



UNDÉCIMO ENCUENTRO REGIONAL
IBEROAMERICANO DEL CIGRÉ – XI ERIAC

COMITÉ NACIONAL PARAGUAYO DEL CIGRE
22 al 26 de mayo 2005 – Ciudad del Este – Paraguay

**PROTECCIONES DE LOS GENERADORES SINCRÓNICOS. INTERPRETACIÓN DE LAS
NECESIDADES DE LOS DISTINTOS TIPOS DE PROTECCIONES E INFLUENCIAS DE LAS FALLAS
EXTERNAS EN EL AJUSTE DE LAS MISMAS**

M. B. BARBIERI (*) -J. Z. VERNIERI(*)- P. L. ARNERA (*) --M. C. BEROQUI [PPCIC](*)
IITREE- UNLP
Argentina

Resumen - En este trabajo, en primer término, se realiza una descripción general del sistema de protecciones convencionales de los generadores, indicando la función de las mismas y en algunos casos los ajustes típicos.

Luego se realiza un análisis particular de la protección de pérdida de paso de un generador, ante fallas en el sistema de potencia (red externa). Se presenta un caso real, describiendo la experiencia de estudio realizada y la metodología empleada en el ajuste de la protección de pérdida de paso, de un co-generador ubicado en el SADI (Sistema Argentino De Interconexión) que alimenta a una planta industrial.

Palabras clave: Protección, estabilidad, pérdida de paso.

1 INTRODUCCIÓN

Los generadores constituyen un componente fundamental en los sistemas eléctricos de potencia, por ser la fuente de suministro de la energía. En general son equipos costosos y por sus condiciones mecánicas de máquinas rotativas, resultan los más vulnerables del sistema, junto con sus máquinas de impulso. Es por ello que requieren de un sistema de protección muy especial que abarque un importante abanico de causas de fallas posibles.

En modo general, podemos analizar las protecciones del generador clasificando a las fallas o situaciones anómalas según sus diferentes localizaciones. En primer lugar las fallas propias originadas internamente al generador, las cuales deben ser detectadas y despejadas por las correspondientes protecciones. En segundo lugar, las condiciones anormales de operación a las que se ve expuesto un generador ante perturbaciones originadas generalmente en la red externa o bien en el sistema de excitación del propio generador, la máquina

de impulso, los reguladores automáticos, etc. El generador operando en condiciones anormales se torna susceptible de sufrir un daño, por lo que resulta imperioso, en primera instancia, restablecer las condiciones normales de operación. En caso contrario, deberán actuar las protecciones correspondientes con la muy probable consecuente salida de servicio del generador.

2 PROTECCIONES ELÉCTRICAS COMÚNMENTE USADAS EN LOS GENERADORES

Los generadores tienen una serie de protecciones comunes que con las nuevas tecnologías de uso de sistemas digitales suelen estar integradas en un único módulo de protección. Un conjunto de protecciones que actúan midiendo magnitudes del estator son: corriente diferencial del generador, desbalance de corriente o corriente inversa, pérdida de excitación, potencia inversa (“motoring”), tierra del estator, máximo flujo, sobrecorriente restringida por tensión, sobretensión, energización accidental, sobre y sub frecuencia, subtensión, protección por pérdida de paso o falta de sincronismo, etc.

A continuación se describen algunas de las protecciones indicadas.

2.1 Protección contra fallas en el estator

Las fallas internas pueden ocasionar daños muy severos y costosos tanto a la aislación como a los propios bobinados y al hierro del estator, así como también pueden provocar severas sollicitaciones mecánicas de torsión en el eje de la máquina.

Dado que las corrientes de cortocircuito pueden alcanzar valores altos, deberán proveerse protecciones de alta velocidad que saquen de servicio la máquina lo

(*)Instituto de Investigaciones Tecnológicas para Redes y Equipos Eléctricos. FI-UNLP- 48 y 116 (B1900 AMF) La Plata, Argentina. -bbarbieri@iitree-unlp.org.ar

más rápido posible. Sin embargo estas protecciones no deberán actuar ante cortocircuitos en la red ya que deberán ser las protecciones de la red las que actúen. También se utilizan métodos de rápida desexcitación de la máquina para ayudar a un más rápido decaimiento de las corrientes de falla.

