo haga correctamente. Cuando el apagado no ocurre se produce la falla de conmutación y la tensión DC toma valores inadmisibles. Las fallas en la red AC, o cambios en su configuración, producen reducciones o desfasajes en la tensión AC y pueden ocasionar la falla de conmutación de los tiristores, y por ende la interrupción de la transferencia de potencia.

2.2 Saltos de tensión

Los cambios en el flujo de potencia reactiva, ya sea por la conexión de componentes, faltas, o variación del flujo de potencia activa, tienen efectos en la tensión de operación del sistema HVDC. Cuando los generadores están eléctricamente lejos del terminal del convertidor pueden producirse en particular sobretensiones temporarias que se mantienen por varios segundos. Es posible reducir estas sobretensiones con el uso de equipos de compensación de reactiva, controlando los ángulos de disparo para variar el consumo de reactiva del convertidor y, en algunos casos, mediante el uso de descargadores especiales [1].

Los convertidores LCC siempre consumen potencia reactiva, tanto en su operación rectificadora como inversora, y esta se suele estimar como 0.55 p.u. de la potencia activa transmitida [9]. En una red débil un cambio repentino en la potencia activa —y por ende en la reactiva—, como podría producir la desconexión intempestiva de una carga, generará una sobretensión temporaria debido al sobrante de potencia reactiva de los sistemas fijos de compensación, que irá hacia la red.

También se pueden producir sobretensiones cuando se vuelve a conectar un convertidor luego de una falla en una red AC débil. Al energizar los transformadores, corrientes de *inrush* altas con componentes armónicas de orden bajo provocarán sobretensiones si coinciden con la frecuencia de resonancia de la red.

Por último, la maniobra de filtros o de equipos de compensación de reactiva provoca saltos de tensión en las redes AC débiles. Las normas de diseño y operación de la red limitan esos saltos a valores de régimen de entre un 2 y un 5% de la tensión previa. Limitando estas variaciones de tensión se busca evitar efectos indeseados, como ser la afectación en la calidad de tensión de los clientes o la actuación demasiado frecuente de los conmutadores bajo carga de los transformadores.

3 MODELOS UTILIZADOS EN ATPDraw

En la presente sección se describen los modelos utilizados en las simulaciones: un sistema HVDC, un compensador síncrono, un SVC y un STATCOM. Estos modelos no son de elaboración propia sino que fueron obtenidos de la comunidad de ATPDraw [2] y adecuados al caso de interés.

3.1 Sistema HVDC

El modelo del vínculo HVDC simulado es el CIGRE HVDC Benchmark [10] [11], el cual fue elaborado para tener una referencia común en estudios de HVDC y es utilizado ampliamente. El sistema corresponde a una configuración monopolar y su diagrama unifilar se presenta en la Fig. 1. A grandes rasgos, se compone de dos redes de alterna conectadas a través de un vínculo de continua de potencia nominal de 1000 MW. El pasaje de alterna a continua se produce mediante dos convertidores conmutados por la red de 12 pulsos, uno operando como rectificador y otro como inversor. La conexión de la red de alterna a los convertidores se efectúa mediante transformadores de tres devanados que permiten, mediante un conexionado adecuado, tener dos sistemas trifásicos desfasados 30°. Adicionalmente, en las barras de alterna se conectan filtros para la eliminación de armónicos.

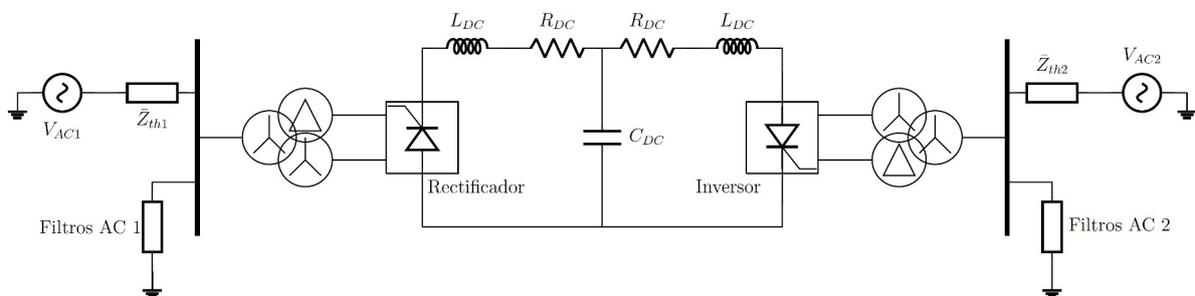


Fig. 1. Sistema HVDC estudiado.