2.2 Relé de corriente de secuencia inversa.

La protección de corriente de secuencia inversa generalmente posee dos unidades, una de alarma y otra de disparo. La unidad de alarma suele ajustarse para que advierta al operador de la presencia de corriente de secuencia inversa con la intención de que pueda tomar acciones correctivas antes de que actúe la unidad de disparo. Un valor típico de ajuste es del 70% de la corriente de secuencia inversa que la máquina soporta en forma permanente y con un tiempo de retardo fijo. Las normas indican que los generadores deberán ser aptos para soportar en forma permanente un cierto nivel de corriente de secuencia inversa, sin que sufran daño, y para valores mayores deberán poseer una capacidad de corto término en correspondencia con una curva de I_2^2t , [1]. La unidad de disparo responde a una curva de tiempo corriente, que deberá ubicarse por debajo de la curva de capacidad de corto término de la máquina.

2.3 Relé de pérdida de excitación

La pérdida de excitación provoca daños en la máquina (calentamiento del rotor) y puede causar colapso de tensión al sistema ya que pasa a funcionar como generador de inducción absorbiendo reactivo de la red. La protección por pérdida de excitación en general incluye dos unidades de admitancia (*mho*), Fig. 1, con diagramas de operación que miran hacia la máquina, con desplazamientos, alcances y retardos independientemente ajustables. Es práctica común ajustar la primera zona del diagrama de operación de característica tipo *mho* de manera de detectar las pérdidas de excitación que resultan más severas para la máquina, tal es el caso de carga previa mayor al 30% de la carga nominal. Esta unidad suele ajustarse con un muy pequeño retardo del orden de 0.060 segundos. La segunda zona, es decir el segundo diagrama tipo *mho*, suele ajustarse con un mayor alcance de manera de detectar todas las situaciones de pérdida de excitación y se le asigna un tiempo de retardo suficiente como para evitar que actúe durante oscilaciones de potencia de tipo estable en el sistema, típicamente 0.500 segundos o mayor.

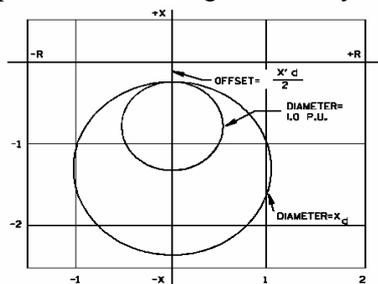


Fig. 1. Relé de pérdida de excitación

En general estos relés se ajustan en relación a los parámetros de la máquina a la cual protegen [1] y [2],

con los siguientes valores típicos, Zona 1: centro = $(Z_b + X'd)/2$ Radio $R_1 = Z_b/2$, *offset* o desplazamiento sobre el eje de reactancia: $X'd/2$; Zona 2 Centro = $(X_d + X'd)/2$, Radio $R_2 = X_d/2$, *offset* o desplazamiento sobre el eje de reactancia: $X'd/2$. Donde: Z_b : impedancia base de la máquina, $X'd$: reactancia transitoria de la máquina, X_d : reactancia sincrónica de la máquina.

2.4 Protección contra potencia inversa o anti-motoring

El funcionamiento como motor de un generador sincrónico ocurre cuando por algún motivo se corta el aporte de energía de la máquina de impulso, mientras el generador está en paralelo. Esta situación es más dañina para la máquina de impulso que para la parte eléctrica. También es puede ser perjudicial para el sistema ya que no sólo reduce la energía disponible sino que le sustrae potencia activa extra.

El *motoring* se define como el flujo de una potencia activa hacia el generador que actúa como motor. Si hay corriente en el arrollamiento de campo el generador seguirá en sincronismo con el sistema y se comporta como un motor sincrónico. Si se abre el interruptor de campo el generador actuará como motor de inducción.

El efecto pernicioso de esta condición sobre la máquina de impulso depende mucho del tipo de máquina. Las turbinas de vapor son muy afectadas cuando ocurre el *motoring*, esto se debe a la variación de temperatura que puede traer deformaciones por contracciones y expansiones no uniformes. En otras unidades de impulso los problemas son otros, en las hidráulicas puede aparecer cavitación, en los generadores diesel hay peligro de incendio del combustible no quemado. En general esta protección se ajusta con un retardo suficiente como para evitar que actúe ante oscilaciones electromecánicas de potencia.

2.5 Protección por máximo flujo [V/ Hz]

Esta protección actúa en aquellas situaciones en que el flujo es mayor al normalmente aceptable, lo que ocurrirá cuando la relación tensión/frecuencia (Volts/Hertz) aplicada a los terminales del equipamiento exceda un cierto valor, a partir del cual puede ocurrir la saturación del núcleo magnético, con lo cual podrán aparecer líneas de flujo magnético en partes de la máquina no laminadas, las cuales no están diseñadas para conducir flujo. Otra consecuencia de este excesivo valor es que las tensiones inducidas entre láminas del núcleo magnético pueden llegar a ser tan altas que no puedan ser soportadas por la aislación entre láminas.

En este caso la protección tiene dos funciones, la de alarma y la de disparo. La primera tiene sólo la función de advertir al operario para que pueda tomar acciones correctivas. En las protecciones digitales en general el algoritmo es procesado en cada fase por separado.

2.6 Protección de sobrecorriente restringida por tensión.

Este tipo de protección normalmente se ajusta para cumplir la función de protección de respaldo ante fallas en el sistema, con lo cual deberá estar coordinada con las protecciones del sistema. La corriente de arranque a

su vez debe asegurar un buen margen por encima de las máximas corrientes de carga que puedan esperarse.

En las protecciones digitales el algoritmo es procesado en cada fase por separado.

2.7 Protección de sobretensión

Este tipo de protección deberá ajustarse con un margen seguro por debajo de la capacidad de sobretensión del equipamiento protegido, y puede cumplir la función de respaldo de la protección de máximo flujo (V/Hz).

2.8 Protección por operación a frecuencias anormales

La operación del generador a frecuencias no normales generalmente se debe o a un rechazo parcial o total de carga, o a una condición de sobrecarga.

En el caso de un rechazo de carga el generador se acelerará hasta alcanzar un nuevo estado de equilibrio a una velocidad mayor a la nominal, según sea la amplitud en el escalón de carga y según sea el ajuste del estatismo del regulador de velocidad de las máquinas del sistema. En general la sobrefrecuencia es más fácil de solucionar, dado que el operador o el sistema de control podrán restaurar la velocidad de las máquinas a la velocidad nominal. Un disturbio en la red que llevó a la segregación del sistema en subsistemas, donde alguno de ellos puede haber quedado con exceso de carga, provocará subfrecuencia. La frecuencia del subsistema decaerá hasta un nuevo valor de equilibrio y las máquinas operarán en estas condiciones hasta que el esquema de “corte de carga” del sistema permita recuperar la frecuencia nominal. En general este caso es peor que el de sobrefrecuencia ya que no está en manos del control de la máquina la posibilidad de recuperar la frecuencia nominal. Por ello ante subfrecuencias mantenidas en el tiempo la protección dispara la unidad. La condición de subfrecuencia es más crítica para la máquina de impulso, especialmente en las turbinas de vapor y en las de gas. En los hidrogenadores generalmente no hay restricciones severas por subfrecuencia.