3.2 Compensador síncrono

ATPDraw ofrece dos modelos para máquinas síncronas, el SM58 y el SM59. Se decidió usar el tipo SM58 debido a su mejor estabilidad numérica respecto al tipo SM59. En el modelo elegido la parte eléctrica de la máquina se modela con coordenadas de fase y la parte mecánica mediante la ecuación de Newton para masas rotantes. El control de la excitación de la máquina se realizó externamente y corresponde a un sistema similar al DC1C según la referencia [12]. Este se implementa como un bloque de MODELS [13] que tiene como entrada una muestra de la tensión que debe controlar, la cual compara con un valor de referencia, y como salida el valor correspondiente a la tensión de excitación en p.u.. Asimismo, se implementó un bloque MODELS para indicar la potencia activa de salida del generador; como este funciona como compensador síncrono, se impone que la potencia sea nula. Las simulaciones que utilizan este modelo fueron realizadas con una duración mayor al resto puesto que es necesario un tiempo largo de inicialización.

3.3 SVC

El modelo de compensador estático utilizado en las simulaciones está compuesto por un reactor controlado por tiristores y un capacitor conectado por tiristores (TCR y TSC respectivamente por sus siglas en inglés) [14][15][8] comandados por un sistema de control que regula la tensión en el punto de conexión. La Fig. 2 muestra el SVC y en ella se pueden distinguir varios bloques cuya función se detalla a continuación.

El bloque **MODEL thd3ph** conectado a la barra del inversor tiene la función de medir los valores eficaces de las tres tensiones de fase; luego se promedian y se calcula un valor representativo de la tensión eficaz compuesta. Esta tensión será la que se regulará. Este valor de tensión medida entra al bloque de control **SVC ctrl**, el cual se encarga de calcular la admitancia necesaria del TCR y el correspondiente ángulo de disparo (señalizado como **ANG** en el diagrama) de los tiristores del TCR. El control tiene en cuenta el estatismo (pendiente de la característica de operación tensión-corriente) deseado, el cual se incluye como parte de los datos de entrada. El *phase locked loop*, encargado de la sincronización con la red, está implementado en el bloque **PLL**. Este produce una señal **APLL** tipo diente de sierra con un período igual al de la red, y su amplitud pico a pico es de 360° . Las señales **APLL** y **ANG** son entradas al bloque **TCR TRIG**, el cual, a grandes rasgos, las compara y emite el pulso de disparo para los tiristores del TCR.

El TCR propiamente dicho está implementado en el bloque **TCR delta**, compuesto por tres inductancias (una por fase) conectadas en triángulo. Los tiristores en antiparalelo están modelados como una llave de ATP utilizada para representar triacs con un *snubber* asociado. Por otra parte, el **TSC delta** está compuesto por tres capacitores conectados en triángulo. Su bloque de disparo **TSC TRIG** solo provee señales de encendido y apagado según un tiempo programado; en las simulaciones ejecutadas el TSC está siempre encendido.

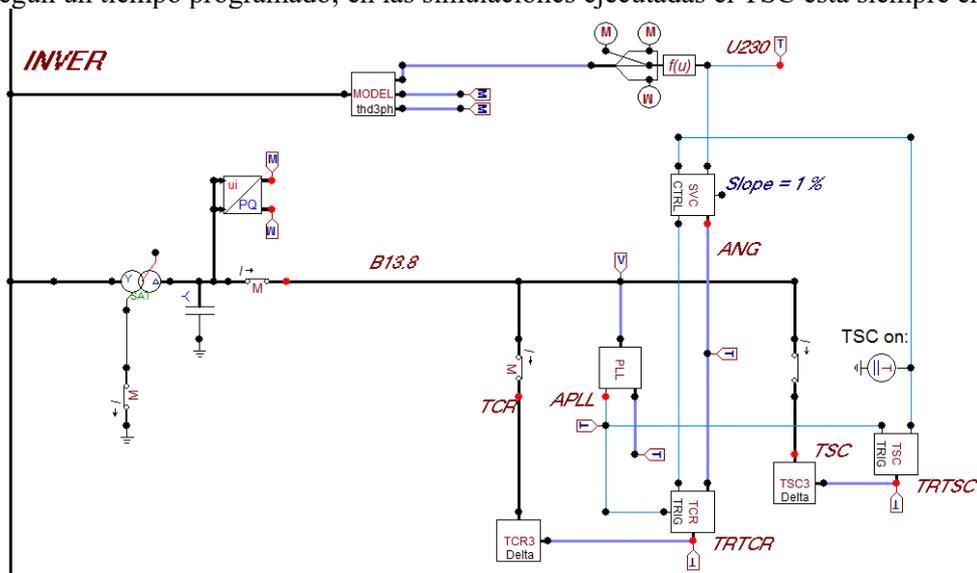


Fig. 2. Modelo en ATPDraw de un compensador estático.

3.4 STATCOM

El modelo de STATCOM utilizado se puede observar en la Fig. 3. Al igual que en el SVC, se pueden identificar varios bloques. El convertidor es el bloque VSC y tiene una topología del tipo NPC de tres niveles [14][16][8], donde en cada nivel se efectúa un PWM sinusoidal. El lado de continua está modelado como dos capacitores. Asimismo, al bloque VSC entra un valor de tensión de referencia provisto por el bloque de control. Este último es el identificado como **MODEL statcom** y está implementado en el lenguaje MODELS. Este toma como entrada una consigna de potencia reactiva para poder generar la referencia de tensión, así como las medidas de tensiones y corrientes DC y AC. No se ha implementado en el modelo un lazo cerrado de control de tensión.

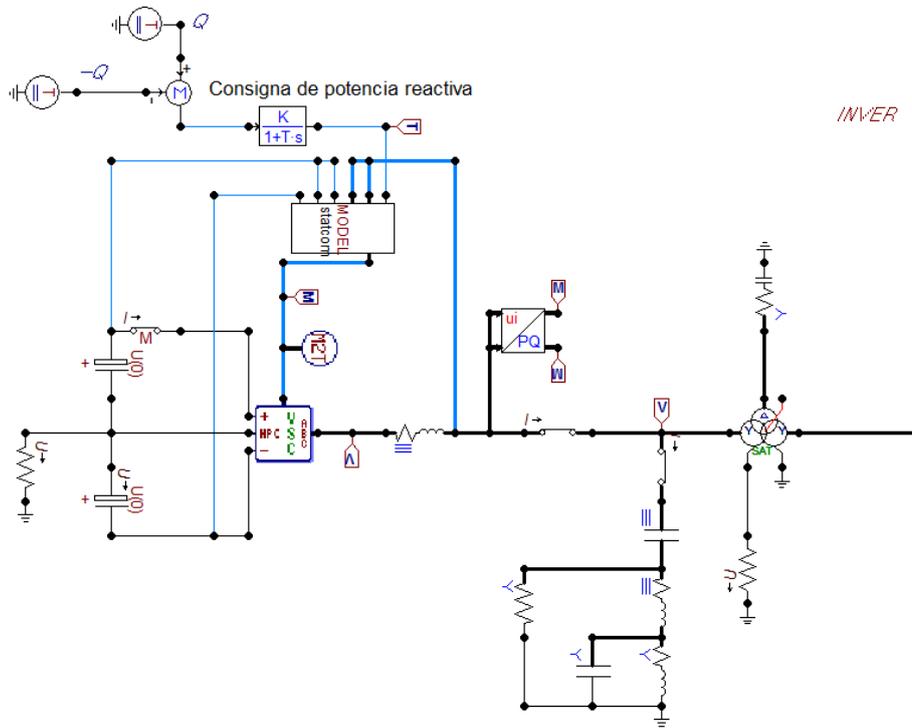


Fig. 3. Modelo en ATPDraw de un STATCOM.