2.9 Protección de subtensión

Normalmente será el regulador de tensión quien mantenga la tensión dentro de los niveles aceptables. Sin embargo si se observa una subtensión sostenida en el tiempo esto podría estar indicando una severa condición de exceso de carga o de pérdida de generación en el sistema. El relé de subtensión podría ser usado para disparar el arranque de una máquina de reserva, o para quitar carga siempre y cuando el regulador no pueda recuperar la tensión. Además este relé proveerá de una protección de respaldo ante fallas a tierra internas o muy cercanas al generador, dado que los niveles de tensión en algunas de las fases del generador se verán significativamente reducidos.

3 EXPERIENCIA EN EL AJUSTE DE UNA PROTECCIÓN DE PÉRDIDA DE PASO EN UNA UNIDAD COGENERADORA CONECTADA AL SADI

Se realiza un estudio para determinar la información necesaria que permita un ajuste adecuado y confiable de

la protección de pérdida de paso de un cogenerador conectado a la red pública en 132 kV, que además provee vapor a una planta industrial de gran porte, con la alternativa de poder funcionar en isla eléctrica con la planta industrial en caso de que la red pública tenga fallas de muy larga duración.

Para ello se analiza al cogenerador funcionando conectado a la red y se determinan las fallas que provocaban la pérdida de paso o sincronismo de la máquina con objeto de determinar las condiciones de conveniencia del pasaje a isla. En este estudio se comprueba que las siguientes fallas en 132 kV de la red de pública producen la pérdida de paso de la máquina: fallas trifásicas despejadas en tiempos superiores a los 250 ms, fallas bifásicas francas con contacto a tierra con duración mayor a 450 ms y fallas bifásicas francas sin contacto a tierra con duración mayor a 800 ms.

Además, se detecta que las fallas en la red pública, si son despejadas en primera zona pueden durar aproximadamente 120 ms, si son despejadas en segunda zona 450 ms (fallas en barras) y si son despejadas en tercera zona 850 ms. El generador no disponía inicialmente de protección de pérdida de paso y las protecciones habilitadas no detectan la oscilación de pérdida de paso. Tal es el caso de la protección de pérdida de excitación cuyo diagrama de impedancia se ubica por debajo de la impedancia equivalente que se ve durante la oscilación. Otro caso es el relé de subtensión del generador que puede llegar a actuar, aunque en ciertas circunstancias podría no hacerlo, dado que el nivel de tensión puede oscilar por arriba del nivel de ajuste de la protección. Una situación similar ocurre con las protecciones de sobrecorriente.

También ocurrió una falla en la red pública cercana al cogenerador, la falla comenzó como bifásica sin contacto a tierra y al cabo de aproximadamente 150 ms se transformó en trifásica. Duró aproximadamente unos 700 ms. Esta falla produjo la inestabilidad de la máquina, abriendo el interruptor de máquina por actuación de la protección de subtensión ajustada en 0.9 pu - 1 s. Con posterioridad esta protección es modificada con el objeto de coordinarla con el sistema de pasaje a isla, ubicando el ajuste de la misma en 0.8 pu - 2 s. Consecuentemente, el generador ante la misma falla presumiblemente no quedaría protegido.

En la Fig. 2 se observa la tensión de la barra de 132 kV donde se conecta el generador. La Fig. 2a corresponde a la medición real y la de la Fig. 2b corresponde a la simulación. En la Fig. 3 se presenta la corriente del generador. La Fig. 3a corresponde al valor medido y la Fig. 3b corresponde al valor simulado, ambos en pu.

La comparación de los valores medidos con los simulados permite validar el modelo usado en las simulaciones de los fenómenos electrodinámicos.

Con todos estos elementos se desprende la necesidad de disponer de una protección que detecte la pérdida de sincronismo y saque al generador ante fallas en la red.

El ajuste de la protección de pérdida de paso debe contemplar la salida de la máquina en tiempos breves ante las oscilaciones de potencia y cupla con el objeto

de evitar el daño del generador, pero por otro lado esta protección tiene que ser compatible y estar coordinada con el dispositivo de pasaje a isla en los casos que el mismo esté habilitado. No debe actuar ante un pasaje a isla, ya que esto provocaría el colapso de la planta industrial.