4 SIMULACIONES Y RESULTADOS

En esta sección se presentan las distintas simulaciones ejecutadas en ATPDraw con el fin de estudiar el comportamiento de un sistema HVDC en distintas situaciones en las que el SCR de las redes AC interconectadas es un factor relevante. Se optó por simular un cambio en el SCR de la red del inversor y la maniobra de un equipo de compensación. Luego se efectuaron simulaciones con el agregado de los distintos equipos de compensación de reactiva estudiados, con el fin de evaluar si estos contribuyen a recuperar el buen funcionamiento del sistema ante los eventos planteados.

Con el objetivo de evaluar el efecto del cambio en SCR debido a un cambio de configuración de la red, se agregó una impedancia en serie con el equivalente Thévenin de la red del lado del inversor. El sistema empieza la simulación con su impedancia original y en cierto tiempo se agrega la impedancia en serie, simulando, por ejemplo, la salida de una línea del sistema AC. El valor de esta impedancia se aumentó sistemáticamente para visualizar los distintos efectos que se presentan. De esta manera, se simula el efecto del cambio del SCR, que originalmente tiene un valor de 2,5, en el tiempo 0,5 s. La Tabla I resume observaciones de estas simulaciones respecto a cómo reacciona el sistema de control, si se produce la falla de conmutación y si se recupera una correcta operación. El control del HVDC tenderá a tomar dos acciones: aumentar el ángulo de disparo del rectificador para mantener la corriente DC, contrarrestando el efecto de la caída de tensión AC del lado del inversor; o aplicar la función VDCOL (*Voltage Dependent Current Order Limit*) cuyo propósito es reducir la consigna de corriente para reducir el consumo de potencia reactiva y evitar sucesivas fallas de conmutación. De la Tabla I se puede concluir que a partir de un SCR de 1,89 la actuación del control de los convertidores no es suficiente para recuperar el sistema y llevarlo a un punto de operación aceptable.

TABLA I. EFECTO DEL CAMBIO DEL SCR EN LA OPERACIÓN DEL SISTEMA HVDC.

SCR	Control activado	Falla de conmutación	Vuelve a operación normal
2,37	Aumento de α_R	No	Sí
2,15	Aumento de α_R , VDCOL	No	Sí
2,06	Aumento de α_R , VDCOL	Sí	Sí
1,89	Aumento de α_R , VDCOL	Sí	No

En las Fig. 4-(a), 5-(a) y 6-(a) se muestra la tensión DC cuando el SCR pasa de un valor de 2,5 a uno de 2,06 y de 1,89, identificándose fallas de conmutación en la deformación de la tensión. Por su parte, las Figuras 4-(b), 5-(b) y 6-(b) muestran la misma tensión cuando uno de los compensadores de reactiva está presente. Se puede observar que el compensador síncrono y el STATCOM logran evitar la falla de conmutación mientras que el SVC provoca fallas sucesivas. Esto último es esperable dado que el SVC se comporta como un capacitor, y por lo tanto tiene menos capacidad de entregar potencia reactiva al disminuir la tensión; no se intentó rediseñar el sistema de control a efectos de mejorar la respuesta. De estos casos particulares, además, se infiere que la actuación del STATCOM es superior a la del compensador síncrono, ya que logra evitar la falla de conmutación en un caso más exigente, el de SCR = 1,89.

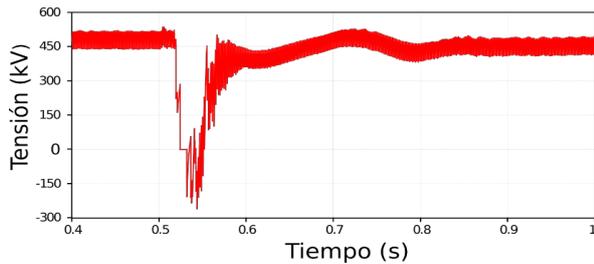


Fig. 4-(a). Sin compensación.

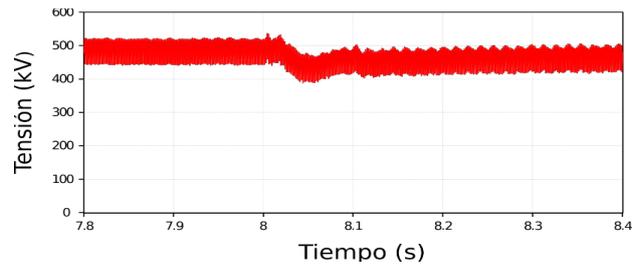


Fig. 4-(b). Con compensador síncrono

Fig. 4. Tensión DC en el pasaje de SCR 2,5 a 2,06 sin y con compensador síncrono.

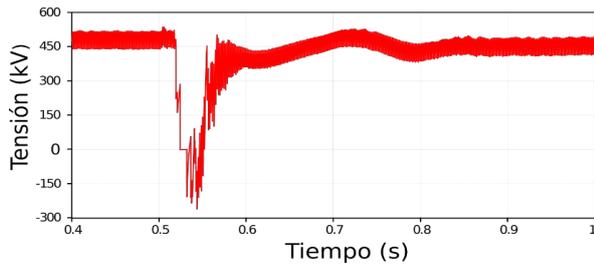


Fig. 5-(a). Sin compensación.

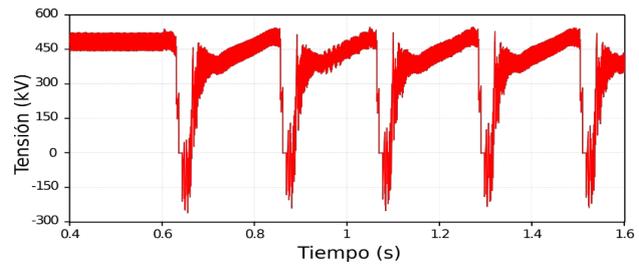


Fig. 5-(b). Con compensador SVC

Fig. 5. Tensión DC en el pasaje de SCR 2,5 a 2,06 sin y con SVC.

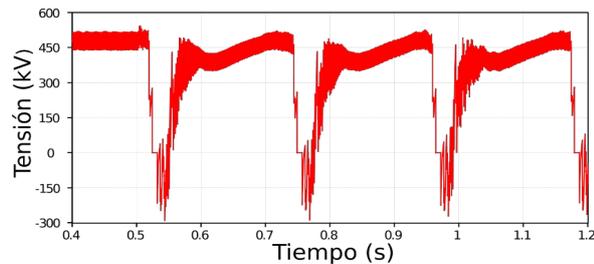


Fig. 6-(a). Sin compensación.

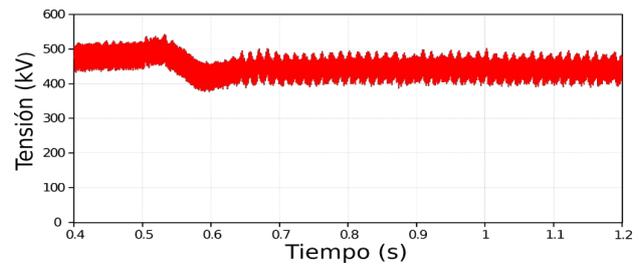


Fig. 6-(b). Con STATCOM

Fig. 6. Tensión DC en el pasaje de SCR 2,5 a 1,89 sin y con STATCOM

A los efectos de analizar la conexión de un filtro adicional o la conexión de un banco de capacitores para intentar resolver problemas de bajo SCR, se simuló la conexión de un capacitor en la situación de operación normal con $SCR = 2,5$. El principal efecto de la conexión del nuevo banco es el incremento de tensión del lado AC y, como consecuencia, del lado DC. En la Fig. 7 se muestra la evolución del valor RMS de la tensión AC en los distintos casos de estudio, sin compensación y con los distintos compensadores. Este pasa de un valor de 131 kV a 143 kV, siendo un incremento del 9 %, superior al 5% admisible a nivel de transmisión. La simulación con el compensador síncrono tuvo una duración de 20 s con la conexión del capacitor a los 8 s; se observa en la Fig. 7-(b) que luego del incremento esperado en la tensión, esta tiende a disminuir a un valor un 3% por encima del nominal luego de aproximadamente 4,5 s. Eventualmente se podría mejorar la regulación de tensión ajustando el control de la máquina síncrona, pero con los resultados obtenidos ya se cumple con los criterios habituales de calidad de tensión. Por otro lado, este efecto, al contrario que con el cambio del SCR, permite el correcto funcionamiento del SVC, el cual ahora tiene margen para controlar el ángulo de disparo del TCR aumentando su consumo de reactiva, disminuyendo así la tensión. Efectivamente, tal como se muestra en la Fig. 7-(c), la tensión permanece controlada en su valor de fase nominal, luego de un breve incremento causado por la conexión del capacitor a los 0,5 s. Por último, para el caso del STATCOM, al igual que en el caso del compensador síncrono, la sobretensión es regulada a un valor de un 3% por encima del nominal, aceptable dentro de los criterios de calidad de transmisión. Como se observó previamente, se podría hacer un ajuste en el consumo de reactiva del STATCOM para llegar a un error en la tensión cercano a cero. Se puede destacar, por otra parte, que el tiempo en que el STATCOM demora en regular la tensión, 0,3 s, es significativamente menor al del compensador síncrono.