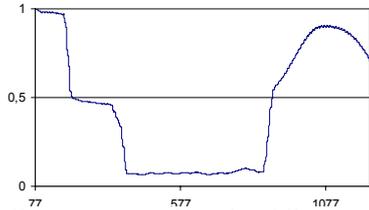


Fig. 2a. Falla cercana en la red pública. Tensión eficaz de secuencia directa de 132 kV medida, en pu.

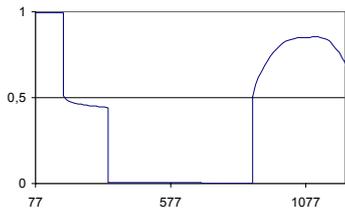


Fig. 2b. Falla cercana en la red pública. Tensión eficaz de secuencia directa de 132 kV simulada, en pu.

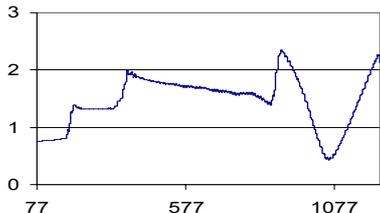


Fig. 3a. Falla cercana en la red pública. Corriente eficaz de secuencia directa del generador medida, en pu.

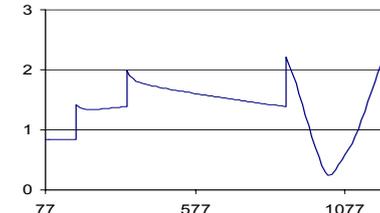


Fig. 3b. Falla cercana en la red pública. Corriente eficaz de secuencia directa del generador simulada, en pu.

Se analizan las características de una protección de pérdida de paso digital comercial y se realiza un análisis preliminar determinando la necesidad de profundizar en el estudio de casos y las distintas posibilidades de ajustes dado que se detectan situaciones conflictivas tanto en el ajuste de las zonas como de los tiempos involucrados.

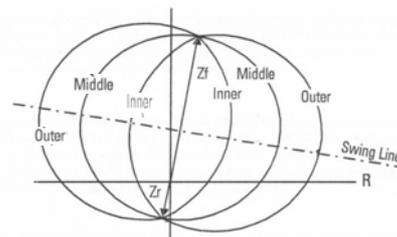
Una situación que se presenta como crítica es el hecho de que las fallas en la realidad no son directamente trifásicas o bifásicas sino que evolucionan por ejemplo desde una bifásica a una trifásica, como la correspondiente a la falla mostrada en las Fig. 2 y Fig. 3, o desde una monofásica a una trifásica como la registrada en otra oportunidad. Sumado a esto, los tiempos involucrados en las oscilaciones de pérdida de paso son breves, lo que significa que son similares a los tiempos de la evolución de las fallas.

3.1 Descripción de la protección utilizada

La protección tiene distintas funciones como son la de impedancia, sobrecorriente, tensión, sobrecarga y pérdida de paso, entre otras.

La que interesa para el presente trabajo es la de “pérdida de paso” o la sigla en inglés *OST (Out of Step Tripping)*. Esta protección es un relé de distancia estático de secuencia positiva. Usa la característica *mho*. Este tipo de dispositivo detecta la pérdida de sincronismo o bien la oscilación de potencia entre dos áreas de un sistema, midiendo la impedancia aparente de secuencia positiva vista por el relé durante la oscilación de potencia sobre un período de tiempo determinado.

La protección OST incluye tres características de impedancias de secuencia positiva. Una condición de pérdida de paso es detectada midiendo el tiempo que la impedancia aparente vista por el OST, “viaja” desde el punto de carga hacia un punto a lo largo de la recta de oscilación. Una falla sobre una línea causa que la impedancia aparente cambie instantáneamente y por lo tanto no corresponde a una condición de pérdida de paso. En una condición de oscilación, la impedancia cambia lentamente. Si la impedancia pasa a través de las tres características en una secuencia apropiada y cumpliendo los tiempos establecidos, se produce la condición de disparo por pérdida de paso. El modo básico de operación tiene tres características [3]. En la Fig. 4 se muestran las tres zonas: OUTER, MIDDLE, INNER, y se indica la recta teórica de oscilación de la



impedancia en los casos de inestabilidad (*swing line*), [2] y [4].

Fig. 4. Diagrama del RELE OST, y recta teórica de oscilación de la impedancia vista en los casos de pérdida de paso.

La característica MIDDLE puede omitirse usando sólo la OUTER y la INNER. La decisión de usar dos o tres características para la detección de pérdida de paso depende de la frecuencia de oscilación durante el proceso de inestabilidad. Se prefieren las tres características cuando la oscilación es lenta, pudiéndose elegir los tiempos que permanece la impedancia equivalente en cada zona, mayor que los mínimos recomendados [3].

Existe la posibilidad de producir la señal de disparo cuando el punto de impedancia entra a la zona INNER y luego de permanecer un tiempo en ella, habiendo estado los tiempos correspondientes en las otras zonas, o bien se puede elegir esperar hasta que la tensión del generador y el sistema se encuentren más en fase, esto es, esperar hasta que la impedancia vista salga de la

zona OUTER. Este último ajuste reduce el riesgo de daño del interruptor, evitando que abra en contrafase. La protección de pérdida de paso se ubica en la central en bornes del cogenerador tal como se indica en la Fig. 5.

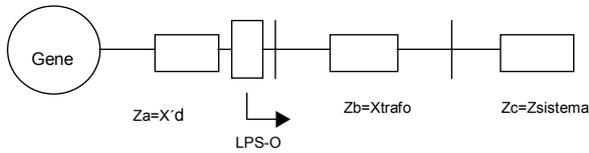


Fig. 5. Ubicación de la protección de pérdida de paso (OST), en bornes de la máquina.

3.2 Metodología empleada para determinar el ajuste de los distintos parámetros de la protección

Se simulan una treintena de casos mediante un programa apto para transitorios electromecánicos, para distintas fallas y distintos estados de carga del generador. Dentro de estos casos hay situaciones en las cuales el generador pasa a isla y otras en las que queda conectado a la red pública.

Se proponen distintos ajuste del relé hasta lograr uno que cumpla con los requisitos buscados. Para lograr este objetivo se grafican el diagrama de operación propuesto del relé de pérdida de paso (OST) y en cada simulación los puntos que representan la impedancia aparente vista desde el generador (pares R, X) durante la evolución temporal. Se usa para la representación valores en por unidad en base de la máquina generadora.

Estas figuras permiten determinar si en la oscilación los puntos X, R entran en el diagrama de operación propuesto del Relé (OST), en la secuencia correcta y permanecen durante el tiempo necesario para la actuación. Se indica la evolución del punto de impedancia de a intervalos de igual duración, por ejemplo cada 10 o 20 ms., a fin de establecer la velocidad con que transita la impedancia las distintas posibles zonas del relé (Fig. 6).

3.3 Ajuste propuesto

Luego de realizar un análisis de resultados por inspección y contando con los resultados de las simulaciones se adoptan los siguientes ajustes, los cuales se verifican como correctos en los distintos casos simulados.

Se eligen dos zonas de las mostradas en la Fig. 6 (se omite MIDDLE) cuyos ángulos son:

Ángulo OUTER (A)= 90°, Ángulo INNER (C)=150°.

Las impedancias asignadas de acuerdo a la Fig. 6 son:

$Z_a = j X'd = j 0.33 \text{ pu.}$

$Z_b = j X_t$ (impedancia de cortocircuito del transformador) = $j 0.155 \text{ pu.}$

$Z_c = R_s + j X_s$ (impedancia equivalente del sistema) = $j 0.11 \text{ pu.}$

Con estos valores de impedancias del sistema real el centro eléctrico teórico, [2] y [4], se ubica dentro del generador, próximo a su borne.