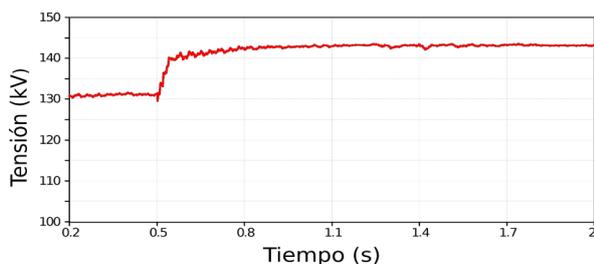


Fig. 7-(a). Sin compensación.

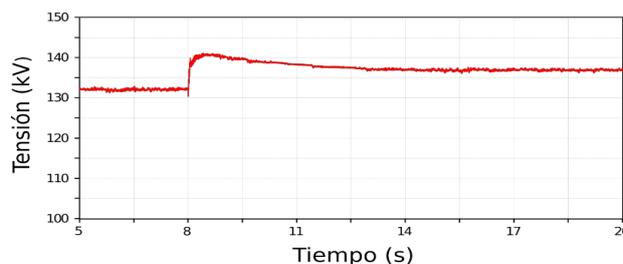


Fig. 7-(b). Con compensador síncrono.

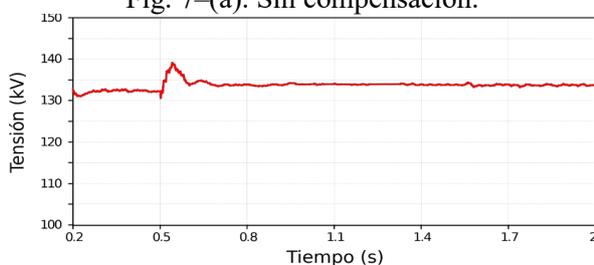


Fig. 7-(c). Con SVC.

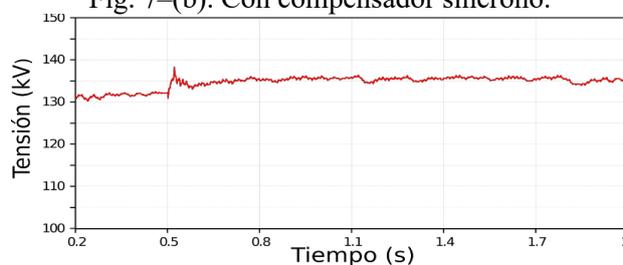


Fig. 7-(d). Con STATCOM.

Fig. 7. Tensión AC RMS en la conexión de un capacitor sin compensación de reactiva y con los distintos compensadores.

5 CONCLUSIONES

Las simulaciones ejecutadas en este trabajo analizan el resultado de disminuir el SCR de la red AC del inversor —aumentando su impedancia vista— y el de efectuar una maniobra de conexión de un equipo de compensación pasivo. Al disminuir sistemáticamente el SCR se observó que a partir de cierto valor ocurre una falla de conmutación en el convertidor, siendo una falla sucesiva para valores de SCR menores. La conexión de un nuevo banco de capacitores, por su parte, produce una sobretensión en la red AC del inversor, incompatible con criterios de calidad de transmisión. Se procedió a efectuar las mismas simulaciones agregando en la barra AC del inversor los distintos equipos de compensación de reactiva mencionados.