Los tiempos ajustados en este caso con dos zonas son:

TLOS1: tiempo que la impedancia debe permanecer entre la característica OUTER e INNER, primer paso

del proceso de generación del disparo por condición de pérdida de paso: 35 ms.

TLOS3: tiempo que la impedancia debe permanecer entre la característica INNER, (luego de haber permanecido en OUTER el tiempo TLOS1 segundo paso del proceso de generación del disparo por condición de “pérdida de paso”: 35 ms.

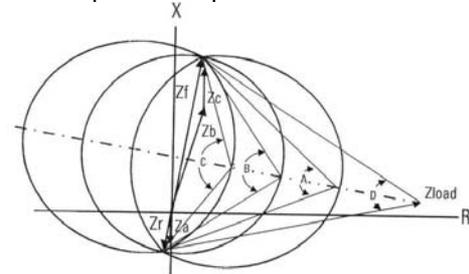


Fig. 6. Característica del alcance de la protección de pérdida de paso (OST), ángulos de ajuste de las Zonas: C = ángulo de la zona INNER, B: ángulo de la zona MIDDLE, A ángulo de la zona OUTER, D: ángulo de carga del generador.

En la Fig. 7 se representa el diagrama de impedancia de operación según el ajuste elegido para la protección de pérdida de paso (traza circular roja), los valores de impedancia se presentan en por unidad tomando como base los datos del generador (155 MVA y 11.5 kV). De este esquema sólo son válidas dos zonas, la lenteja interna (ángulo INNER = 150 °) y el círculo centrado en el origen (ángulo OUTER = 90°), el resto de los arcos de circunferencia no son válidos y son consecuencia de representar la lenteja interna como intersección de dos círculos.

Se muestra, a modo de ejemplo, el resultado de la simulación de la falla real de las Fig.2 y 3 (en la realidad la falla dura 700 ms y el generador se desconecta al segundo de iniciada, por subtensión). En la simulación se representa la falla despejada, tal como ocurre en la realidad alrededor de 700 ms, sin embargo el generador no es desconectado de la red, para apreciar la evolución de la impedancia aparente durante varias oscilaciones de pérdidas de paso, Fig. 7 traza en azul.

En la Fig. 8 se muestra la impedancia aparente vista desde el generador a consecuencia de la falla en la red pública (traza en azul) y, se superpone en este diagrama la característica de operación de la protección de pérdida de excitación (traza circulares en rojo). Se observa que esta protección no actúa ante la inestabilidad de la máquina. La oscilación se establece alrededor del cero de impedancia dada la relación entre la impedancia de máquina ($X'd$), la del transformador de máquina y la del sistema, [2] y [4].

Analizando en detalle los resultados de la simulación en la Fig. 7, se observa que la impedancia aparente durante el tiempo que dura la falla bifásica no alcanza a entrar a la Zona OUTER y cuando se produce la falla trifásica salta a la zona INNER, permaneciendo en ella el tiempo que dura la falla. Cuando se despeja la falla la impedancia evoluciona hacia la zona OUTER, luego sale de esta y en la segunda pasada entra a la zona OUTER permaneciendo 80 ms en esta, luego

evoluciona a la zona INNER permaniendo 70 ms y sale de la zona OUTER a los 1.35 s de comenzada la falla, en este punto debería producirse el disparo del generador, dando el tiempo suficiente para que el interruptor de máquina no abra en contrafase.

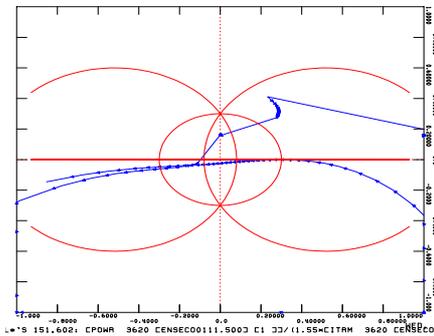


Fig. 7. Característica de operación del OST (traza circular roja) e impedancia aparente vista en bornes de la máquina (traza azul, marcas cada 10 ms) a consecuencia de la falla en la red pública, suponiendo que la máquina no es desconectada del sistema.

En la Fig. 9 se muestra por simulación la impedancia aparente vista desde el generador a consecuencia de fallas trifásicas en la red de 132 kV, que producen la inestabilidad del generador con tres despachos de reactivo: **típico** 123 MW + j 17 MVAR, **máximo reactivo inductivo**: 123 MW + j 90 MVar y **máximo reactivo capacitivo**: 123 MW - j 50 MVar. Con despacho inductivo la tensión terminal de la máquina es de alrededor de 1.05 pu. y resulta más estable, por esta razón se debe simular una falla de 400 ms. para alcanzar la inestabilidad, mientras que en los otros casos sólo 300 ms. El lugar geométrico de la impedancia aparente se desplaza hacia abajo de la recta teórica (Fig. 4, *swing line*) para tensiones terminales menores a la unidad (capacitivo, tensión terminal 0.9 pu.) y hacia arriba para tensiones terminales mayores a la unidad (inductivo), tal como se indica en [2] y [4].

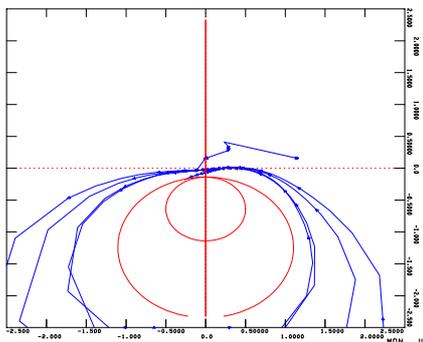


Fig. 8. Falla en la red pública. Relé de pérdida de excitación, suponiendo que el generador no se desconecta de la red.

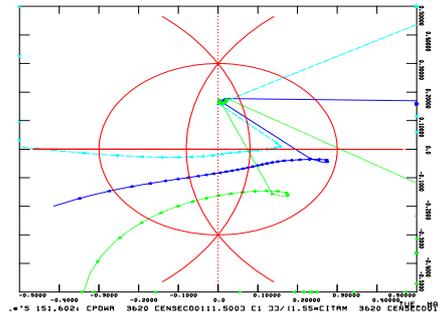


Fig. 9. Despacho típico azul, despacho capacitivo verde, despacho inductivo: celeste. Se muestra hasta 1 segundo de simulación, las marcas cada 20 ms.

Se observa que el ajuste elegido para la protección cubre satisfactoriamente los distintos casos posibles de despacho del generador.

4 CONCLUSIONES

En este trabajo se resumen algunas de las protecciones de generadores y se comenta la experiencia y metodología seguida en el ajuste de una protección de pérdida de paso de un generador conectado al Sistema Argentino De Interconexión (SADI).

Respecto de este último tema se puede concluir que a través del uso del programa de simulación digital de transitorios electromecánicos se puede:

- Lograr un ajuste de la protección de pérdida de paso que cubre satisfactoriamente las distintas fallas.
- Establecer correctamente los tiempos de tránsito del lugar geométrico de la impedancia aparente por cada zona de la protección .
- Verificar que la protección cumpla con los requerimientos necesarios: proteger al generador en distintas condiciones de operación y evitar la salida innecesaria del mismo.

5 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] IEEE Guide for AC Generator Protection. *IEEE Std C37.102-1995*.
- [2] Prabha Kundur. "Power System Stability and Control". EPRI (Editorial Mc. Graw Hill).
- [3] LPS-O. Line Protection System. Instruction Manual. LPS-O Revision: V0001.03AA20. Manual P/N: GEK-106266A. (Copyright 2001 GE Power Management).
- [4] John Berdy. "Application of out-of-step blocking and tripping relays". GER 3180