Se puede concluir que los compensadores de reactiva que mejor se desempeñan frente a los eventos estudiados son el compensador síncrono y su emulador estático, el STATCOM. Ambos responden de forma adecuada cuando existen subtensiones o sobretensiones, evitando fallas de conmutación cuando ocurre un

cambio de SCR y acotando las sobretensiones producidas por maniobras de equipos. Se puede inferir que el STATCOM tiene un mayor rango de aplicación en cambios de SCR que el compensador síncrono, mas tal afirmación requeriría un modelado más preciso de los equipos y del sistema donde serán instalados. Se observó también que el tiempo de actuación del STATCOM es significativamente inferior al del compensador síncrono.

A la hora de comparar estos equipos, más allá de las simulaciones que nos proveen una idea de cómo es su funcionamiento, existen otros factores a considerar. El compensador síncrono es una máquina rotante, y como tal requiere mantenimiento con cierta asiduidad debido al desgaste de sus partes mecánicas; el STATCOM, al ser estático, no presenta este problema. Por otro lado, el primero aporta inercia al sistema y un aumento del SCR, lo cual influye positivamente en las redes débiles que también se caracterizan por falta de inercia, mientras que el segundo no. Asimismo, la complejidad del sistema de control del STATCOM es francamente superior al del compensador síncrono, aunque esto implica una mayor versatilidad.

Con respecto al SVC, debido a su característica de estar compuesto por equipos pasivos, a priori es esperable que no sea un compensador apropiado para actuar frente a cambios bruscos de SCR.

6 REFERENCIAS

- [1] A. Gavrilovic et al, "Guide for Planning DC Links Terminating at AC System Locations Having Low Short-Circuit Capacities. Part I: AC/DC Interaction Phenomena", CIGRE, 1992.
- [2] Software de simulación ATPDraw, <https://www.atpdraw.net/index.php>
- [3] C. V. Thio, J. B. Davies y K. L. Kent, "Commutation failures in HVDC transmission systems", En: *IEEE Transactions on Power Delivery 11.2* (1996), págs. 946-957.
- [4] A. ElMehdi, A. Momen y B. K. Johnson, "Dynamic reactive compensation requirements at the rectifier end of an LCC HVDC link connected to a weak AC system", En: *2014 North American Power Symposium (NAPS)*, 2014.
- [5] O.B. Nayak y col, "Dynamic performance of static and synchronous compensators at an HVDC inverter bus in a very weak AC system", En: *IEEE Transactions on Power Systems 9.3* (1994), págs. 1350-1358.
- [6] Jorge Wilson Gonzalez y col, "Feasibility of HVDC for Very Weak AC Systems with SCR below 1.5". En: *2006 12th International Power Electronics and Motion Control Conference*, 2006, págs. 1522-1527.
- [7] J. Burr, S. Finney y C. Booth, "Comparison of Different Technologies for Improving Commutation Failure Immunity Index for LCC HVDC in Weak AC Systems", En: *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission. 2015*.
- [8] I. Briozzo, *Compensadores de reactiva para aumento de capacidad de transferencia en interconexiones HVDC entre redes de baja capacidad de cortocircuito*, Universidad de la República, 2021.
- [9] Carl Barker et al, *HVDC Connecting to the future*, Alstom Grid, 2010.
- [10] M. Szechtman, T. Wess y C. V. Thio. "First Benchmark Model for HVDC Control Studies", En: *Electra* (1991).
- [11] M. Szechtman, T. Wess y C. V. Thio, "A benchmark model for HVDC system studies", En: *International Conference on AC and DC Power Transmission*, págs. 374-378, 1991.
- [12] Les Hajagos et al, *IEEE Recommended Practice for Excitation System Models for Power System Stability Studies*, IEEE Power y Energy Society. 2016.
- [13] László Prikler y Hans Kristian Høidalen, *ATPDRAW Users' Manual*, 2009.
- [14] Narain Hingorani y Laszlo Gyugyi, *Understanding FACTS. Concepts and Technology of Flexible AC Transmission Systems*, John Wiley & Sons, INC., 2000. isbn: 0-7803-3455-8.
- [15] Manfredo Lima y Stig L. Nilsson. "Technical Description of Static Var Compensators (SVC)". En: *Flexible AC Transmission Systems*, CIGRE-Springer, 2020.
- [16] Colin Davidson y Marcio M. de Oliveira. "Technical Description of Static Compensators (STATCOM)". En: *Flexible AC Transmission Systems*, CIGRE-Springer, 2020.